



REGIONE DEL VENETO

giunta regionale

Assessore

MARINO FINOZZI

**PIANO
ENERGETICO
REGIONALE**

Indice

Parte 1

1. Un piano energetico regionale per il Veneto: l'approccio programmatico.....	1
2. Il Documento di programmazione.....	1
2.1 Finalità ed approcci operativi.....	1
2.2 La situazione energetica regionale.....	3
2.3 Assetto della produzione elettrica in Veneto relativa all'anno 2002.....	5
2.4 Le problematiche ambientali.....	6
2.5 Coordinamento con le politiche energetiche nazionali e con i soggetti e gli operatori locali.....	7
2.6 Priorità e strumenti.....	7
3. Osservazioni al documento di programmazione.....	10
3.1 Osservazioni presentate da CONFINDUSTRIA Veneto.....	10
3.2 Osservazioni presentate da CONFARTIGIANATO del Veneto.....	10
3.3 Osservazioni presentate dai sindacati CGIL, CISL e UIL.....	11
3.4 Osservazioni presentate dalla CODACONS Veneto Sezione Energia.....	12
3.5 Osservazioni presentate dal WWF Veneto - Settore Energia e Rifiuti.....	13
3.6 Osservazioni presentate dall'Università degli studi di Verona.....	14
3.7 Osservazioni presentate dall'Università degli studi di Padova.....	14
3.8 Osservazioni presentate da ARPAV.....	15
Riferimenti.....	16

Parte 2

1. Politiche energetiche europee, nazionali e regionali.....	17
2. Indirizzi e politiche europee per l'energia.....	17
2.1 La sicurezza dell'approvvigionamento e la dipendenza energetica.....	19
2.2 L'apertura e l'integrazione dei mercati energetici.....	23
2.3 Il miglioramento dell'efficienza energetica.....	27
2.4 Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.....	30
2.5 L'integrazione degli obiettivi energetici e ambientali per uno sviluppo sostenibile... ..	33
2.5.1 Il controllo dell'inquinamento atmosferico.....	33
2.5.2 Gli interventi sui cambiamenti climatici.....	37
2.5.3 Elettrodotti e campi elettromagnetici: esposizione a radiazioni non ionizzanti.....	40
2.6 Misure di sostegno e di incentivazione economica, di orientamento fiscale e meccanismi di mercato.....	40
2.6.1 Strumenti di sostegno ed incentivazione economica (<i>on-budget subsidies</i>).....	41
2.6.2 Strumenti di orientamento fiscale e meccanismi di mercato (<i>off-budget subsidies</i>).....	44
2.6.3 Disciplina degli aiuti di Stato.....	45
3. Politiche energetiche nazionali.....	46
3.1 Sicurezza energetica, competitività del mercato interno e decentramento amministrativo.....	48
3.1.1 Dal Piano Energetico Nazionale del 1988 all'istituzione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (Legge 481/95).	48
3.1.2 Avvio del decentramento amministrativo.....	50

3.1.3 La liberalizzazione dei mercati dell'energia e l'incentivazione delle rinnovabili e del risparmio energetico.....	51
3.1.4 Altri provvedimenti di sostegno delle fonti rinnovabili, del risparmio energetico e dell'uso efficiente dell'energia.....	54
3.1.5 Provvedimenti di riordino del settore dell'energia.....	60
3.2 Disposizioni economiche e fiscali	66
3.3 Leggi ambientali.....	66
3.3.1 Il recepimento del Protocollo di Kyoto	67
4. <i>Normativa regionale</i>	70
4.1 I primi obiettivi di politica energetica: le fonti rinnovabili, l'efficienza e il risparmio energetico	70
4.2 La tutela dell'ambiente e la valutazione dell'impatto ambientale	73
4.3 Politiche energetiche regionali e decentramento amministrativo.....	78
4.4 Sviluppi recenti	83
4.5 Altri strumenti di pianificazione del territorio regionale.....	84
4.6 Disponibilità finanziaria	88
<i>Riferimenti</i>	89

Parte 3

1. <i>Situazione energetica regionale</i>	93
2. <i>Il gas naturale</i>	96
3. <i>I derivati del petrolio</i>	102
4. <i>I combustibili solidi</i>	107
5. <i>Le fonti rinnovabili</i>	108
5.1 Le biomasse	109
5.2 Le biomasse legnose	109
5.3 Altri impieghi di biomassa.....	111
5.4 Altre fonti rinnovabili	111
6. <i>I rifiuti</i>	112
6.1 I rifiuti urbani	112
6.2 I rifiuti speciali	113
7. <i>L'energia elettrica</i>	116
7.1 Premessa.....	116
7.2 Definizioni.....	116
7.3 Analisi dei dati degli anni 2002 e 2003.....	117
7.4 Analisi dell'evoluzione nel periodo 1998-2003.....	121
8. <i>Le infrastrutture di trasporto e distribuzione dell'energia</i>	135
8.1 Rete dei gasdotti.....	136
8.2 La rete elettrica	139
8.3 Reti di teleriscaldamento	142
<i>Riferimenti</i>	145

Parte 4

1. <i>Scenari e programmi specifici</i>	147
2. <i>Previsioni della richiesta di energia nelle Regione Veneto e scenari di riferimento</i>	147
2.1 Evoluzione dei consumi finali di energia	148
2.2 Evoluzione dei consumi elettrici	155

<i>3. Potenzialità</i>	161
3.1 Il risparmio energetico.....	161
3.2 Fonti rinnovabili e alternative	162
3.3 La cogenerazione e la generazione distribuita	172
3.4 Il teleriscaldamento.....	173
<i>4. Strategie e programmi specifici</i>	174
4.1 Il contesto	174
4.2 Linee di indirizzo per l'incentivazione e il sostegno	176
4.3 Linee di indirizzo e coordinamento in materia di autorizzazione e localizzazione degli impianti energetici	178
4.4 Obiettivi e strumenti.....	181
4.5 Programmi specifici.....	185
<i>Riferimenti</i>	190

Glossario

<i>Glossario</i>	193
------------------------	-----



1. Un piano energetico regionale per il Veneto: l'approccio programmatico

La prima parte del Piano energetico ripropone i contenuti del Documento di programmazione (par. 2) portato in discussione con le diverse categorie di soggetti interessati ai tavoli di presentazione dell'iniziativa tenuti alla fine del mese di luglio 2004.

Nella prima parte il Documento propone l'analisi delle finalità e degli approcci operativi. Segue una sintetica esposizione della situazione energetica regionale, quale risulta dagli ultimi bilanci energetici regionali stilati da ENEA e dell'assetto della produzione elettrica al 2002. Al bilancio 2000 (tab. 1), disponibile al momento della discussione ai tavoli, è ora possibile aggiungere il bilancio ENEA del 2001 (tab. 2). Per i dati aggiornati si rimanda tuttavia alla terza parte del Piano. Chiudono il documento tre paragrafi sulle problematiche ambientali, sul coordinamento con le politiche energetiche nazionali e con i soggetti e gli operatori locali e sulle priorità e strumenti.

Alcuni dei soggetti presenti o interpellati hanno fatto pervenire per iscritto le proprie osservazioni, riportate sinteticamente a chiusura del capitolo (par. 3).

2. Il Documento di programmazione

2.1 Finalità ed approcci operativi

La stesura di un piano energetico regionale (PER) è finalizzata alla definizione di un approccio organico alle criticità specifiche dell'uso dell'energia nelle sue diverse forme e nello scenario politico, sociale, economico e produttivo globale della Regione, nonché a fornire stimoli e sostegno per la ricerca, in particolare nel campo della produzione e dei vettori dell'energia. Queste sono classificabili a seconda della propria natura in tre categorie principali, relative rispettivamente alla sicurezza della disponibilità energetica, alla compatibilità e sostenibilità ambientale della produzione e dell'utilizzo dell'energia e infine all'economicità della disponibilità delle principali fonti energetiche.

In considerazione di tali peculiarità, il PER dovrà gettare le basi per politiche volte a:

- incrementare la sicurezza degli approvvigionamenti (aspetto strategico degli usi energetici)
- tutelare l'ambiente e la salute (aspetto ambientale delle trasformazioni, del trasporto e degli impieghi finali dell'energia)
- incrementare la competitività dei mercati energetici (aspetto economico degli usi dell'energia)

Se tali sono gli obiettivi finali nella definizione del PER, il loro perseguimento non può prescindere da azioni concrete e specifiche.

In particolare per quanto riguarda la sicurezza degli approvvigionamenti le possibili direttrici da percorrere sono:

- risparmio energetico (razionalizzazione degli impieghi)
- diversificazione delle fonti
- sviluppo delle risorse locali (rinnovabili e rifiuti)
- sviluppo e mantenimento in efficienza delle infrastrutture energetiche

La tutela dell'ambiente va perseguita attraverso:

- risparmio energetico e razionalizzazione degli impieghi
- definizione e armonizzazione di regolamenti a tutela dell'ambiente
- sviluppo delle risorse rinnovabili
- sostegno delle tecnologie più efficienti e pulite

La competitività deve essere promossa:

- razionalizzando e sensibilizzando i consumi
- migliorando l'accessibilità alla produzione e fornitura dei servizi energetici da parte di nuovi operatori (rimozione delle barriere d'ingresso e delle economie di scala)
- creando un contesto regolamentativo chiaro e sistemi di promozione non discriminatori
- favorendo le tecnologie più efficienti

Se molto spesso le azioni descritte possono simultaneamente espletare il proprio effetto positivo sia sul piano strategico, sia su quello ambientale, sia su quello economico, talvolta possono emergere delle incompatibilità tra gli obiettivi da perseguire. Non risulta cioè sempre possibile, almeno sul breve e medio termine, conciliare sicurezza, ambiente ed economicità. Esistono situazioni e circostanze nelle quali gli obiettivi di sicurezza o di compatibilità ambientale possono non consentire il conseguimento della migliore efficienza economica, o in cui le esigenze di garanzia dell'approvvigionamento si scontrano con quelle stesse di tutela ambientale. È vero altresì che per poche - se non per nessuna altra fonte energetica - sussistono contemporaneamente problematicità in termini di sicurezza, compatibilità ambientale e economicità così rilevanti quali quelle sperimentate nel caso dell'energia elettrica.

S'impone pertanto **una prima riflessione** in merito alle priorità da stabilirsi nel perseguimento delle tre finalità generali, priorità non necessariamente univoche su tutto il territorio e immutabili nel tempo, bensì da contestualizzare nelle specificità locali e nel rispetto delle particolari contingenze. In questo senso si concretizza l'aspetto pianificatorio di programmazione e gestione territoriale proprio di un documento quale il PER, che non può prescindere da una profonda e chiara conoscenza delle risorse e delle caratteristiche locali del territorio regionale, in un percorso di corresponsabilizzazione di soggetti, operatori ed enti direttamente o indirettamente interessati. In questo trova un ruolo d'elezione proprio la Regione, per la possibilità che la contraddistingue di sollevare e sostenere tavoli di confronto, di promuovere accordi territoriali o accordi volontari tra i diversi soggetti, di sostenere e coordinare uno sviluppo armonico ed organico del territorio, attraverso provvedimenti legislativi, strumenti di pianificazione e meccanismi di incentivazione.

Una **seconda riflessione** riguarda l'approccio generale o specifico che il PER può assumere nell'affrontare le diverse problematiche relative all'energia.

Si possono infatti individuare principalmente due impostazioni: la prima, di tipo programmatico, che prevede la pianificazione più o meno dettagliata degli interventi, a partire dai fabbisogni e delle esigenze; la seconda di tipo regolamentativo, con l'adozione di un corpo di provvedimenti che definisca l'ambito o gli ambiti di azione dei singoli operatori, lasciando agli stessi piena autonomia di iniziativa. Entrambi gli approcci sono

previsti e consentiti ad esempio dalle direttive comunitarie che hanno liberalizzato i mercati energetici nazionali (ad esempio dalla Direttiva 92 del 1996 sulla realizzazione del mercato elettrico comunitario), lasciando ai singoli Paesi la scelta sul regime da adottare per ciascuna fase della filiera energetica.

Entrambe le impostazioni presentano punti di forza e punti di debolezza, che possono variamente condizionarne l'idoneità ad affrontare le diverse tematiche o problematiche.

Con l'approccio programmatico, l'intervento delle istituzioni è infatti diretto e propositivo. Le esigenze, le azioni e gli sviluppi sono pianificati, senza particolare spazio per ridondanze o per iniziative autonome.

La realizzazione di interventi di rilievo, seguendo questo iter, prevede la definizione delle necessità dall'ente locale di coordinamento e il regime di concessione per l'operatore o gli operatori giudicati idonei a realizzare le iniziative. La concorrenza di fatto si sposta a monte della fase operativa, con la definizione del miglior contendente in fase di gara. È sicuramente l'approccio più adatto a gestire configurazioni di monopolio naturale.

La pianificazione deve inoltre essere rivista e aggiornata periodicamente e sistematicamente; le realizzazioni sono soggette a verifica.

Con l'approccio regolamentativo si definiscono le regole del gioco compatibili e coerenti con il perseguimento delle finalità generali, lasciando tuttavia spazio agli operatori per la realizzazione concreta degli interventi e creando i migliori presupposti per le iniziative compatibili. La realizzazione prevede quindi un iter autorizzativo chiaro, che non discrimina a priori tra gli operatori, ma solo tra prestazioni conformi o non conformi ai regolamenti vigenti. La pianificazione non è in questo caso un passaggio critico e sistematico. Più importante risulta l'attività di controllo e di verifica.

La **terza riflessione** è legata alla necessità di definire, individuare e ampliare i ruoli e le competenze degli enti locali nel contesto del processo di decentramento amministrativo che vede tuttora in fase di demarcazione i confini tra la responsabilità dell'amministrazione centrale e quella delle amministrazioni locali. Tale problematica si pone in particolare in campo energetico, dove la univoca riaffermazione dei prevalenti interessi nazionali o centralistici può creare situazioni di profondo disagio locale e di conflittualità rispetto alle aspettative della popolazione in termini di sicurezza, salute e qualità della vita. La mancata definizione di un approccio sistematico, in particolare alle questioni di localizzazione delle infrastrutture energetiche, attraverso una precisa rivendicazione da parte delle autonomie locali e della Regione in primo luogo delle proprie prerogative, non potrà che procurare situazioni di confusione, di carente o tardiva tutela del territorio e dell'ambiente, sottoponendo nel contempo le autorità locali alle pressioni dell'opinione pubblica e introducendo il rischio di una altrettanto deleteria paralisi delle iniziative energetiche.

In questo ambito va ricordato ancora il caso della Centrale di Portogruaro, già approvata, la cui realizzazione risulta rallentata da ostacoli determinati dalla opposizione delle popolazioni locali.

2.2 La situazione energetica regionale

I dati di più recente disponibilità che consentono di definire il quadro d'insieme della situazione energetica regionale sono relativi alla produzione e agli impieghi finali di energia del 2000 (ENEA – Rapporto Energia e Ambiente 2003). Sono in corso rilevazioni che consentiranno di aggiornare la situazione al 2002.

Il bilancio energetico 2000 (vedi tab. 1) rivela anche per il Veneto quanto risulta caratteristico per l'intero Paese: la forte dipendenza dalle importazioni energetiche.

Delle 17.014 ktep (il 9,2% del quantitativo nazionale dello stesso anno) che costituiscono il consumo interno lordo di energia, cioè il fabbisogno di energia da destinare o direttamente

ai consumi finali o alla conversione in altre forme di energia, ovvero ai bunkeraggi e agli usi non energetici, ben 16.272 ktep (il 95,6%) provengono da importazioni.

La criticità della dipendenza energetica dalle importazioni si manifesta con implicazioni sia sul piano della sicurezza dell'approvvigionamento, sia sul piano dell'economicità del fattore energia.

È evidente che per un Paese relativamente povero di fonti energetiche convenzionali come il nostro, gli unici provvedimenti disponibili per limitare la rischiosa esposizione derivante dalla quota energetica importata sono quelli finalizzati ad incrementare, per quanto possibile, l'incidenza delle fonti energetiche rinnovabili. Non va inoltre trascurata la potenzialità derivante dall'impiego energetico dei rifiuti, specialmente in assetto cogenerativo, con la produzione sia di energia elettrica sia di calore per l'alimentazione di reti di teleriscaldamento.

Data l'insufficiente potenzialità di tali fonti, rimane comunque importante garantire una certa diversificazione della dipendenza rispetto al mix di fonti energetiche utilizzate. In tal senso la situazione regionale vede una quota del 51,5% del consumo interno lordo coperta dai prodotti petroliferi, abbastanza allineata alla quota nazionale del 49,3%, una quota del 33,9% da combustibili gassosi, leggermente superiore al 31,5% nazionale, una quota del 9,8% da combustibili solidi, rispetto al 6,9% nazionale ed infine un 6,2% da fonti rinnovabili, contro il 6,9% nazionale. Nell'anno considerato (ma ad oggi la situazione si presenta meno rosea) il saldo relativo all'energia elettrica è risultato essere positivo, diversamente dalla performance nazionale che ha visto una dipendenza del 5,3%.

Rispetto ai suddetti valori una maggiore diversificazione, ad esempio con una migliore copertura da parte dei combustibili solidi, se potrebbe rivelarsi positiva anche dal punto di vista economico, porrebbe tuttavia non pochi problemi sul piano ambientale.

Esistono per la verità altre misure che possono contenere l'esposizione energetica e sono quelle che mirano a ridurre il problema all'origine: il risparmio energetico negli usi finali e la riduzione delle perdite e dei consumi del settore energia.

Gli usi finali possono essere contenuti attraverso il conseguimento di una maggiore consapevolezza da parte dei singoli soggetti utilizzatori, finalizzata a razionalizzare gli impieghi, ridurre gli sprechi e le dispersioni, valorizzare il recupero dei cascami energetici, selezionare e adottare le soluzioni tecnologiche più efficienti.

Rilevanti appaiono le possibilità di intervento nei settori di consumo finale maggiormente energivori, nell'ordine quello industriale, quello civile, in particolare residenziale, e quello dei trasporti.

La riduzione delle perdite e dei consumi del settore energia è legata principalmente all'adozione di sistemi di conversione più efficienti, sia a livello intrinseco, come ad esempio nei cicli termoelettrici più avanzati, sia a livello globale, come accade ricorrendo alla cogenerazione.

In questo ambito si innesta tutta la problematica relativa alla generazione elettrica, rispetto alla quale non appare più accettabile, sia per motivi strategici, sia per motivi di responsabilità ambientale, la dipendenza dall'import, in particolare da quello proveniente da altre regioni italiane. L'orientamento in tale ambito risulta infatti essere quello della completa autosufficienza, quantomeno su base regionale, per quanto riguarda il completo soddisfacimento dei propri consumi finali attraverso produzione indigena. Da questo punto di vista la situazione di autosufficienza verificatasi nel 2000 si è deteriorata nel 2001 e nel 2002, a fronte di un incremento della richiesta energetica, passata dai 29.307,6 GWh del 2000, ai 29.811,3 GWh (+ 1,72% annuo) del 2001, ai 30.317,9 GWh (+ 1,70% annuo) del 2002. Nel 2001, in particolare, per la prima volta dal 1986 la produzione non è risultata sufficiente a coprire la richiesta, mentre nel 2002 il bilancio ha chiuso in risicato pareggio.

2.3 Assetto della produzione elettrica in Veneto relativa all'anno 2002

Il parco di generazione elettrica presente nella Regione Veneto, alla fine dell'anno 2002, è risultato costituito da 6.466,6 MW di potenza efficiente netta ed è in sostanza stabile rispetto ai valori del 2001.

Dell'attuale insieme degli impianti di generazione **178** sono idrici, con 1.061,1 MW di potenza efficiente netta, e **115** sono termici, con 5.373,5 MW di potenza efficiente netta.

L'analisi degli impianti mostra una netta prevalenza, nella produzione, degli impianti termoelettrici che garantiscono nell'anno 2002, l'87,6% della produzione lorda totale, rispetto al 12,3% dell'idroelettrico. All'interno della quota termoelettrica solo l'1% è rappresentato dalle fonti rinnovabili (biomasse, RSU). Negli ultimi anni, invece, è aumentata la produzione da cogenerazione che raggiunge soglie importanti con il 24,3% della produzione totale lorda. Il parco è costituito da impianti di piccole-medie dimensioni.

Uno degli elementi positivi che emerge dall'analisi è l'equilibrio del mix di fonti utilizzate per la produzione d'energia elettrica: 38% olio combustibile, 24,1% gas naturale, 24,6% carbone, 12,3% idroelettrica, 1% biomasse – RSU.

Una caratteristica negativa dell'insieme produttivo elettrico del Veneto è invece l'obsolescenza di molti impianti i quali necessitano di grandi manutenzioni e/o di adeguamenti ambientali (Fusina, Marghera, Porto Tolle, ecc.).

Un limite sull'effettivo utilizzo degli impianti di produzione elettrica è costituito anche dalla normativa ambientale che prescrive diverse condizioni da rispettare durante il funzionamento (limiti delle emissioni in atmosfera, limite della temperatura di scarico acqua in laguna, rilasci minimi vitali, rilasci minimi ambientali, rilasci per competenze irrigue, ecc.).

L'obsolescenza associata ai limiti ambientali, caratterizzano un'obiettiva differenza tra la potenza installata e quella effettivamente disponibile, basti pensare che due dei quattro gruppi di generazione di Porto Tolle sono stati in sostanza sempre fermi, le centrali di Fusina e Marghera, durante il periodo estivo, risentono della temperatura acqua laguna e devono ridurre la loro produzione, le centrali Idroelettriche risentono di problemi di carattere idrologico sia durante il periodo invernale sia quello estivo (poca piovosità ed elevate temperature).

A causa di questi fenomeni e dell'elevato livello di contemporaneità delle richieste, il parco produttivo veneto, che apparentemente sarebbe stato in grado di soddisfare tranquillamente la richiesta d'energia elettrica della Regione, nel 2002 è riuscito appena a far fronte alla richiesta d'energia con una Produzione Netta di 30.405 GWh, realizzando un modesto fattore di utilizzazione della potenza efficiente netta pari a 53,7%.

Nel 2003 l'ENEL, nelle centrali di Fusina e Marghera, per riuscire ad ottenere più continuità produttiva durante il periodo estivo, ha provveduto ad installare delle torri di raffreddamento allo scopo di risolvere in parte i fenomeni sopra riportati.

Tuttavia le previsioni di crescita della domanda, e la sua concentrazione in ristrette fasce orarie nel corso dell'anno riproporranno il problema dell'autosufficienza energetica e della continuità del servizio. Secondo stime CESI **l'energia richiesta al 2010 potrebbe oscillare tra 35.900 GWh** (con un PIL in crescita media dell'1,15% all'anno) e i **40.800 GWh** (con una crescita media del PIL al 2,4%). L'ultimo valore è prossimo alla stima ENEA di 39.273 GWh. Sempre secondo CESI, la richiesta di nuova potenza termoelettrica si aggirerebbe tra i 1537 e i 2450 MW, di cui solamente tra 740 e 1130 MW derivante da grandi impianti, mentre la restante quota andrà garantita con impianti cogenerativi.

Una seria valutazione deve essere affrontata in merito al reale sviluppo delle richieste energetiche nel prossimo futuro e alle corrispondenti prospettive di evoluzione delle infrastrutture esistenti o da realizzare, sia in termini di capacità di generazione, sia in termini

di capacità di trasmissione e distribuzione, approfondendo le possibilità di intervento e di indirizzo sui singoli aspetti.

2.4 Le problematiche ambientali

L'aumento della domanda energetica non costituirà l'unica sfida da affrontare, dato che a questa si aggiungerà la necessità di migliorare la compatibilità e la sostenibilità degli usi energetici. Gli obiettivi imposti dall'adesione al protocollo di Kyoto per il controllo dei gas serra, al protocollo di Goteborg sull'acidificazione e, più in generale, il controllo delle emissioni inquinanti sono gli aspetti più critici per quanto riguarda l'impatto sull'aria, ma non si possono trascurare le problematiche connesse con gli impatti sulle altre componenti ambientali e fisiche (inquinamento delle acque, esposizione ai campi elettromagnetici) oltre alle frequenti opposizioni che derivano dagli impatti sull'opinione pubblica.

La sola riduzione delle emissioni di gas serra richiesta, pari nel 2010 al 6,5% rispetto ai quantitativi emessi nel 1990 (ma la riduzione richiesta è del 12,6% rispetto ai livelli 2000) si traduce in una diminuzione netta di circa 60 milioni di tonnellate equivalenti di CO₂ in Italia rispetto al totale emesso nel 2000, da conseguire esclusivamente sulla quota relativa agli impieghi energetici. Nell'ipotesi di imputare al Veneto una riduzione proporzionale ai propri contributi alle emissioni nazionali di origine energetica, secondo ENEA pari nel 2000 al 10,3%, la diminuzione nelle emissioni regionali di gas serra da conseguire entro il 2010 sarebbe pari a circa 6,1 milioni di tonnellate equivalenti di CO₂, rispetto ai livelli del 2000.

Per comprendere la portata di un simile intervento, basta considerare che l'emissione specifica di CO₂ nel caso di combustibili liquidi è di circa 2,91 kg per kg equivalente di petrolio. La riduzione richiesta potrebbe essere ottenuta attraverso un taglio di circa netto 2,1 milioni di tep, cioè di circa il 24%, del consumo interno lordo regionale di combustibili liquidi del 2000.

È evidente che, anche nel caso delle emissioni, il risparmio energetico, il ricorso a tecnologie più efficienti e lo sviluppo di sistemi a basso impatto o basati sulle fonti rinnovabili risultano essere i fattori determinanti.

Tuttavia il contesto regolamentativo può giocare un ruolo strategico nel guidare lo sviluppo e nel consentire il conseguimento degli obiettivi di qualità o di riqualificazione ambientale.

Bisogna tuttavia chiarire se e in che misura lo sviluppo economico possa richiedere o imporre ulteriori sacrifici in termini ambientali e dove questi possano essere considerati accettabili. In coerenza con gli indirizzi che emergeranno da tale valutazione, sarà necessario configurare gli strumenti di pianificazione, regolamentazione e controllo più efficaci non limitandosi, se necessario, alle attuali prescrizioni in termini di emissione o di concentrazione.

In questo senso potrebbe essere valutata l'implementazione per alcune fonti inquinanti e per alcune specie inquinanti di meccanismi di *cap & trade*. Questi prevedono il contingentamento (*cap*) delle immissioni globali su un territorio provenienti dalla pluralità di sorgenti che vi insistono attraverso un sistema di concessione all'emissione (*allowance*) e la negoziazione (*trade*) delle stesse *allowance* o di certificati di riduzione delle emissioni (*emission reduction credits*) che dovranno essere acquisiti da parte delle nuove iniziative, dei potenziamenti delle esistenti o infine da quante tra le infrastrutture esistenti non trovino tecnicamente o economicamente sostenibile l'adeguamento. Simili meccanismi non solo consentono di stabilire e programmare obiettivi complessivi di qualità dell'ambiente, definendo in maniera chiara i criteri di valutazione delle compensazioni ambientali, ma risultano idonei a incentivare anche in assenza di intervento pubblico diretto gli interventi di ambientalizzazione.

2.5 Coordinamento con le politiche energetiche nazionali e con i soggetti e gli operatori locali

L'attività di indirizzo e di incentivazione dello sviluppo energetico coerente con i principi di sicurezza, rispetto ambientale e economicità dovrà in primo luogo tenere conto dei vincoli e delle opportunità posti dalle politiche nazionali.

La stessa incentivazione delle fonti rinnovabili non potrà, ad esempio, prescindere dalle peculiarità introdotte con il meccanismo dei certificati verdi, così come il risparmio energetico dovrebbe vedere un contributo significativo dall'introduzione dei titoli di efficienza energetica e un ruolo crescente da parte dei distributori locali e delle società di servizi energetici (ESCO).

Una ulteriore possibilità che necessita tuttavia di un coordinamento con le politiche nazionali ma anche di una felice implementazione locale riguarda la certificazione energetica degli edifici. Questa richiama in particolare alle proprie responsabilità gli enti locali, che nella gestione del proprio patrimonio edilizio dovranno assumere un ruolo trainante e di indirizzo anche per i settori privati.

Una proficua condivisione degli obiettivi e un coordinamento andrà ricercato in particolare con i soggetti e con gli operatori del settore. Tra questi i consumatori finali, civili ed industriali, i consorzi, i distributori, i produttori e gli autoproduttori, i costruttori e i produttori di sistemi energetici, gli impiantisti e i consulenti, le organizzazioni per la tutela dell'ambiente e del territorio.

A ciascuno il compito di indicare le proprie priorità ed esigenze, di esprimere la propria opinione sugli obiettivi e sugli strumenti della politica energetica regionale e di condividere infine strategie e opportunità.

La definizione del Piano Energetico Regionale scaturirà da questo processo di confronto, di interazione e di coordinamento, rendendo lo stesso prima ancora che un provvedimento normativo, una vera e propria carta di valori condivisi.

2.6 Priorità e strumenti

L'asse strategico del PER è rappresentato dalla cultura della qualità sia nel modo di consumare che nel modo di produrre.

Nello specifico contesto qualità significa in particolare **innovazione**: innovazione istituzionale, innovazione organizzativa, innovazione del mercato e innovazione tecnologica attraverso lo sviluppo della ricerca, sia tramite finanziamento diretto, sia tramite le ricadute dell'incentivazione economica delle forme di produzione da quelle fonti rinnovabili che risultano ancora poco sviluppate nella Regione.

Tra le opportunità da cogliere, sembra non trascurabile la potenzialità derivante dalla combinazione della tecnologia dell'idrogeno, vettore energetico "pulito", con quella delle fonti rinnovabili, impiegabili per la sua produzione. Per sviluppare questa nuova direttrice tecnologica sarà necessario focalizzare sforzi e finanziamenti alla formazione, alla ricerca di base e la ricerca applicata, con il coinvolgimento di enti locali e imprese in un sistema organico. Nel territorio regionale questa collaborazione è già stata avviata attraverso la costituzione dell'Hydrogen Park, uno dei più significativi poli mondiali del settore.

Sul fronte ambientale un'importante ruolo può essere svolto anche dall'utilizzo diffuso delle fonti energetiche convenzionali ma soprattutto delle rinnovabili, come il solare sia termico che fotovoltaico. In particolare, per queste ultime tecnologie (solare termico e fotovoltaico) la situazione locale appare di forte ritardo rispetto ai paesi battistrada, anche in conseguenza di una scarsa attenzione specifica per le installazioni di taglia ridotta o caratterizzate da costi specifici d'installazione elevati. Questo problema è stato

recentemente percepito anche a livello nazionale, come dimostra ad esempio l'emanazione del D.Leg. 387/2003.

Coerentemente con gli obiettivi descritti di garanzia della sicurezza di approvvigionamento, di tutela dell'ambiente e di riduzione dei costi dell'energia, si propongono infine in forma sintetica alcuni tra gli obiettivi e le iniziative prioritari. Senza la pretesa di fornire un elenco esaustivo, si intende altresì stimolare il confronto e la discussione sulle diverse voci, o su altre che potranno essere integrate nella lista. Più precisamente si richiama l'opportunità di:

- mantenere l'autosufficienza elettrica riducendo la dipendenza energetica sviluppando nuovi impianti ad alta efficienza (cogenerazione, teleriscaldamento, ecc.) e trasformando gli impianti ormai obsoleti
- sviluppare una migliore rete di interconnessione con l'esterno (estero e interregionale) e con l'interno (razionalizzazione della rete esistente) migliorando l'assetto di tutta la rete distributiva e promuovendo un'integrazione completa di tutta la rete presente sul territorio veneto sfruttando anche al meglio le potenzialità degli elettrodotti ferroviari
- rispettare, nel riassetto del sistema energetico, le caratteristiche ambientali del territorio, tenendo anche in considerazione la necessità di salvaguardare la salute dei cittadini
- promuovere il miglioramento dell'efficienza energetica (certificazione degli edifici, incentivazione utilizzo apparecchiature ad alta efficienza energetica, incentivazione utilizzo gas sia per autotrazione che per il riscaldamento, ecc.)
- promuovere una politica di razionalizzazione energetica anche per gli Enti pubblici
- sviluppare l'uso delle fonti energetiche rinnovabili, potenziando così anche l'industria legata a queste e la ricerca, attraverso agevolazioni, regolamentazioni o interventi di sostegno diretto
- realizzare a livello Regionale il "Catasto delle potenziali risorse rinnovabili", che dovrebbe localizzare sul territorio Regionale tutte le zone vocate ad interessanti possibilità di sfruttamento delle stesse (impianti idrici dimessi, piccoli salti che rappresentino potenzialità idriche, zone ad alta ventosità, zone di forte produzione delle biomasse, ecc.)
- per quanto possibile e compatibile diversificare l'utilizzo delle fonti energetiche, favorendo in particolare la termoutilizzazione, la cogenerazione e il teleriscaldamento
- realizzare un catasto delle reti (gas e elettriche) e delle centrali di produzione
- realizzare una Agenzia Regionale per l'Energia e/o una Federazione di Agenzie Provinciali per l'Energia, con funzioni di
 - raccolta, organizzazione e diffusione delle informazioni energetiche sia per soggetti pubblici che privati
 - consulenza tecnica in materia di autorizzazioni e concessioni, accesso a finanziamenti europei e nazionali
 - promozione di progetti energetici Regionali, dell'uso efficiente e razionale dell'energia e dello sviluppo delle fonti rinnovabili
 - certificazione e diagnostica energetica degli edifici
 - controllo di funzionalità degli impianti di produzione di energia
 - aggiornamento annuale a breve termine dei bilanci energetici locali
 - realizzazione ed aggiornamento di un catasto delle reti (elettriche e del gas) e delle centrali di produzione.
 - sviluppare e sostenere il mercato interno dei certificati verdi, dei titoli di efficienza energetica e dei certificati di riduzione delle emissioni.

Un'azione particolarmente importante viene infine individuata nell'incremento

- dell'efficienza degli operatori e nella promozione di efficaci iniziative nel settore attraverso:
- l'aumento dell'efficienza nei trasporti (autobus a gas o elettrici cui eventualmente attribuire certificati di riduzione delle emissioni)
 - il sostegno alla produzione di energia da fonti rinnovabili (mini idrico, biomasse, eolico in mare, solare termico e fotovoltaico)
 - il sostegno alla realizzazione di impianti di cogenerazione distribuiti che sviluppino teleriscaldamento (il teleriscaldamento genera certificati di compensazione sulle emissioni)
 - l'attivazione di politiche di incentivazione della riduzione dei consumi nei settori civili (favorendo le migliori classi energetiche)
 - il sostegno e sviluppo della coltivazione delle biomasse

Tab. 1: Bilancio energetico regionale del Veneto 2000: quadro di sintesi (fonte ENEA [1])

	Solidi	Prodotti petroliferi	Combustibili gassosi	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	6,5	0	5	1.065	0	1.076
Saldo entrata	1.668	8.839	5.763	1	0	16.272
Saldo uscita	0	0	0	18	238	256
Var. scorte	0	79	0	0	0	79
Consumo interno lordo	1.675	8.761	5.768	1.048	-238	17.013
Trasformazioni e.e.	-1.513	-2.747	-1.365	-959	6.583	0
<i>autoprod.</i>				-23	23	0
Consumi e perdite	-7	-158	-28	-37	-3.983	-4.212
Bunkeraggi		270			0	270
Usi non energetici	0	712	207		0	919
Totale	1.519	3.887	1.599	996	-2.600	5.401
Agricoltura e pesca	0	203	44	0	45	292
Industria	154	902	1.651	14	1403	4.124
Civile	2	543	2.426	38	866	3.875
Trasporti	0	3.227	47	0	48	3.322
Consumi finali	156	4.874	4.169	52	2362	11.613

Tab. 2: Bilancio energetico regionale del Veneto anno 2001: quadro di sintesi (fonte ENEA [2])

	Solidi	Prodotti petroliferi	Combustibili gassosi	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0	0	4	1.045	0	1.049
Saldo entrata	1.706	10.089	5.945	16	91	17.848
Saldo uscita	0	0	0	0	0	0
Var. scorte	0	-6	0	0	0	-6
Consumo interno lordo	1.706	10.095	5.949	1.061	91	18.903
Trasformazioni e.e.	-1.551	-2.588	-1.565	-1.009	6.713	0
<i>autoprod.</i>				-82	82	0
Consumi e perdite	0	-155	-30	-2	-4.394	-4.581
Bunkeraggi		256			0	256
Usi non energetici	0	2.263	207		0	2.470
Totale	1.551	5.262	1.802	1.011	-2.319	7.307
Agricoltura e pesca	0	68	44	0	49	161
Industria	153	893	1.551	11	1.403	4.012
Civile	3	557	2.497	39	911	4.007
Trasporti	0	3.314	54	0	47	3.415
Consumi finali	156	4.833	4.147	50	2.410	11.596

Per le definizioni delle macrofonti e la valutazione dell'energia elettrica si rimanda alla bibliografia [1, 2]

3. Osservazioni al documento di programmazione

3.1 Osservazioni presentate da CONFINDUSTRIA Veneto

Le indicazioni presentate da Confindustria Veneto enfatizzavano la priorità da riconoscere al mantenimento dell'autosufficienza elettrica regionale attraverso la realizzazione di microimpianti e nuove centrali, ma senza escludere l'importazione di energia dall'estero. La preoccupazione è relativa all'elevata concentrazione dell'offerta di energia elettrica e all'impennata dei prezzi a seguito dell'avvio della borsa elettrica, fattori che possono frenare la competitività del sistema delle imprese e spingere alla delocalizzazione.

La costruzione di nuovi impianti di grande taglia, recuperando e gestendo il consenso popolare con regole chiare che garantiscano ai cittadini l'utilizzo di tecnologie a basso impatto ambientale ma anche considerando le centrali elettriche come un qualsiasi altro stabilimento industriale, è percepita come una necessaria misura per il contenimento e la riduzione dei prezzi.

Attenzione dovrebbe essere inoltre rivolta alla qualità della distribuzione, le cui lacune sono spesso fonte di ulteriori costi per le imprese utenti.

Per tali motivi la Regione dovrebbe farsi garante e definire le modalità di comportamento a cui chi costruisce deve rapportarsi e conformarsi.

Interessante a tale proposito la possibilità prevista dalla Legge Marzano relativa agli accordi per la compensazione della localizzazione di nuove infrastrutture o del potenziamento di quelle esistenti. La realizzazione di nuovi impianti potrebbe comportare benefici economici sulla fornitura energetica alle imprese limitrofe, con la possibilità di attrarre nuovi investimenti.

La Regione dovrebbe inoltre sostenere la generazione distribuita ad alto rendimento, semplificando l'iter burocratico, traducendo gli incentivi in sgravi fiscali da un lato, ma anche intensificando l'azione di controllo cui è avendo funzione di controllo a garanzia dei cittadini.

È inoltre necessaria una maggiore chiarezza dei rapporti con i produttori, che devono farsi garanti degli impegni già presi con le autorità e con i cittadini.

Perplessità viene invece espressa sulla possibilità della creazione di un'Agenzia regionale o di un'altra struttura, percepita come potenziale sovrastruttura incompatibile con la logica di semplificazione.

Interessante risulta l'attenzione all'ambiente, pur con le difficoltà che possono emergere per l'adeguamento agli accordi di Kyoto e Goteborg, e la valorizzazione delle rinnovabili, in particolare biomasse e idroelettrico. Queste non possono essere considerate alternative alla realizzazione di grandi impianti. Va posta attenzione alla manutenzione di quanto già esiste, a partire dalla pulizia degli invasi montani.

Il tema del risparmio energetico come valorizzazione dell'efficienza energetica e educazione del cittadino appare fondamentale. Per questo necessaria una semplificazione della normativa e lo sviluppo di iniziative concrete che stimolino gli utenti a seguire l'esempio delle istituzioni.

3.2 Osservazioni presentate da CONFARTIGIANATO del Veneto

Le osservazioni proposte dalla Confartigianato del Veneto scaturiscono da una condivisione di massima del documento di programmazione. Su tale base vengono sottolineati alcuni aspetti ritenuti di particolare interesse.

Il forte impatto emotivo che le questioni energetiche, nella loro valenza ambientale, assumono presso la popolazione, fino a estremizzarne la percezione, in parte giustificabile dato l'intenso e a volte improprio uso già fatto del territorio regionale impone scelte

coraggiose, legate ad una adeguata pianificazione territoriale e accompagnate da una crescita dell'informazione.

La dipendenza energetica impone di migliorare la sicurezza attraverso il rafforzamento delle linee di interconnessione con l'estero. Opportuno l'investimento sulle fonti energetiche rinnovabili e sul risparmio energetico negli usi finali, definendo una adeguata politica di incentivazione e di informazione, in particolare a livello scolastico e nelle famiglie.

La Regione deve trovare le risorse economiche per finanziare e defiscalizzare l'installazione di piccoli e medi impianti alimentati da energia rinnovabile, sfruttando anche della maggiore disponibilità delle aziende e delle famiglie a sostenere i maggiori costi derivanti da tali sistemi.

È inoltre fondamentale coinvolgere con azioni di formazione e di informazione mirate, nell'ambito di un piano concordato con le rispettive associazioni di categoria, i circa 8.000 installatori residenti in regione, capaci di farsi intermediari presso gli utenti finali di una più concreta cultura di risparmio energetico e di diffusione delle fonti rinnovabili. Importanza di diffondere e promuovere il risparmio energetico anche attraverso gli installatori di impianti.

Si esprime una certa preoccupazione per l'impegno anche economico che può derivare per le aziende dall'applicazione dei protocolli di Kyoto e di Goteborg, rispetto al quale viene richiesta la specifica attenzione alla Regione. Non esistono preclusioni a meccanismi di contingentamento e di negoziazione di concessione alle emissioni purché siano presi in considerazione soprattutto per gli impianti a impatto significativo.

Particolarmente interessante risultano le società di servizi energetici, specialmente per l'aspetto relativo al loro ruolo finanziario nella realizzazione degli investimenti per il risparmio energetico. Appaiono utili in questo ambito sia il confronto con le azioni implementate nelle altre regioni e sia le possibili sinergie con i consorzi energetici esistenti sul territorio.

Sulla certificazione energetica degli edifici, accanto all'esigenza di ulteriori chiarimenti, si sottolinea l'importanza della sua prioritaria implementazione negli edifici pubblici. Da evitare tutte le forme di appesantimento burocratico ed economico.

Approccio programmatico e regolamentativi non sembrano necessariamente in antitesi, anche se probabilmente quello regolamentativi può offrire maggiori garanzie di trasparenza. Una certa disillusione è infine espressa rispetto all'ipotesi di istituire una Agenzia regionale per l'energia, che rappresenterebbe un inevitabile aggravio di costi: le altre esperienze in Italia non sembrano aver dato i risultati attesi. Meglio lasciare le funzioni proposte per l'Agenzia alla consulenza privata, per alcuni aspetti, o alla competenza della Regione, per altri, valorizzando e ampliando, se nel caso, una forte struttura interna dedicata alla tematica energetica.

3.3 Osservazioni presentate dai sindacati CGIL, CISL e UIL

Le osservazioni delle organizzazioni sindacali evidenziano il forte impatto del sistema energetico sui cambiamenti climatici e sul conseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra derivanti dall'adesione al protocollo di Kyoto. Risulta fondamentale il ricorso al risparmio e all'efficienza energetica, con una pianificazione che faccia emergere

- un preciso impegno verso l'utilizzo delle fonti rinnovabili con uso di biomasse, RSU, fotovoltaico, la sperimentazione dell'idrogeno
- interventi per la promozione dell'uso razionale dell'energia e del risparmio energetico, sia con accordi con i distributori di energia elettrica e gas affinché realizzino in Veneto parte degli obblighi di riduzione dei consumi finali cui sono tenuti, sia con una campagna di sensibilizzazione e l'obbligo di adeguamento a tutti gli edifici pubblici e della pubblica illuminazione

- incentivi alle aziende per lo sviluppo di tecnologie che portino maggiore efficienza e risparmio
- l'impegno a riutilizzare prioritariamente per nuove installazioni energetiche siti già compromessi

Il passaggio di linee di trasporto elettrico (380 – 220 – 130 kV) deve avere ricadute positive anche sul territorio, prevedendo la realizzazione di nuove stazioni 380 - 130 kV e l'ammodernamento della rete 130 kV, ormai obsoleta, sia per quanto riguarda il risanamento, sia per quanto riguarda il tracciato. Interventi sono richiesti anche sulla rete distribuzione che versa in situazione estremamente critica. Allo scopo è richiesto un attento monitoraggio della regione, attraverso l'istituzione di un apposito registro delle reti, ma anche un impegno da parte delle amministrazioni locali affinché favoriscano l'iter autorizzativo.

I distributori di energia elettrica e di gas dovrebbero essere sottoposti ad un obbligo per la sottoscrizione di una convenzione con la regione che li impegni al rispetto di standard qualitativi più stretti.

Il potenziamento interconnessione con l'estero, potenzialmente benefico per la disponibilità di energia a basso costo, deve garantire la fruizione di tali vantaggi anche da parte del territorio.

Nel settore del gas e del gasolio si sottolinea l'importanza di realizzare progetti di risparmio energetico a partire dal recupero di efficienza in edilizia, attraverso la classificazione e certificazione energetica degli edifici, l'incentivazione della progettazione bioclimatica, l'uso di materiali a risparmio energetico e l'installazione di impianti fotovoltaici e di solare termico

La realizzazione dell'Agenzia per l'Energia Veneta con un accordo tra regione, province e comuni e in collaborazione con le imprese, appare quanto mai opportuna, al fine di perseguire la sostituzione delle fonti energetiche fossili con fonti rinnovabili, la pianificazione integrata delle risorse, e l'efficienza energetica negli usi finali di energia

Viene altresì proposto il monitoraggio della situazione energetica attraverso un Osservatorio Veneto dell'Energia.

3.4 Osservazioni presentate dalla CODACONS Veneto Sezione Energia

Codacons Veneto Sezione Energia rileva la possibilità di conseguire gli obiettivi di riduzione dei consumi attraverso il ricorso alle migliori tecnologie disponibili, senza diminuire ma potenzialmente incrementando il grado di benessere dei cittadini, incrementando le opportunità imprenditoriali e potenzialmente anche l'occupazione.

La produzione di energia elettrica in impianti centralizzati di grossa taglia deve lasciare il posto alla cogenerazione sia per il teleriscaldamento, sia per le esigenze produttive, con riduzione delle perdite di energia e dei costi di trasporto.

In un contesto di risorse economiche limitate e coerentemente con le raccomandazioni dell'Unione Europea è importante favorire forme di sostegno alternative, quali ad esempio il finanziamento tramite terzi, che può rappresentare anche uno stimolo per i finanziatori a realizzare impianti con buone caratteristiche energetiche.

Fondamentale appare il ruolo degli imprenditori, nel realizzare investimenti su tecnologie e produzioni energeticamente evolute, e della pubblica amministrazione, nella guida e nel sostegno delle iniziative.

3.5 Osservazioni presentate dal WWF Veneto - Settore Energia e Rifiuti

Le osservazioni presentate dal WWF Veneto esordiscono in chiave fortemente critica nei confronti del Documento di programmazione, del quale vengono in parte fraintese finalità

e portata. Le stesse note trasmesse dichiarano l'incertezza nell'interpretazione delle finalità del documento.

L'auspicio secondo il quale “*tale documento, visto il ritardo con cui la Regione Veneto sta emettendo il Piano Energetico Regionale (PER),*” possa servire “*per impostare e definire in modo condiviso, secondo il principio europeo di “governance”, gli indirizzi, gli obiettivi, le strategie e le priorità per una legge regionale che, come ha fatto il Friuli Venezia Giulia (LR nr 30 del 19.11.02),*” imposti ed autorizzi “*la realizzazione di una prima bozza di Piano Energetico Regionale Veneto (PERV)*” risulta peraltro condiviso negli intenti dell'Assessorato e del documento stesso.

Il rilievo secondo il quale la programmazione non risulti strutturata in modo adeguato appare pertanto non pertinente, dato che appariva palese che tale azione sarebbe stata espletata, come è avvenuto, in una fase successiva, con tutti i necessari riferimenti alle correlazioni con il PIL, il potenziale risparmio conseguibile, la presenza di nuovi impianti e la dismissione o riconversione di altri.

Anche i dati forniti relativamente alla situazione energetica, giudicati insufficienti ed eccessivamente riferiti all'energia elettrica, erano rivolti a contestualizzare, sia pure in prima analisi, l'ambito della discussione, non certo a esaurire la valutazione dello stato energetico della regione. Per quanto larga quota delle emissioni sia indubbiamente legata agli impieghi di energia, le indicazioni sulle emissioni e sugli impatti ambientali sono lasciate al maggiore respiro consentito dai Piani regionali dedicati specificamente alle problematiche dell'ambiente, come il Piano di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera, con i quali è richiesto e ricercato il massimo coordinamento.

Considerazioni relative al ridotto fattore di utilizzazione degli impianti termoelettrici non solo non mancavano nel documento di programmazione, ma neppure nella stesura finale del piano. Quand'anche si riconosca questo problema, esso risulta tuttavia non dissimile da quanto si verifica a livello nazionale e talvolta internazionale. Il legame tra potenza installata e potenza disponibile e tra potenza disponibile e produzione effettiva non può però essere risolto troppo semplicisticamente in termini di ore di utilizzazione. Si deve in particolare considerare che l'energia elettrica deve essere prodotta con poche eccezioni nel momento stesso in cui viene richiesta: è quindi del tutto normale che alcuni impianti entrino in funzione solo in concomitanza con i picchi di richiesta, anche per poche ore al giorno e di conseguenza per poche centinaia l'anno. In tal senso appare l'approccio più sensato è quello finalizzato a guidare i comportamenti degli utilizzatori verso consumi meglio distribuiti nell'arco del giorno.

Tra le indicazioni che invece possono essere utilmente considerate nella definizione del piano energetico, particolarmente significative risultano le seguenti:

- gli obiettivi posti nel piano devono essere misurabili: in caso contrario il sistema o il processo è fuori controllo
- il prossimo raggiungimento del picco produttivo del petrolio e con i prezzi di gas e carbone correlati contrattualmente al prezzo del petrolio, non sarà possibile una transizione energetica morbida, se non si investirà pesantemente sulle seguenti priorità strategiche:
 - recupero di efficienza energetica, in particolare nella costruzione e riscaldamento di edifici (con l'obiettivo di arrivare a meno di 70 kWh/m² all'anno), nelle centrali termoelettriche e nei trasporti per i settori civile, industriale, agricolo e dei servizi (risulterebbe possibile dimezzare i consumi di fonti fossili); importante il ruolo delle ESCO;
 - cogenerazione diffusa come tecnologia chiave e a buon ritorno economico per un uso più efficiente dei combustibili fossili e non;
 - energie rinnovabili diversificate, senza il ricorso al nucleare, fortemente pericoloso per la sostenibilità ambientale, né ai combustibili a grande rilascio di inquinanti come il carbone e le emulsioni bituminose

(es.oriemulsion) e soprattutto all'incenerimento dei rifiuti (che devono andare in riduzione verso la strategia "Zero Waste"); l'incenerimento dei rifiuti, in particolare, non solo sottrarrebbe materiali al riciclaggio ed al compostaggio, ma anche finanziamenti alle fonti rinnovabili di energia.

È valutata criticamente anche la situazione dell'idrogeno, da riservare a qualche applicazione di nicchia o strumentale, come quella dell'Hydrogen Park di Porto Marghera che servirebbe per giustificare la produzione di cloruri, ma non considerabile come un'alternativa energetica valida.

3.6 Osservazioni presentate dall'Università degli studi di Verona

Secondo le osservazioni dell'Università degli Studi di Verona, l'impostazione del Piano Energetico Regionale appare, negli obiettivi perseguiti e nell'enunciazione delle linee guida atte al raggiungimento di tali obiettivi, del tutto condivisibile. Con riferimento al ricorso alla produzione energetica per mezzo di fonti rinnovabili e alla cogenerazione per la riduzione dei gas serra, si segnala che la Regione Veneto nel settore dello smaltimento dei rifiuti ha promosso oltre ai molti impianti di compostaggio anche qualche impianto di digestione anaerobica seguita da compostaggio (Cà del Bue a Verona, Bassano del Grappa e il costruendo Camposampiero) con la possibilità di produzione di energia elettrica e calore contestuali al corretto smaltimento dei rifiuti.

Molti impianto di depurazione di acque reflue dotati di digestione anaerobica per la stabilizzazione dei fanghi sono tuttavia sotto-utilizzati o inutilizzati. Esse meriterebbero maggiore considerazione nella logica di una produzione distribuita sul territorio e dell'applicazione della cogenerazione di calore ed energia elettrica.

Si segnala inoltre il coinvolgimento dell'Università di Verona è coinvolta nei progetti di ricerca per la produzione di biogas da rifiuti organici (impianto dimostrativo di Treviso) e, in un prossimo futuro, nello studio di produzione energetica di gruppi di cogenerazione, microturbine e celle a combustibile.

3.7 Osservazioni presentate dall'Università degli studi di Padova

Da parte dell'Università degli Studi di Padova non sono pervenute comunicazioni ufficiali. A titolo personale, il Prorettore Prof. Lorenzo Fellin e il Prof. Arturo Lorenzoni del Dipartimento di Ingegneria Elettrica, hanno tuttavia fornito alcune interessanti osservazioni.

In primo luogo si rileva come la vera sfida sia rappresentata non tanto dalla definizione, quanto dall'attuazione degli obiettivi del PER, attraverso misure efficaci. Proprio in considerazione del particolare ruolo che compete alle amministrazioni locali, il PER dovrebbe essere un insieme di proposte concrete per indirizzare, promuovere e sostenere gli investimenti degli operatori e non mera programmazione.

Un quadro d'azione di grande dettaglio ed efficacia può derivare già dall'applicazione e dall'armonizzazione nella normativa regionale delle recenti Direttive Europee e normative italiane. Tra le prime si citano la 2003/30/CE sulla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti, la 2003/54/CE e la 2003/55/CE sulla riforma dei mercati elettrico e del gas, la 2003/66/CE sull'etichettatura degli elettrodomestici, la 2003/87/CE sul sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra, la 2003/96/CE sulla tassazione energetica, la 2002/91/CE sul rendimento energetico nell'edilizia e la 2004/8/CE sulla cogenerazione e infine la proposta di direttiva concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici COM (2003)739 def.

Nella normativa italiana si ricordano il D.P.R. 440/2000 che ha sancito l'istituzione dello sportello unico, la Stesura di linee guida per l'autorizzazione con procedimento unico degli impianti alimentati con fonti rinnovabili di energia, previste dall'art. 12 del D. Lgs. 387/2003, i decreti del 24 aprile 2001 e le correlate delibere dell'autorità (la 111/2004, ad esempio) relativi ai titoli di efficienza energetica, l'ulteriore incentivazione degli investimenti energetici rispetto a quanto previsto in sede nazionale, come previsto dal D. Lgs. 79/99 e la ripartizione tra le Regioni degli obiettivi della direttiva 2001/77/CE per le fonti rinnovabili e della riduzione delle emissioni di gas serra.

Per la sua efficacia il PER deve riuscire a dare risposta alle necessità degli operatori del settore.

È infine importante creare occasioni di confronto tra operatori ed amministrazione per la risoluzione ex ante delle possibili conflittualità legate alla realizzazione di nuovi impianti.

Seguono alcune osservazioni puntuali sul testo del Documento di programmazione:

- sembra eccessiva la considerazione riferita al settore elettrico che non sia "più accettabile, sia per motivi strategici, sia per motivi di responsabilità ambientale, la dipendenza dall'import, in particolare quello proveniente da altre regioni italiane" data la strutturale natura interconnessa del sistema elettrico è per necessità interconnesso; lo scambio tra aree sembra più un'opportunità che un vincolo, soprattutto ove siano compensati adeguatamente gli effetti sull'ambiente come prevede la normativa nazionale
- come espresso nel documento di programmazione è importante valorizzare le realtà produttive e tecnologiche di primario livello che operano sul territorio regionale nel campo della cogenerazione, del fotovoltaico, della combustione della biomassa, promuovendo poli di eccellenza e di sviluppo in un mercato internazionale
- l'implementazione di meccanismi cap and trade su scala regionale, seppure affascinante sul piano teorico, sembra poco praticabile; è auspicabile certamente il sostegno alla partecipazione ai mercati attivati sul piano internazionale
- la realizzazione di un "Catasto delle potenziali risorse rinnovabili" sembra poco utile, come confermato da esperienze simili, anche su scala nazionale; meglio stimolare l'interesse privato a scovare le opportunità presenti
- non è chiaro cosa si intenda con "sviluppare e sostenere il mercato interno dei certificati verdi, dei TEE e di riduzione delle emissioni"

3.8 Osservazioni presentate da ARPAV

Le indicazioni di ARPAV invitano a considerare:

- la ricognizione sull'andamento globale dei consumi energetici e della relativa produzione a livello regionale, senza limitarsi alla sola energia elettrica per la quale sembra documentato un sostanziale equilibrio tra produzione e consumi
- l'analisi degli aspetti ambientali collegati alla politica energetica regionale per individuare gli obiettivi, le strategie e le azioni della stessa, con evidenziazione delle diverse situazioni provinciali
- il collegamento del PER con altri Piani che indirizzano le politiche territoriali, in particolare con: Piano di risanamento e tutela della qualità dell'aria; piani dei trasporti e della portualità; piano dei rifiuti (dai RSU al CDR)
- il potenziamento ed l'incentivazione sia del risparmio energetico che della produzione di energia da fonti rinnovabili (con particolare riferimento ai consumi per il riscaldamento dell'acqua nonché per il riscaldamento/condizionamento degli edifici pubblici ed a vocazione turistica)

- la pianificazione di eventuali nuove centrali termoelettriche a basso tasso di inquinamento per la sostituzione di quelle più obsolete e caratterizzate da emissioni più consistenti
- l'approfondimento del tema dell'idrogeno quale "vettore energetico pulito" mediante valutazione d'impatto dei relativi processi di produzione (in particolare quando connessi al ciclo del cloro)

ARPAV potrebbe infine, su incarico della Regione, farsi carico di alcuni compiti tra i quali:

- monitoraggio del ricorso alle fonti rinnovabili ed al risparmio energetico;
- redazione dei bilanci ambientali d'area e valutazione dei meccanismi di cap & trade nei vari territori provinciali;
- controllo strumentale di alcuni parametri ambientali.

Riferimenti

[1] ENEA, 2003, Rapporto Energia e Ambiente 2003

[2] ENEA, 2004, Rapporto Energia e Ambiente 2004



1. Politiche energetiche europee, nazionali e regionali

Il PER si colloca nell'ambito di un contesto definito dalle politiche energetiche e ambientali sviluppate sia a livello comunitario, sia a livello nazionale. I tre livelli europeo, nazionale e locale, interagiscono o si completano, spesso concretizzandosi in termini di linee attuative, talvolta definendo e riservando specifici ambiti di intervento. Nel seguito si cercherà di riassumere il quadro d'insieme nel quale viene inserito il provvedimento di pianificazione energetica regionale, a partire dal livello comunitario e analizzando per quanto possibile le tre criticità specifiche del settore energetico individuate nel primo capitolo: la sicurezza, la tutela ambientale e la competitività economica.

2. Indirizzi e politiche europee per l'energia

La questione energetica in ambito europeo è stata condizionata sia dalle specifiche peculiarità del territorio, caratterizzato da un rilevante contributo ai fabbisogni mondiali – l'Unione allargata consumerà nel 2004 più del 20% della produzione mondiale di petrolio – e da una insufficiente disponibilità di fonti energetiche proprie con una dipendenza dalle importazioni di circa il 50%, sia dalla contingente successione di eventi e situazioni, quali le crisi energetiche e congiunturali susseguitesi, in grado di riproporre e di rinnovare costantemente i termini del problema.

Mancava peraltro nel Trattato costitutivo della Comunità Europea¹ una base comune sulle tematiche energetiche. Esse venivano di volta in volta affrontate ricorrendo ad azioni relative all'Industria, all'Ambiente o al Mercato interno. Coerentemente con tale contesto, e a seguito dell'intenso dibattito suscitato dal Libro verde "Per una politica energetica dell'Unione europea" [1] sull'esigenza di un quadro organico per la futura politica energetica comunitaria, la Commissione ha adottato il Libro bianco "Una politica dell'energia per l'Unione europea" [2].

Il fondamento della politica energetica europea che viene organicamente definito nel documento evidenzia i tre obiettivi dell'azione comunitaria nel settore [3] in termini di:

- sicurezza degli approvvigionamenti e diversificazione delle fonti, in conseguenza della crescente dipendenza energetica dei paesi europei con la possibile esposizione a rischi politici in alcuni paesi fornitori o di transito e al prevedibile restringimento dell'offerta energetica e al rialzo dei prezzi;
- competitività economica delle fonti energetiche, in conseguenza del maggiore costo del fattore energia per gli attori economici europei rispetto a soggetti esteri, con una conseguente minore competitività internazionale;

¹ Trattato che istituisce la Comunità Europea

- tutela e rispetto dell'ambiente, a seguito della crescente esigenza di qualificazione ambientale e di sostenibilità dello sviluppo.

Viene inoltre enfatizzata l'importanza strategica della promozione della ricerca e dello sviluppo tecnologico quale presupposto imprescindibile per il conseguimento degli obiettivi di sicurezza, economicità e sostenibilità ambientale.

L'ordine di elencazione e la particolare collocazione della questione ambientale, non vanno interpretati come indicazione di priorità. Ultima voce della lista, la sostenibilità ambientale risulta piuttosto un elemento di base e un denominatore comune per le azioni riferite agli altri due aspetti. Con crescente attualità ed urgenza, la tutela e il rispetto per l'ambiente, in particolare per gli aspetti relativi alle ripercussioni dello sfruttamento delle fonti energetiche, si sono infatti presentati all'attenzione non solo europea ma internazionale.

A questo riguardo le politiche energetiche e ambientali comunitarie si inseriscono nel più ampio percorso internazionale, i cui passaggi fondamentali, per quanto riguarda l'inquinamento atmosferico e l'impatto delle tecnologie energetiche, sono:

- la Convenzione di Ginevra sull'Inquinamento Transfrontaliero a Lunga Distanza del 1979:
sottoscritta da 34 governi, è in vigore dal 1983 e ha portato alla definizione di 8 protocolli specifici, tra i quali il Protocollo di Goteborg per l'abbattimento dell'acidificazione, dell'eutrofizzazione e dell'ozono del 1999;
il protocollo è stato sottoscritto, oltre che dall'Italia, da 31 Paesi, 11 dei quali, tra cui l'Unione Europea (Decisione del Consiglio del 13 giugno 2003 *relativa all'adesione della comunità europea al protocollo della convenzione del 1979 sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero a grande distanza per la riduzione dell'acidificazione, dell'eutrofizzazione e dell'ozono troposferico*, 2003/507/CE) hanno già provveduto alla ratifica ma non risulta ancora in vigore (sono richieste almeno 16 ratifiche)
- la Convenzione di Vienna per la protezione dello strato di ozono del 1985: sottoscritta da 188 Paesi ha portato alla definizione del Protocollo di Montreal del 1987 (ratificato da 187 Paesi, ma solo da 72 nella forma emendata a Pechino nel 1999) per la sostituzione dei gas nocivi per l'ozono stratosferico, in particolare dei fluidi frigoriferi, con la conseguente necessità di implementazione di miscele e tecnologie sostitutive, potenzialmente impattanti anche sul piano dell'efficienza energetica e sull'effetto serra
- la Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) di New York del 1992: aperta per la sottoscrizione a Rio de Janeiro nel giugno del 1992 è stata firmata da 189 Paesi (è in vigore dal 21 marzo 1994) e ha portato in particolare alla definizione del Protocollo di Kyoto sulla riduzione delle emissioni dei gas serra del 1997; il protocollo è già stato ratificato da 125 Paesi ed entrerà in vigore quando la ratifica da parte della Duma e del Consiglio Federale della Federazione Russa (avvenute rispettivamente il 22 e 27 ottobre 2004) sarà depositata presso il Segretario Generale delle Nazioni Unite.

In conformità agli obiettivi strategici, la Comunità Europea ha intrapreso una serie di azioni volte a pianificare, implementare e sostenere un sistema energetico integrato su scala continentale in grado di affrontare la sfida dello sviluppo sostenibile.

Le singole linee d'azione, analizzate in dettaglio nei paragrafi successivi, possono risultare complementari al conseguimento di uno o più degli obiettivi strategici, e riguardano in dettaglio:

- la sicurezza dell'approvvigionamento e la dipendenza energetica
- l'apertura e l'integrazione dei mercati energetici
- il miglioramento dell'efficienza energetica
- lo sviluppo delle fonti rinnovabili

- l'integrazione degli obiettivi energetici e ambientali per uno sviluppo sostenibile
- lo sviluppo della tecnologia e la promozione della ricerca nel settore energetico

La politica europea sull'energia ha infine trovato una propria collocazione istituzionale nell'ambito del Trattato che adotta una Costituzione per l'Europa (CIG 87/1/04), approvato a Bruxelles il 6 agosto 2004 dalla Conferenza dei Rappresentanti dei Governi degli Stati membri e firmato a Roma il 29 ottobre 2004. Esso include all'art. I-14 l'energia tra le materie soggette a legislazione concorrente mentre, all'art. III-256 ribadisce in particolare che “*nel quadro dell'instaurazione o del funzionamento del mercato interno e tenendo conto dell'esigenza di preservare e migliorare l'ambiente, la politica dell'Unione nel settore dell'energia è intesa a:*

- a) garantire il funzionamento del mercato dell'energia,*
- b) garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nell'Unione e*
- c) promuovere il risparmio energetico, l'efficienza energetica e lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili.”*

2.1 La sicurezza dell'approvvigionamento e la dipendenza energetica

L'approccio originariamente definito [3] configurava una strategia basata su:

- azioni sulla diversificazione dell'offerta dell'energia: comprendono
 - lo sviluppo delle relazioni con i Paesi fornitori, attuali e potenziali, sia attraverso accordi bilaterali e multilaterali, sia attraverso il rafforzamento delle infrastrutture;
 - la diversificazione delle fonti di energia, in particolare ampliando il ricorso alle fonti rinnovabili, alle risorse locali (anche il nucleare) purché economicamente competitive, al risparmio energetico e alla cogenerazione
- azioni sulla domanda di energia: comprendono programmi di promozione del risparmio energetico e dell'efficienza energetica, quali SAVE, JOULE e THERMIE
- azioni di aiuto e cooperazione: finalizzate ad approcciare il problema della dipendenza energetica e degli impatti ambientali da una prospettiva globale, includono programmi di assistenza tecnica (PHARE, TACIS e MEDA), di cooperazione internazionale (SYNERGY), di cooperazione per la ricerca scientifica e tecnologica (INCO e programma specifico JOULE-THERMIE), in un'ottica di complementarità degli stessi
- azioni per la preparazione dell'adesione di nuovi Stati: definiscono una strategia di pre-adesione che consente una graduale armonizzazione delle politiche, della legislazione e dei settori dell'energia
- azioni di cooperazione con le organizzazioni internazionali: favoriscono la collaborazione con organizzazioni specializzate (IEA, IAAE, Agenzia dell'OCSE per l'energia nucleare, Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo, Banca mondiale)
- misure di crisi: già dal 1968 vigeva per gli Stati membri l'obbligo di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi e dal 1973 sono state prese misure complementari di crisi (prelievi sulle scorte, riduzione del consumo, ripartizione tra Stati membri).

Nel 2000 la Commissione Europea ha rinnovato le proprie linee di azione sul tema della sicurezza attraverso la pubblicazione del Libro verde “Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico” [4]. Evidenziando la persistente dipendenza dalle importazioni energetiche, con una forte esposizione verso aree a rischio quali il Medio Oriente, la Commissione richiama nuovamente l'attenzione sulla sicurezza e sulla necessità di estendere il campo delle competenze comunitarie nel settore energetico. Nel documento inoltre, il problema della disponibilità non è considerato disgiuntamente da quello

dell'economicità e della sostenibilità. L'obiettivo non è la massimizzazione dell'autonomia o la minimizzazione della dipendenza, quanto la riduzione dei rischi legati a quest'ultima.

La strategia di lungo termine delineata prevede di:

- riequilibrare la politica dell'offerta con azioni rivolte alla domanda: esistono margini di intervento maggiori sul controllo della domanda, anche attraverso politiche fiscali, mentre dal lato dell'offerta occorre contrastare i cambiamenti climatici attraverso lo sviluppo di fonti energetiche nuove e rinnovabili
- approfondire l'analisi sul contributo a medio termine del nucleare: in mancanza di interventi il contributo dell'energia nucleare seguirà a declinare; occorre proseguire la ricerca sulla sicurezza della gestione delle scorie
- rafforzare il dispositivo di scorte strategiche e le vie di importazione degli idrocarburi

Con la Relazione finale [5] del 2002 sul Libro verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico", la Commissione aveva rilevato la forte condivisione alla strategia delineata dal Libro verde da parte della maggior parte dei soggetti che hanno preso parte al dibattito, in particolare per quanto concerne il controllo della domanda tramite la promozione di una migliore efficienza energetica.

Coerentemente con tale constatazione, senza attendere la conclusione del dibattito stesso, la Commissione aveva pertanto deciso di sviluppare proposte specifiche, alcune delle quali concretizzatesi successivamente, in particolare con:

- la direttiva sulla produzione di elettricità dalle fonti rinnovabili (Direttiva 2001/77/CE): l'Unione aveva in precedenza adottato misure relative alla promozione delle energie rinnovabili (Libro bianco "Energia per il Futuro: le fonti energetiche rinnovabili" [6]) ma gli sforzi si erano rivelati scarsi, con ripercussioni tendenziali di lungo termine modeste; per tale ragione gli Stati membri sono chiamati a rispettare gli obiettivi nazionali di consumo futuro di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile, a introdurre la certificazione d'origine dell'elettricità "verde", ad organizzare misure di agevolazione per la penetrazione dell'elettricità "verde"; l'obiettivo è quello di produrre nel 2010 il 22% dell'energia elettrica da rinnovabili
- la direttiva sull'efficienza energetica degli edifici (Direttiva 2002/91/CE): il consumo del settore rappresenta il 40% dei consumi dell'Unione europea; l'obiettivo è di economizzare circa il 22% di tale consumo
- le proposte regolamentari e fiscali sui biocarburanti: l'obiettivo è quello di stabilire una quota minima pari al 2% nel 2005 e al 5,75% nel 2010 sul totale dei combustibili venduti; (Direttiva 2003/30/CE)
- il Libro bianco "La politica europea dei trasporti fino al 2010: il momento delle scelte" [7]: il settore è responsabile del 32% dei consumi e del 28% delle emissioni di CO₂; le misure raccomandate riguardano una gestione controllata della mobilità, un riequilibrio e una vera complementarità tra i modi, con il rilancio delle ferrovie, gli investimenti nelle reti transeuropee e l'armonizzazione dei carburanti professionali, così come la prossima proposta di direttiva quadro sulla tariffazione dell'uso delle infrastrutture²;

Altre indicazioni sono state oggetto di ulteriori specifiche proposte:

- relativamente alle riserve strategiche di petrolio, era stata formalizzata la Proposta di direttiva del Parlamento e del Consiglio "relativa al ravvicinamento delle misure in materia di sicurezza degli approvvigionamenti dei prodotti petroliferi" (COM(2002) 488 – 2002/0219 COD), per garantire una maggiore solidarietà tra gli Stati membri in

² La stessa istituzione del Forum europeo dell'energia e dei trasporti (Decisione 2001/546/CE), evidenzia il tentativo di un approccio coordinato tra il settore energetico e quello dei trasporti.

- tempo di crisi e la Proposta di direttiva del Consiglio “*che stabilisce l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi*” (COM(2004) 0035 def. – CNS 2004/04)
- analogamente si era formalizzata una Proposta di direttiva del Parlamento e del Consiglio “*concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale*” (COM(2002) 488 – 2002/0220 COD);
sia su tale proposta, sia su quella relativa alle scorte di petrolio, il Parlamento europeo ha tuttavia espresso nel 2003 una posizione negativa, ritenendo adeguati i livelli previsti dalle misure esistenti;
il nucleare resta un'opzione valida: notevoli le valenze sia in termini di sicurezza, sia per la riduzione dei gas serra (l'energia nucleare evita emissioni di gas serra corrispondenti ad oltre 300 milioni di tonnellate di CO₂, pari a circa la metà delle emissioni del parco automobilistico dell'Unione); significativa anche la copertura della produzione di elettricità (pari al 35%);
presupposti essenziali risultano tuttavia la risposta alla questione del trattamento delle scorie radioattive e del loro trasporto e la garanzia di sicurezza degli impianti, specialmente quelli tecnologicamente più datati; a tale proposito nel Sesto programma quadro di ricerca 2000-2006, l'Unione europea si è impegnata a sostenere la ricerca nucleare e in particolare il miglioramento della gestione dei residui;
 - le proposte concrete per l'armonizzazione fiscale in campo energetico³: pur suscitando perplessità così come la questione della tariffazione nei trasporti, la mancanza di armonizzazione fiscale distorce la concorrenza tra Stati membri; inoltre lo sviluppo sostenibile richiede misure tariffarie e fiscali che considerino le esternalità negative; il Consiglio europeo di Barcellona ha rilanciato questi aspetti chiedendo l'adozione della direttiva sulla tassazione dell'energia entro il 2002, ma solo nel 2003, dopo sei anni di trattative, è intervenuta l'approvazione della Direttiva del Consiglio 2003/96/CE *ristrutturare il quadro comunitario della tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità*; questa fissa in particolare il livello minimo di tassazione indiretta cui devono essere sottoposti i combustibili tradizionali per autotrazione e per produzione di calore e all'elettricità a partire dal 1 gennaio 2004.

Il mercato interno dell'energia è visto come uno strumento utile sia per stabilire una sana concorrenza, sia per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, ma richiede nell'analisi dell'Unione Europea, un migliore uso delle attuali capacità transfrontaliere. Gli scambi intracomunitari di elettricità ancora limitati (8% della produzione), risentono della carenza di infrastrutture di interconnessione. Come sottolineato dal Consiglio europeo di Barcellona, un migliore uso delle reti esistenti e la realizzazione dei collegamenti mancanti (fino a raggiungere in campo elettrico l'obiettivo di interconnessioni pari al 10% della capacità di produzione installata) contribuirà ad una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento a lungo termine. A tale riguardo, la Commissione ha proposto, come annunciato nel Libro verde, un piano europeo per lo sviluppo delle infrastrutture di gas e di elettricità e il cofinanziamento prioritario (Decisione 2003/1229/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, *che stabilisce un insieme di orientamenti relativi alle reti transeuropee nel settore dell'energia e che abroga la decisione 96/1254/CE*), nel quadro del bilancio delle reti transeuropee, di una dozzina di progetti di interconnessione dichiarati d'interesse europeo (tab. 1).

Tra gli interventi di interesse comune ammessi a contributo comunitario di cui al Regolamento 95/2236/CE vi sono in particolare la linea Cordigliano-Lienz, il terminale per la ricezione del gas naturale liquefatto (GLN) della costa adriatica settentrionale e quello off-shore del mare Adriatico settentrionale.

³ Un primo tentativo di armonizzazione risale alla Proposta della Commissione COM(97) 30 def.

Tab. 1 Progetti prioritari ai sensi della Decisione 2003/1229/CE

Reti elettriche:
EL.1. Francia-Belgio-Paesi Bassi-Germania;
EL.2. Frontiere dell'Italia con la Francia, l'Austria, la Slovenia e la Svizzera;
EL.3. Francia-Spagna-Portogallo;
EL.4. Grecia-Paesi balcanici-Sistema UCTE;
EL.5. Regno Unito-Europa continentale ed Europa del Nord;
EL.6. Irlanda-Regno Unito;
EL.7. Danimarca-Germania-Paesi baltici (tra cui Norvegia-Svezia-Finlandia-Danimarca-Germania).
Reti di gas naturale:
NG.1. Regno Unito-Europa del Nord continentale, ivi compresi i Paesi Bassi, la Danimarca, e la Germania (con collegamenti verso i paesi del mar Baltico)-Russia;
NG.2. Algeria-Spagna-Italia-Francia-Europa del Nord continentale;
NG.3. Paesi del mar Caspio-Medio Oriente-Unione europea;
NG.4. Terminali per GNL in Belgio, Francia, Spagna, Portogallo e Italia;
NG.5. Stoccaggi sotterranei in Spagna, Portogallo, Italia, Grecia e nella regione del mar Baltico.

La più recente iniziativa europea relativa alla sicurezza dell'approvvigionamento nel settore elettrico è la Proposta di Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio *concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e per gli investimenti nelle infrastrutture* [8]. Da tale documento provengono spunti di particolare interesse in relazione a:

- standard di rendimento della rete: sono necessari accordi e disposizioni al fine di garantire standard qualitativi di interconnessione, sicurezza ma anche di rendimento delle reti di trasmissione e di distribuzione
- equilibrio tra domanda e offerta: seppure dissociata dalla crescita economica, la domanda di energia dovrebbe presentarsi in crescita, anche a seguito dell'allargamento dell'Unione, con tendenza non compatibile con le esigenze di sicurezza e di tutela dell'ambiente;
 - gli Stati membri devono adottare misure di contenimento della domanda; in particolare nella proposta si osserva che *“una politica di previsione della domanda che determini le necessità supplementari di generazione in base all'ipotesi di uno statu quo non è una politica sostenibile né a livello nazionale, né a livello comunitario”*
 - la dismissione di molte centrali pone il problema del rinnovamento del parco esistente; dovrebbero essere favorite soluzioni basate sullo sfruttamento delle fonti rinnovabili (si veda la citata Direttiva 2001/77/CE) e sulla cogenerazione (Direttiva 2004/8/CE) nell'ambito della generazione distribuita, imponendo obiettivi nazionali; coerentemente dovranno essere sostenuti investimenti di potenziamento delle reti locali
 - il mercato concorrenziale tende ad eliminare sovrainvestimenti in capacità produttiva; questo comporta problematiche di mantenimento dell'equilibrio domanda e offerta, in condizioni di picco di richiesta; il meccanismo dei prezzi potrebbe non essere sufficientemente incentivante per stimolare investimenti nella riserva, richiedendo lo sviluppo di azioni di promozione o di obbligo per le industrie elettriche
 - le politiche di interconnessione e di gestione della capacità di riserva dovrebbero essere coordinate tra gli Stati
- costruzione di interconnessioni: sono prioritari nuovi investimenti, che richiedono un contesto normativo chiaro, un coordinamento tra gli Stati confinanti, un adeguato meccanismo di remunerazione; in caso di inadempienza da parte dei Gestori di Rete, le Autorità di regolamentazione devono poter disporre direttamente la realizzazione delle iniziative di maggiore urgenza.

2.2 L'apertura e l'integrazione dei mercati energetici

Il costo dell'energia è considerato da lungo tempo come uno dei fattori critici per la competitività internazionale delle imprese europee in un contesto di crescente globalizzazione dei mercati. Il quarto rapporto del gruppo consultivo sulla competitività del dicembre 1996 [9] evidenziava un costo energetico per le società europee superiore del 45% rispetto a quello dei concorrenti statunitensi, in parte per effetto della diversa fiscalità, in parte legato alla mancanza di concorrenza.

La realizzazione di un mercato interno competitivo dell'energia quale obiettivo delle politiche energetiche comunitarie passa attraverso azioni di integrazione dei mercati nazionali dell'energia, in particolare dell'elettricità e del gas.

In questo ambito si sono in origine realizzate azioni finalizzate a:

- realizzare il mercato interno dell'energia, sia con interventi sulla struttura dei mercati dell'energia elettrica e del gas (Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, *concernente norme comuni per il mercato interno dell'elettricità* e Direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, *relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale*), sia con misure sulle reti di trasmissione (Decisione 96/391/CE del Consiglio *relativa ad un insieme azioni volte a creare un contesto più favorevole allo sviluppo delle reti transeuropee nel settore dell'energia*⁴), sulla fiscalità (Direttive 92/81/CEE del Consiglio *relativa all'armonizzazione delle strutture delle aliquote di accisa sugli olii minerali* e 92/12/CEE del Consiglio *relativa al regime generale, alla detenzione, alla circolazione e ai controlli dei prodotti soggetti ad accisa* e Proposta di Direttiva COM(97) 30, cit. in nota 2), sulla trasparenza e sulla normalizzazione (ad esempio sui prodotti energetici, sugli apparecchi e sugli strumenti che consumano energia, ecc.)
- contribuire alla coesione economica e sociale, attraverso la disponibilità di energia a prezzi concorrenziali con azioni di sostegno (THERMIE, Fondi strutturali, Quadri comunitari di sostegno, INTERREG II/REGEN, REGIS, ecc.)
- finanziare gli investimenti nelle infrastrutture energetiche, anche attraverso il sostegno finanziario della Banca Europea per gli Investimenti, il Fondo Europeo per gli Investimenti, CECA e EURATOM

Per quanto riguarda la struttura dei mercati interni dell'energia elettrica e del gas, queste sono state disegnate rispettivamente dalle Direttive 96/92/CE e 98/30/CE, attualmente abrogate e sostituite dalle Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, che ne costituiscono un completamento più che un superamento.

Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica

La direttiva stabiliva norme comuni relative alla produzione, il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica, definendo le modalità per l'organizzazione e il funzionamento del settore dell'energia elettrica, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure applicabili per quanto riguarda i bandi di gara e le autorizzazioni, nonché l'esercizio delle reti. Inoltre essa, pur preservando la facoltà degli Stati membri di imporre obblighi di servizio pubblico, richiede che le imprese del settore dell'energia elettrica siano gestite in base a principi commerciali, senza discriminazioni per quanto concerne diritti e obblighi.

La direttiva definisce alcuni criteri fondamentali:

⁴ Il problema del transito dell'energia elettrica e del gas sulle grandi reti europee era già stato affrontato rispettivamente con le Direttive 90/547/CE e 91/296/CE.

- il divieto di attribuire regimi di esclusiva per le attività di produzione, importazione ed esportazione di energia elettrica, e per la costruzione e l'utilizzo di linee di trasporto;
- la libertà di accesso alle reti di trasmissione;
- la graduale apertura del mercato, tramite l'istituzione della figura dei Clienti Idonei, ovvero clienti liberi di scegliere il proprio fornitore elettrico.

In particolare per quanto riguarda:

- la produzione:
la costruzione di nuovi impianti di generazione è soggetta, a discrezione degli Stati membri ad una procedura di autorizzazione fondata su criteri obiettivi e non discriminatori o in alternativa ad una gara di appalto;
- la gestione della rete di trasporto:
gestione, manutenzione e sviluppo delle infrastrutture di trasmissione sono assicurati da un gestore designato dagli Stati membri;
esercizio, manutenzione e sviluppo di una rete di distribuzione sono garantite da un operatore designato dagli Stati membri o dalle imprese delle reti di distribuzione, senza discriminazioni verso gli utenti;
- la separazione e trasparenza della contabilità:
le imprese elettriche sono tenute agli espletamenti contabili previsti dalla legislazione nazionale che attua la direttiva del Consiglio concernente la contabilità annuale di alcune forme di società;
le imprese integrate devono tenere conti separati per le loro attività di generazione, trasmissione e distribuzione;
- l'accesso alla rete:
l'accesso può essere negoziato con il gestore della rete interessata che è tenuto alla pubblicazione di una gamma indicativa dei prezzi oppure può essere regolamentato, sulla base di tariffe pubblicate;
gli Stati membri possono designare una persona giuridica come acquirente unico per l'acquisto e la vendita centralizzata dell'energia elettrica;
gli Stati membri possono imporre al gestore di privilegiare le fonti energetiche rinnovabili;
- l'apertura dei mercati:
gli Stati membri adottano le azioni necessarie per garantire l'apertura dei loro mercati dell'energia elettrica, nella quota minima corrispondente su base europea all'incidenza dei consumi elettrici dei consumatori che impiegano per sito, compresa l'autoproduzione, più di:
 - 40 GWh/anno alla data di recepimento
 - 20 GWh/anno a tre anni dal recepimento (2000)
 - 9 GWh/anno a sei anni dal recepimento (2003)i distributori di energia possono comunque scegliere liberamente i fornitori di energia per i clienti idonei, così come tutti i clienti con più di 100 GWh/anno di consumo; a discrezione dello Stato membro l'apertura del mercato può anche procedere più rapidamente.

Direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 giugno 1998, concernente norme comuni per il mercato interno del gas naturale

La direttiva stabiliva norme comuni relative a trasporto, distribuzione, fornitura e stoccaggio di gas naturale. Essa fissava le norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore del gas naturale, compreso il gas naturale liquefatto (LNG), l'accesso al mercato, le modalità di gestione dei sistemi nonché i criteri e le procedure applicabili in materia di

rilascio di autorizzazioni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale.

In particolare essa:

- prescrive dei principi finalizzati alla realizzazione di un mercato di tipo concorrenziale
- concede agli Stati membri, nell'interesse generale, di imporre alle imprese operanti nel settore obblighi di servizio pubblico
- impone regime di autorizzazioni per la costruzione e/o la gestione degli impianti per il gas naturale e per la fornitura di gas naturale
- prevede la fissazione di norme tecniche per la determinazione dei requisiti minimi di progettazione tecnica e di funzionamento per la connessione agli impianti per il gas, a garanzia della interoperabilità dei sistemi

In particolare per quanto riguarda:

- il trasporto, lo stoccaggio e il gas naturale liquefatto (LNG):
le imprese operanti non possono discriminare tra gli utenti del sistema o tra le categorie di utenti, garantendo affidabilità, efficienza, rispetto ambientale e sicurezza
- la distribuzione:
gli Stati membri possono imporre alle imprese di distribuzione e/o fornitura, il servizio ai clienti con sede in una data zona o di una data categoria a tariffe regolamentate; gli operatori non possono discriminare tra gli utenti connessi
- la separazione contabile:
è prevista per le aziende verticalmente integrate, relativamente alle attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio
- l'accesso al sistema:
a discrezione del singolo Stato l'accesso da parte delle imprese e dei clienti idonei potrà essere negoziato, con obbligo di pubblicazione annuale delle principali condizioni per l'utilizzo del sistema, ovvero regolamentato, sulla base di tariffe di accesso pubbliche e su obblighi e condizioni prestabilite
- l'apertura del mercato:
nel dettaglio, saranno clienti idonei:
 - dall'entrata in vigore della direttiva
 - impianti per la produzione di energia elettrica (eventualmente con una soglia dimensionale minima per quelli di cogenerazione) dall'entrata in vigore della direttiva;
 - clienti con consumi per località superiori a 25 milioni di m³
 - altri clienti per un'apertura minima del 20% del totale del consumo annuale del mercato nazionale
 - a cinque anni dall'entrata in vigore (2003)
 - clienti con consumi superiori a 15 milioni di m³
 - altri clienti per un'apertura minima del 28% del totale del consumo annuale del mercato nazionale
 - a dieci anni dall'entrata in vigore (2008)
 - clienti con consumi superiori a 5 milioni di m³
 - altri clienti per un'apertura minima del 33% del totale del consumo annuale del mercato nazionale

Il Consiglio Europeo di Stoccolma (23 e 24 Marzo 2001) ha richiesto alla Commissione una valutazione dettagliata della situazione dell'apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas. Ciò si è concretizzato attraverso la stesura di report di benchmark che analizzano in dettaglio la situazione nei diversi Stati Membri.

L'analisi del primo report ha confermato uno degli orientamenti principali del Libro verde [4], cioè la necessità di una maggiore apertura del mercato dell'elettricità e del gas combinata con nuove necessità di regolamentazione e valutazione. Alla luce di questo, il Consiglio europeo di Barcellona (15 e 16 Marzo 2002) ha compiuto un passo decisivo verso il completamento del mercato interno dell'energia, sollecitando in particolare il Parlamento Europeo a adottare il più presto possibile le proposte di provvedimenti che accompagnavano la Comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento europeo, del 13 marzo 2001, *Completamento del mercato interno dell'energia* (COM(2001) 125 def.) finalizzate a:

- garantire la libera scelta del fornitore per tutti i consumatori industriali e commerciali (non domestici) a partire dal 2004 per l'elettricità e per il gas
- separare le attività di trasmissione e distribuzione da produzione e vendita
- garantire l'accesso non discriminatorio alle reti da parte di utenti e produttori
- stabilire in ogni Stato Membro una Autorità di regolazione
- stabilire un accordo per la definizione di tariffe per gli scambi internazionali di energia elettrica
- garantire una interconnessione equivalente almeno al 10% entro il 2005

Direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE

Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE

Regolamento 2003/1228/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativo alle condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica

Il 26 giugno 2003 si è così giunti all'approvazione delle citate direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE e del Regolamento relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (2003/1228/CE).

I criteri generali e gli elementi di novità sono in gran parte comuni per le due direttive e possono essere sintetizzati nelle seguenti priorità:

- consentire l'accesso alla rete senza discriminazioni, trasparente e a prezzi proporzionati ai costi sostenuti; importante in tal senso anche la separazione giuridica delle attività di distribuzione e trasmissione;
- realizzare l'apertura completa del mercato dal lato della domanda a tutti i clienti non civili dal 1 luglio 2004 e a tutti al 1 luglio 2007;
- consentire la realizzazione di linee dirette tra produttori e fornitori e clienti idonei, con ripercussioni sia locali sia transnazionali;
- promuovere investimenti per nuove infrastrutture a vantaggio della sicurezza del sistema e degli approvvigionamenti, consentendo anche il ricorso a meccanismi di gara in deroga all'approccio autorizzativo;
- stabilire metodologie di definizione delle tariffe in maniera trasparente (pubblicazione) e non discriminatoria;
- creare obbligatoriamente Autorità di regolazione indipendenti dall'industria di settore;
- introdurre obblighi di servizio pubblico in merito a problematiche di sicurezza dell'approvvigionamento, regolarità, qualità e prezzo delle forniture;
- proteggere l'ambiente sia attraverso misure di incentivazione, sia con gare per investimenti infrastrutturali ad esempio nel settore delle fonti rinnovabili o della cogenerazione;
- promuovere e incentivare l'efficienza e il risparmio energetico e l'attività di ricerca e sviluppo;

Obiettivo del Regolamento 2003/1228/CE è invece la definizione di norme eque

relativamente all'accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, per rafforzare in tal modo la concorrenza nel mercato interno, attraverso la creazione di un meccanismo di compensazione per i flussi transfrontalieri, la definizione di principi armonizzati in materia di oneri di trasmissione transfrontaliera e l'assegnazione delle capacità disponibili di interconnessione tra sistemi nazionali di trasmissione.

Il recepimento delle Direttive da parte degli Stati membri e l'entrata in vigore del Regolamento sono fissati per il 1 luglio 2004.

2.3 Il miglioramento dell'efficienza energetica

La riduzione o il controllo dei consumi finali di energia sono visti come strumento privilegiato per fronteggiare le problematiche di sicurezza energetica, di riduzione dell'impatto ambientale e di recupero di competitività economica. Si richiede allo scopo l'adozione di politiche e di misure finalizzate al miglioramento dell'efficienza energetica, in particolare nell'ambito degli impieghi finali, con la diffusione delle tecnologie, dei sistemi e delle apparecchiature a basso consumo energetico, e in quello delle trasformazioni energetiche, con lo sviluppo della cogenerazione.

A seguito della Comunicazione della Commissione sull'efficienza energetica del 1998 [10], in cui si definiva una strategia comunitaria in tale campo, il Consiglio ha invitato la Commissione a presentare una proposta per un piano d'azione specifico [11], sostenendo un obiettivo ancora più ambizioso del proposto recupero annuo di intensità energetica pari ad un punto percentuale fino al 2010.

La Commissione ha quindi perfezionato il piano d'azione nell'ambito della Comunicazione *Piano d'azione per migliorare l'efficienza energetica nella Comunità europea* [12]. In tale documento, dopo aver evidenziato i principali ostacoli all'efficienza energetica in termini di barriere istituzionali e giuridiche, carenza di informazione tecnica, mancata inclusione delle esternalità nei prezzi dell'energia e indipendenza del prezzo dal servizio reso, vengono fissati gli obiettivi.

In particolare:

- la riduzione del 18% rispetto alla situazione del 1998 del consumo energetico, attraverso una diminuzione dell'1% all'anno, che realizzi 2/3 del potenziale entro il 2010; ciò eviterebbe di consumare oltre 100 Mtep con una riduzione delle emissioni di CO₂ pari a quasi 200 milioni di tonnellate l'anno (il 40% dell'impegno UE preso a Kyoto, corrispondente a circa 450 Mt/a)
- il miglioramento del contributo della cogenerazione sulla produzione elettrica fino alla quota del 18%; a questo corrisponderebbe una ulteriore riduzione di emissioni di CO₂ pari a quasi 65 milioni di tonnellate l'anno

L'attuazione del piano prevede numerosi strumenti, con molte azioni non obbligatorie, come ad esempio gli accordi volontari, i progetti SAVE e il Programma Quadro di Ricerca e Sviluppo (all'epoca il quinto, con 440 milioni di euro destinati all'efficienza energetica).

Le azioni proposte nel piano sono divise in tre categorie:

- misure per integrare l'efficienza energetica in altre politiche comunitarie, nell'ambito di
 - trasporti: misure non tecniche e promozione di infrastrutture di tipo nuovo e dell'intermodalità
 - imprese: accordi volontari per l'efficienza energetica e lo sviluppo sostenibile
 - politiche locali: da integrare nel contesto delle assegnazioni dei finanziamenti tramite i diversi Fondi
 - ricerca e sviluppo: inserimento della tematica nel Programma Quadro di Ricerca e Sviluppo

- fiscalità e politica dei prezzi: esenzioni fiscali per investimenti a favore dell'efficienza energetica
- cooperazione internazionale: armonizzazione delle legislazioni e delle norme di rendimento
- misure per rafforzare ed estendere politiche esistenti nei settori dei:
 - trasporti: con accordi volontari sulle emissioni medie dei nuovi veicoli e/o misure prescrittive
 - elettrodomestici, apparecchiature commerciali e di altro tipo: estensione del sistema di etichettatura energetica introdotto con la Direttiva 92/75/CEE e con le successive direttive di definizione delle modalità di applicazione, adesione al programma Energy Star degli USA, accordi volontari sui consumi delle apparecchiature (ad es. assorbimenti di stand-by)
 - industria: conclusione di accordi a lungo termine per l'individuazione e l'adozione di processi e metodiche di buon rendimento energetico; sostegno della cogenerazione, rafforzamento della Direttiva 88/609/CEE concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione; aumento del ruolo dell'efficienza e dei servizi energetici offerti dalle società distributrici e dalle PMI
 - edilizia: con l'incidenza pari a circa il 40% sul consumo di energia e un risparmio potenziale di oltre il 20%, il settore consente interventi nell'ambito della certificazione energetica degli edifici con la modifica della Direttiva 93/76/CEE; le direttive sulle caldaie (92/42/CEE), sui prodotti da costruzione (89/106/CE) e sull'efficienza energetica per l'illuminazione (2000/55), la diffusione delle buone pratiche, dell'etichettatura, e della formazione e qualificazione degli installatori completano il quadro degli strumenti
 - misure orizzontali su tutti i settori: decentramento della gestione energetica, rafforzamento del third party financing, diffusione della formazione e dell'informazione, rafforzamento della sorveglianza
- nuove politiche e misure:
 - promozione dell'efficienza energetica negli appalti pubblici
 - sviluppo della cooperazione nel settore degli appalti pubblici di tecnologia
 - diffusione degli audit energetici nell'industria e nel terziario
 - analisi delle migliori pratiche, anche attraverso il programma SAVE

In alcuni dei settori elencati nell'ambito delle misure per rafforzare ed estendere politiche esistenti sono recentemente state emanate specifiche direttive.

In particolare per quanto riguarda l'etichettatura energetica degli elettrodomestici, le Direttive 2002/40/CE e 2002/31/CE hanno definito le modalità di applicazione rispettivamente ai forni elettrici e ai condizionatori⁵.

Per gli apparecchi di refrigerazione per uso domestico, già oggetto della Direttiva 94/2/CE, per le modalità di applicazione dell'etichettatura, e della Direttiva 96/57/CE, sui requisiti minimi di efficienza, è stata approvata un'ulteriore direttiva, la 2003/66/CE della Commissione che, modificando la 94/2/CE, a partire dal 2004, introdurrà per frigoriferi e congelatori che consumano meno energia le etichette «A+» (maggiore efficienza) e «A++» (efficienza massima).

⁵ Precedentemente le modalità erano state definite per frigoriferi e congelatori dalla 94/2/CE, per le lavatrici dalla 95/12/CE, per le asciugatrici dalla 95/13/CE, per le lavasciugatrici dalla 96/60/CE, per le lampade per uso domestico dalla 98/11/CE, per le lavastoviglie dalla 97/17/CE modificata dalla 99/9/CE.

La Direttiva 2000/55/CE ha stabilito inoltre i requisiti di rendimento energetico dei reattori per le lampade fluorescenti.

Con Decisione 2001/469/CE è stato definito l'accordo tra il Governo degli Stati Uniti d'America e la Comunità europea per il coordinamento dei programmi di etichettatura energetica delle apparecchiature d'ufficio (Energy Star), determinandone le modalità applicative nel Regolamento 2001/2422/CE.

Per quanto riguarda invece i settori industria e i settori edilizia, sono stata approvate rispettivamente la Direttiva 2004/8/CE *sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE* e della Direttiva 2002/91/CE *sul rendimento energetico nell'edilizia*. Qualche cenno specifico su tali provvedimenti sarà fornito nel seguito.

Esiste inoltre una Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio *relativa all'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia e recante modifica della direttiva 92/42/CEE del Consiglio* [13], che prevede una futura direttiva quadro per tutti i prodotti che usano energia per il proprio funzionamento (ad eccezione dei veicoli a motore, per i quali esiste una legislazione specifica), in particolare per quelli che utilizzano energia elettrica o combustibili solidi, liquidi o gassosi. Nelle intenzioni, questa direttiva permetterà di realizzare risparmi energetici sempre maggiori e di lungo termine a beneficio dei consumatori, contribuendo allo stesso tempo a rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Unione europea.

Un'ulteriore Proposta di direttiva relativa all'efficienza energetica negli impieghi finali e servizi energetici è stata formulata dalla Commissione nel dicembre del 2003 [14]. Tra le indicazioni, la correlazione del prezzo al livello di servizio energetico piuttosto che al relativo consumo, inducendo tra i fornitori competizione sull'efficienza energetica. Devono inoltre essere favorite anche con appositi strumenti di finanziamento le società di servizi energetici (ESCO). All'obiettivo generale di un 1% di riduzione annuale dei consumi, viene infine affiancato quello dell'1,5% per il settore pubblico.

Direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 febbraio 2004, sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE

Considerato il persistente sottoutilizzo del potenziale impiego della cogenerazione come mezzo per risparmiare energia primaria, per prevenire perdite di rete e per ridurre delle emissioni, in particolare quelle dei gas a effetto serra, nonché per contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e alla competitività, la direttiva considera una priorità comunitaria la promozione della cogenerazione ad alto rendimento basata su una domanda di calore utile.

Ricalcando in parte quanto previsto dalla Direttiva 2001/77/CE *sulla promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*, la direttiva:

- stabilisce i criteri di rendimento della cogenerazione al fine del riconoscimento della produzione cogenerativa "ad alto rendimento"
- introduce la garanzia di origine dell'elettricità da cogenerazione quale strumento indiretto di sostegno
- richiede agli Stati membri l'analisi del rispettivo potenziale di sviluppo della cogenerazione e la verifica periodica dello stato di sviluppo
- richiede l'introduzione di regimi di sostegno basati sulla domanda di calore utile e sui risparmi di energia primaria, alla luce delle opportunità disponibili per ridurre la domanda energetica

- estende le disposizioni dell'articolo 7, paragrafi 1, 2 e 5 della Direttiva 2001/77/CE sull'accesso anche prioritario alle reti di trasmissione e distribuzione, prevedendo un regime tariffario trasparente per l'energia di riserva o di integrazione necessaria
- La Direttiva deve essere recepita dagli Stati membri entro il 21 febbraio 2006.

Direttiva 2002/91/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 dicembre 2002, sul rendimento energetico nell'edilizia

In considerazione dell'impatto del settore sui consumi energetici e sul potenziale risparmio, alla luce dei positivi risultati derivanti dall'adozione della Direttiva 93/76/CEE intesa a limitare le emissioni di biossido di carbonio migliorando l'efficienza energetica, si è ritenuto opportuno definire uno strumento giuridico complementare che sancisca interventi più concreti. La 93/76/CEE era stata adottata infatti in un contesto politico diverso, precedente alla conclusione dell'accordo di Kyoto e al clima di incertezza recentemente creatosi in relazione alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Unione. L'obiettivo della Direttiva è la promozione del miglioramento del rendimento energetico degli edifici della Comunità, tenendo conto delle condizioni locali e climatiche esterne, delle prescrizioni relative al clima degli ambienti interni e dell'efficacia dei provvedimenti rispetto ai costi sostenuti per il loro conseguimento.

Le disposizioni contenute prevedono:

- il quadro generale di una metodologia di calcolo per il rendimento energetico integrato degli edifici, da applicare da parte degli Stati membri a livello nazionale e regionale con la possibile differenziazione a quest'ultimo livello
- l'applicazione da parte degli Stati membri di requisiti minimi di rendimento energetico, con la possibilità di distinguere tra edifici esistenti e di nuova costruzione, tra diverse categorie di edifici e in considerazione delle specificità climatiche esterne, d'uso e delle condizioni di clima degli ambienti interni
- l'adozione di tali limiti per tutti gli edifici di nuova costruzione, oltre alla valutazione per gli edifici di metratura utile superiore ai 1000 m² della fattibilità di adozione di tecnologie rinnovabili, cogenerazione, teleriscaldamento e, a certe condizioni, pompe di calore
- il miglioramento del rendimento energetico in modo da soddisfare i requisiti minimi per gli edifici esistenti di metratura utile superiore ai 1000 m² che subiscono ristrutturazioni importanti
- l'introduzione di un attestato di certificazione energetica che accompagna la costruzione, la compravendita o la locazione di un edificio, riportante dati e valori di riferimento volti a segnalare possibilità di miglioramento, con l'obbligo di affissione per edifici di metratura utile superiore ai 1000 m² occupati da autorità pubbliche e da enti che forniscono servizi pubblici
- la prescrizione di ispezioni periodiche per caldaie di potenza superiore ai 20 kW e impianti di condizionamento d'aria di potenza nominale utile superiore ai 12 kW

La Direttiva deve essere recepita dagli Stati membri entro il 4 gennaio 2006.

2.4 Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili

A seguito ai dibattiti suscitati dal Libro verde presentato dalla Commissione nel novembre 1996, Il Libro bianco - *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili* del 1997 [15] ha definito la strategia e il piano d'azione della Comunità in materia di energie alternative, stabilendo obiettivi di riferimento ancora attuali.

Nel documento, l'interesse per le fonti energetiche rinnovabili viene correlato sia alla possibilità di riduzione della dipendenza dalle importazioni di energia, sia agli effetti positivi

in termini di emissioni di CO₂, con possibili ricadute anche in termini di occupazione. Considerato un contributo delle fonti energetiche rinnovabili al consumo interno globale di energia dell'Unione del 6%, veniva fissato l'obiettivo di portare questa quota al 12% entro il 2010, con impegni dei singoli Stati membri proporzionati al relativo potenziale.

A fronte di notevoli investimenti, valutati in 95 miliardi di ECU⁶ per il periodo 1997-2010 erano tra l'altro previsti la creazione da 500.000 a 900.000 posti di lavoro, il risparmio annuo per spese di combustibile di 3 miliardi di ECU a partire dal 2010, la riduzione delle importazioni di combustibile del 17,4% e la riduzione delle emissioni di CO₂ di 402 milioni di tonnellate/anno nel 2010.

Tra le misure prioritarie si sottolineavano gli aspetti relativi all'accessibilità alle reti, quelli fiscali e finanziari, le nuove iniziative nel campo dei trasporti, della cogenerazione, della biomassa solida e dell'impiego delle rinnovabili nell'edilizia.

Il piano di azione mirava a sensibilizzare maggiormente i responsabili dei diversi programmi in essere e a rafforzare la presenza delle energie rinnovabili nelle varie politiche dell'Unione, prevedendo adeguate misure di sostegno, specialmente nel quadro del programma ALTENER.

Veniva inoltre delineata una "campagna per il decollo" delle fonti energetiche rinnovabili per stimolare la realizzazione di progetti su grande scala in diversi settori delle energie rinnovabili quali:

- installazione di un milione di sistemi fotovoltaici (500.000 da integrare in tetti e facciate per il mercato interno dell'Unione e 500.000 per l'elettrificazione decentralizzata nei Paesi in via di sviluppo);
- 10.000 MW di grandi centrali eoliche;
- 10.000 MW termici di impianti di biomassa;
- integrazione a titolo sperimentale delle energie rinnovabili in 100 comunità, regioni, città, isole,

La comunicazione della Commissione, del 16 febbraio 2001 sull'attuazione della strategia e del piano di azione della Comunità sulle fonti energetiche rinnovabili (1998-2000) [16] evidenziava, salvo per alcuni settori e per alcuni paesi, scarsi progressi tra il 1997 e il 2000.

La quota di fonti rinnovabili nel consumo interno totale lordo dell'UE che ammontava a 5,4% nel 1995, nel 1998 era passata al 5,9%, registrando tuttavia un aumento del 5,4% della produzione di elettricità da fonti rinnovabili tra il 1997 e il 1998, riconducibile essenzialmente al maggiore contributo dell'energia idroelettrica e dell'energia eolica (+55% annuo).

Nonostante la continua crescita del consumo interno lordo di energia nella Comunità lo rendesse ancor più arduo, la Commissione riteneva ancora possibile realizzare l'obiettivo proposto dal libro bianco, a fronte di maggiori sforzi.

Il sostegno della Comunità alle fonti energetiche rinnovabili, mediante tutti i programmi e gli aiuti, era stimato in 987,5 milioni di euro per il periodo 1999-2003, con una forte responsabilizzazione del settore privato, chiamato a cofinanziare la maggior parte dei fondi necessari per realizzare la campagna e gli obiettivi del Libro bianco.

Direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità

Facendo seguito al Libro bianco sulle rinnovabili, la direttiva mira a promuovere un maggiore contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato interno e a creare le basi per un futuro quadro comunitario in materia. In particolare essa:

⁶ Il tasso di cambio tra Lira italiana ed ECU nel dicembre 1997 era pari a 1936,78 Lit/ECU

- stabilisce gli obiettivi indicativi nazionali di riferimento per il contributo dell'energia prodotta da fonte rinnovabile al consumo lordo di elettricità entro il 2010 al fine di ottenere una copertura media del 22% (per l'Italia l'obiettivo è fissato al 25%, anche se il nostro Paese ha dichiarato che il 22% potrebbe essere una cifra più realistica)
- richiede agli Stati di fissare e adottare entro il 27 ottobre 2002 propri obiettivi di sviluppo su scala decennale, da aggiornare con cadenza quinquennale
- prevede l'introduzione di regimi di sostegno da coordinare entro il 2005 nell'ambito di un unico quadro comunitario
- dispone la semplificazione e la razionalizzazione dell'iter autorizzativo per la realizzazione degli impianti
- introduce la garanzia di origine dell'elettricità da fonti rinnovabili quale strumento indiretto di sostegno
- dispone l'accesso, anche prioritario, alle reti di trasmissione e distribuzione, prevedendo un regime tariffario trasparente per l'energia di riserva o integrazione necessaria
- richiede agli Stati membri l'analisi del rispettivo potenziale di sviluppo della produzione da fonti rinnovabili e la verifica periodica (quinquennale) dello stato di sviluppo

Il termine di recepimento della Direttiva da parte degli Stati membri era fissato al 27 ottobre 2003.

La recente Comunicazione della Commissione *Quota di energia rinnovabile nell'Unione europea* [17], riconosce nuovamente che la quota dell'e fonti energetiche rinnovabili, escludendo l'energia idraulica e l'impiego della legna per il riscaldamento, rimane modesta. Nonostante tutti gli Stati membri abbiano avviato sistemi di supporto per le rinnovabili, molte barriere amministrative, legislative e di mercato devono ancora essere rimosse. È peraltro ribadita la raggiungibilità dell'obiettivo di copertura al 2010 del 22% della produzione elettrica da fonte rinnovabile, anche se sulla base dei trend attuali, definiti dalle politiche e dalle misure correnti, la quota più realistica sembrerebbe essere quella del 18-19%. Un problema particolare è posto dai nuovi Stati membri che hanno adottato solo recentemente la Direttiva 2001/77/CE.

Tre sono i tratti che caratterizzano la situazione nell'analisi della commissione:

- una forte crescita dell'energia eolica che potrà presumibilmente contribuire al 50% dell'aumento richiesto per raggiungere l'obiettivo della direttiva
- un mancato coordinamento politico e di supporto finanziario rallenta lo sviluppo delle biomasse al di sotto delle potenzialità, così come lo sviluppo dei biocombustibili rimane condizionato dalle politiche fiscali; andrebbe inoltre incoraggiato un maggiore uso della biomassa lignea tradizionale per il riscaldamento
- la generazione elettrica dalla fonte solare rimane molto modesta anche se è caratterizzata da una crescita costante.

A fronte di ciò le proposte comprendono a carico dell'Unione Europea:

- un nuovo strumento finanziario per accelerare i tempi di diffusione industriale delle tecnologie, che rimpiazzerà l'attuale programma "Intelligent Energy – Europe"
- un rafforzamento del supporto alla ricerca e sviluppo tecnologico e un migliore coordinamento con altri programmi quali i Fondi Strutturali e il Fondo di Coesione
- una riduzione delle barriere istituzionali, amministrative e culturali e una condivisione delle conoscenze e delle esperienze

Iniziative specifiche di supporto saranno intraprese nella promozione delle biomasse per generazione elettrica e trasporti, dei biocombustibili, del riscaldamento da fonte rinnovabile (biomassa, solare e geotermica) e dell'eolico offshore.

2.5 L'integrazione degli obiettivi energetici e ambientali per uno sviluppo sostenibile

Le politiche ambientali della Comunità europea non rivestirono in origine carattere di priorità e vennero esplicitamente sostenute da un punto di vista giuridico solo a partire dall'Atto Unico Europeo sottoscritto all'Aia nel 1987. Si dovette attendere tuttavia il 1993 con il Trattato sull'Unione europea di Maastricht per vedere affermata la necessità di integrazione delle esigenze connesse con la tutela dell'ambiente nella definizione e nell'attuazione delle altre politiche comunitarie, al fine di consentire uno *sviluppo sostenibile*, concetto ripreso e rafforzato nel Trattato di Amsterdam, in vigore dal 1° maggio 1999.

L'approccio di sistema alle problematiche ambientali è approfondito nella Comunicazione della Commissione *Sviluppo sostenibile in Europa per un mondo migliore: strategia dell'Unione europea per lo sviluppo sostenibile*, sottoposta e approvata al Consiglio Europeo di Goteborg [18] e *Verso un partenariato mondiale per uno sviluppo sostenibile* [19].

Le politiche ambientali della Comunità europea risultano dettate in generale dall'esigenza di mitigare gli effetti sull'ambiente e sulla salute delle emissioni inquinanti derivanti dalle attività umane. Tra queste, l'impiego dell'energia riveste una notevole importanza specialmente in termini di inquinamento dell'aria e di contributo al cambiamento climatico mondiale [20]. Su tali tematiche è dunque emersa la necessità di coordinare le politiche energetiche con quelle ambientali [21].

La riflessione europea sull'inquinamento dell'aria e sul cambiamento climatico di interesse per il settore energetico aveva già sviluppato un certo percorso, inserendosi nella traccia definita a livello internazionale, da un lato con la citata Convenzione di Ginevra sull'inquinamento transfrontaliero a lunga distanza e con la Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, dall'altro.

2.5.1 Il controllo dell'inquinamento atmosferico

Sul controllo dell'inquinamento atmosferico sono stati presi provvedimenti di tipo normativo finalizzati:

- alla regolamentazione e alla **limitazione delle emissioni dei veicoli**, in particolare nell'ambito del Programma Auto-oil
- alla regolamentazione della **composizione dei combustibili** quali benzina e gasolio (Dir. 2003/17/CE di modifica della 98/70/CE e 1999/32/CE relativa al tenore di zolfo⁷)
- alla regolamentazione e alla **limitazione delle emissioni degli impianti**, in particolare dei grandi impianti di combustione (Dir. 88/609/CEE, abrogata dalla 2001/80/CE per i nuovi impianti autorizzati dopo il 2002) e degli impianti di incenerimento dei rifiuti (Dir. 2000/76/CE);
alla **fissazione di limiti di emissione complessiva su base nazionale** per inquinanti acidificanti e per l'esposizione all'ozono e alla definizione dei corrispondenti programmi nazionali di riduzione (Dir. 2001/81/CE⁸)
- alla regolamentazione e al controllo della concentrazione in ambiente degli agenti inquinanti per la **tutela della qualità dell'ambiente** (la Direttiva quadro 96/62/CE, e le attuative 99/30/CE sui valori limite di qualità per ossidi di zolfo

⁷ È stata proposta una modifica alla 99/32 nella COM(2002) 595 def.

⁸ Recepita con D. Lgs. 21 marzo 2004, n. 171.

- e di azoto, per le particelle e per il piombo -modificata dalla Decisione 2001/839/CE-, 2000/69/CE per benzene e CO e 2002/3 per l'ozono)
- alla **valutazione di impatto ambientale** per determinati progetti pubblici e privati (Dir. 85/337/CEE e succ. Dir. 97/11/CE) e alla **valutazione ambientale strategica** per piani e programmi elaborati e adottati da autorità pubbliche o previsti da norme o disposizioni (Dir. 2001/42/CE) da un lato, e all'**autorizzazione all'esercizio per impianti ad alto potenziale inquinante** per la prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento –IPPC o integrated pollution prevention and control- non solamente atmosferico, (Dir. 96/61/CE), dall'altro.

Non tutte le direttive citate sull'inquinamento atmosferico sono state recepite nella normativa nazionale, e alcune lo sono state solo parzialmente, come la 96/61/CE nel caso italiano.

Seguono alcune considerazioni sulle direttive di maggior impatto per il settore degli impianti che impiegano o convertono energia. Tali impianti sono generalmente interessati da una o da più delle seguenti prescrizioni:

- valutazione di impatto ambientale (VIA), di cui alla Direttiva 97/11/CE
- limitazione delle emissioni secondo la Direttiva 2001/80/CE (grandi impianti di combustione)
- autorizzazione all'esercizio secondo la Direttiva 96/61/CE (IPPC)

Direttiva 97/11/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, che modifica la direttiva 85/337/CEE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati

La Direttiva 97/11/CE, modificando e integrando la 85/337/CEE senza alterarne la logica, richiede agli Stati membri di adottare le disposizioni necessarie affinché prima del rilascio dell'autorizzazione, i progetti che possono avere un rilevante impatto sull'ambiente siano sottoposti a una procedura di valutazione dell'impatto ambientale. Questa prevede in particolare la predisposizione da parte del committente di un quadro informativo che contenga:

- una descrizione generale del progetto, inclusi il sito, le specifiche tecniche e dimensionali, la produzione di rifiuti, l'inquinamento e il rischio di incidenti
- una descrizione sommaria delle alternative esaminate
- una descrizione delle componenti ambientali potenzialmente soggette ad un impatto importante
- una descrizione dei probabili effetti del progetto proposto sull'ambiente e delle metodologie di valutazione impiegate
- una descrizione delle misure previste per evitare, ridurre e se possibile compensare rilevanti effetti negativi sull'ambiente
- una sintesi non tecnica
- un sommario delle eventuali difficoltà incontrate nella raccolta dei dati richiesti

Lo Stato è chiamato a condividere la procedura di valutazione con gli Stati vicini eventualmente interessati all'impatto del progetto nonché a coinvolgere il pubblico garantendo la disponibilità delle informazioni relative al processo decisionale.

La direttiva prevede in particolare che l'iter autorizzativo possa essere integrato con quanto previsto dalla Direttiva 96/61/CE.

Tra gli impianti soggetti a obbligo della valutazione vi sono in particolare:

- le centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica pari o superiore ai 300 MW
- gli impianti di smaltimento rifiuti mediante incenerimento, trattamento chimico o interrimento per rifiuti pericolosi e quelli di incenerimento o trattamento chimico per rifiuti non pericolosi di capacità superiore a 100 tonnellate al giorno

- le dighe e altri impianti destinati a trattenere le acque con volumi di accumulo maggiori di 10 milioni di metri cubi
- i gasdotti, oleodotti e condutture per prodotti chimici di diametro superiore a 800 mm e di lunghezza superiore a 40 km
- gli elettrodotti aerei con tensione uguale o superiore a 220 kV e lunghezza superiore a 15 km

Sempre per quanto riguarda l'uso di energia, è a discrezione dei singoli stati richiedere la valutazione per impianti industriali non inclusi tra i precedenti opranti per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda, per il trasporto di gas, vapore, acqua calda e energia elettrica con linee aeree, per lo stoccaggio di gas e combustibili, per la produzione idroelettrica ed eolica.

La direttiva, in vigore dal 1997 richiedeva la conformazione alle disposizioni da parte degli Stati membri entro il 14 marzo 1999. Sono allo studio da parte della Commissione ulteriori misure di miglioramento della sua efficacia [22].

Direttiva 2001/80/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2001, concernente la limitazione delle emissioni in atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione

Sostituendosi alla 88/609/CEE a partire dal 27 novembre 2002 (che in alcune parti rimane applicabile ai nuovi impianti autorizzati entro tale data), la direttiva 2001/80/CE è volta alla progressiva riduzione delle emissioni annue di biossido di zolfo e ossidi di azoto originate dagli impianti di combustione esistenti e a fissare valori limite di emissione per il biossido di zolfo, gli ossidi di azoto e le polveri nei nuovi impianti. La direttiva si applica a impianti di combustione di potenza termica nominale pari o superiore ai 50 MW, ad eccezione di quelli che utilizzano direttamente i prodotti di combustione in procedimenti di fabbricazione.

In particolare essa riprende per gli impianti esistenti l'obbligo di definire programmi di riduzione delle emissioni di biossidi di zolfo e ossidi di azoto della 88/609/CE, definendone la modalità operativa in termini di riduzione percentuale annua delle emissioni.⁹

Per quanto concerne i nuovi impianti, vengono altresì fissati i valori limiti di emissione specifici per i diversi inquinanti considerati, articolati a seconda del combustibile e della taglia dell'impianto. Valori più bassi (parti B degli allegati da III a VII) sono fissati se le domande autorizzative sono presentate dopo il 27 novembre 2002 o se l'entrata in servizio è posteriore al 27 novembre 2003.

È altresì consentita agli Stati membri l'adozione di limiti più restrittivi, mentre viene sottolineato che la conformità ai valori limite di emissione stabiliti dalla direttiva stessa deve essere considerata come una condizione necessaria ma non sufficiente per l'osservanza dei requisiti della direttiva 96/61/CE sull'uso delle **migliori tecniche disponibili**.

Dal 27 novembre 2004 la direttiva estende a tutti gli impianti esistenti o nuovi l'obbligo di misurazione senza soluzione di continuità delle concentrazioni di SO₂, NO_x e polveri allo scarico.

L'adozione da parte degli Stati membri della Direttiva doveva avvenire entro il 27 novembre 2002.¹⁰

⁹ Ai sensi della Direttiva 2001/81/CE relativa ai limiti nazionali di emissione di alcuni inquinanti atmosferici e coerentemente con tale approccio, gli Stati membri sono impegnati a ridurre entro il 2010 le proprie emissioni nazionali annue di biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili e ammoniaca, predisponendo allo scopo programmi di riduzione entro il 1/10/2002.

¹⁰ La direttiva 2001/80/CE risulta nell'elenco delle direttive attuate o da attuare in via amministrativa presentato nella relazione del Disegno di Legge n. 1329 relativo alla Legge Comunitaria 2002.

Direttiva 96/61/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 settembre 1996, sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento

La direttiva definisce un approccio organico per la prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento riguardo alle attività industriali e agricole ad alto potenziale inquinante, tra le quali quelle energetiche, in particolare gli impianti di combustione con una potenza calorifica di combustione di oltre 50 MW, e gestione dei rifiuti, in particolare gli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani con capacità superiore a 3 tonnellate all'ora e gli impianti per l'eliminazione o il recupero di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 50 tonnellate al giorno.

La direttiva definisce alcuni obblighi fondamentali che qualsiasi impianto industriale soggetto a alla sua disciplina, nuovo od esistente, deve soddisfare per limitare e controllare gli scarichi nell'acqua, nell'aria e nel terreno, i rifiuti, lo spreco di acqua e di energia e gli incidenti ambientali. Tali prescrizioni costituiscono i requisiti per il rilascio delle autorizzazioni d'esercizio per gli impianti interessati.

La direttiva in particolare:

- istituisce una procedura di domanda, di rilascio e di aggiornamento (in occasione di interventi significativi sugli impianti) delle autorizzazioni di esercizio;
- istituisce i requisiti minimi da includere in qualsiasi autorizzazione (rispetto degli obblighi fondamentali, valori limite di emissione delle sostanze inquinanti, controllo degli scarichi, riduzione al minimo dell'inquinamento a lunga distanza o transfrontaliero)
- introduce il concetto di migliori tecniche disponibili (o BAT) che riguardano non solamente i sistemi di abbattimento e controllo delle emissioni ma anche l'intero processo produttivo e che servono da base per i valori limite di emissione

Fra la Commissione, gli Stati membri e le industrie interessate è stabilito uno scambio di informazioni sulle migliori tecniche disponibili, dato che queste devono essere individuate in considerazione sia degli aspetti tecnici e di evoluzione della tecnologia, sia della fattibilità economica. A tale scopo nell'ambito dell'European Integrated Pollution Prevention and Control Boureau (EIPPCB) sono stati istituiti gruppi di lavoro per la pubblicazioni di documenti di riferimento sulle migliori tecnologie disponibili (BREF – acronimo di Bat REFeRence document) nei diversi settori di attività coperti dalla direttiva. Nel caso dei grandi impianti di combustione il BREF non è ancora stato pubblicato nella sua versione finale. Nella bozza del marzo 2003 [23] si danno tuttavia alcune interessanti indicazioni, individuando le BAT per le combustioni di carbone e lignite, di biomassa, di combustibili liquidi, di combustibili gassosi e di rifiuti e combustibili di recupero¹¹.

L'adozione delle BAT può non essere sufficiente ad ottenere l'autorizzazione qualora una norma di qualità ambientale richieda condizioni più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili. In tal caso l'autorizzazione può prescrivere misure supplementari particolari, fatte salve le altre misure che possono essere adottate per rispettare le norme di qualità ambientale (art. 10).

È previsto un periodo transitorio (30 ottobre 1999 - 30 ottobre 2007) perché gli impianti esistenti possano adeguarsi ai requisiti della direttiva che doveva essere recepita dagli Stati membri entro il 10 ottobre 1999.

Nella comunicazione *Sulla via della produzione sostenibile - Progressi nell'attuazione della direttiva 96/61/CE* [24], pur giudicando prematura la valutazione dei risultati ecologici della

¹¹ Su un tema particolarmente attuale, quello della combustione di gas in particolare nei cicli a turbogas o combinati, rileva che “per gli impianti che utilizzano gas naturale come combustibile le emissioni di polveri ed SO₂ risultano particolarmente basse ... senza che nessuna misura tecnica addizionale sia applicata”. Riguardo agli NO_x si rileva inoltre come “per le nuove turbine a gas i bruciatori premiscelati Dry-Low NO_x sono BAT”, anche se l’“SCR è stato incluso nelle disposizioni BAT laddove le caratteristiche locali di qualità dell'aria richiedono riduzioni di NO_x ulteriori ... (ad esempio in aree urbane densamente popolate”.

direttiva, la Commissione europea invita alcuni Stati a accelerare i progressi verso l'applicazione completa della direttiva affinché tutti gli impianti esistenti siano conformi alla data prevista del 30 ottobre 2007 alle migliori tecniche disponibili. Sono in particolare segnalati ritardi sul recepimento della direttiva, anche da parte dell'Italia che l'ha adottata solo per gli impianti esistenti¹², e sulla definizione delle BAT.

Il documento, infine, analizza la compatibilità della direttiva con le direttive sui limiti di emissione, quali la 2001/80/CE, chiarendo che i limiti fissati dalle direttive costituiscono requisiti minimi, in grado di garantire contro gli abusi della flessibilità consentiti dalla 96/61/CE, e con i sistemi di scambio dei diritti di emissioni nazionali, e sottolinea l'obbligo di rispettare i limiti di emissione calcolati con le BAT per tutti i gestori di impianti, compresi quelli che acquistano quote di emissioni. Il sistema di scambio dei diritti delle emissioni non deve in nessun caso dare adito ad aumento locale dell'inquinamento o in generale a peggioramento dei livelli previsti dalla direttiva 96/61/CE.

Tanto la 85/337/CEE che la 96/61/CE sono state modificate dalla Direttiva 2003/35/CE che prevede la partecipazione del pubblico nell'elaborazione di alcuni piani e programmi in materia ambientale, in attuazione degli obblighi derivanti dalla Convenzione di Aarhus.

2.5.2 Gli interventi sui cambiamenti climatici

Il dibattito relativo al cambiamento climatico, in particolare sugli obiettivi e sui meccanismi del Protocollo di Kyoto, è stato elaborato in maniera approfondita ed estesa. L'Unione Europea ne ha in particolare accolto le implicazioni e ne ha promosso l'adesione presso i Paesi terzi.

Senza volere approfondire lo sviluppo, si considereranno in questa sede solo gli elementi fondamentali delle politiche derivanti dalla presa di coscienza del potenziale impatto delle emissioni di gas serra sulla modificazione dell'equilibrio climatico mondiale, che ha portato alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico (UNFCCC). Come è noto, il protocollo di Kyoto scaturisce da tale consapevolezza ed individua degli obiettivi di riduzione delle emissioni globali di gas serra non soggetti alla regolamentazione da parte del Protocollo di Montreal.

In particolare, le Parti che hanno aderito alla UNFCCC sono divise in due gruppi:

- Parti dell'Allegato I: si tratta di Paesi industrializzati che si sono impegnati a prendere la guida nella riduzione delle emissioni, alla luce delle proprie responsabilità precedenti; mentre la Convenzione quadro poneva per i paesi dell'Allegato I l'obiettivo della limitazione delle emissioni entro il 2000 ai valori del 1990, il protocollo di Kyoto fissa l'obiettivo complessivo di riduzione delle emissioni entro il 2008-2012 del 5% rispetto ai valori del 1990; tale obbligo è dettagliato su base nazionale nell'Allegato B del Protocollo (corrispondente con qualche emendamento all'Allegato I della Convenzione) che attraverso l'assegnazione di quote di emissione nazionali ha stabilito per l'Europa una riduzione media delle emissioni su base 1990 pari all'8%;
- Altre Parti: per la maggioranza si tratta di Paesi in via di sviluppo con obblighi modesti rispetto al controllo delle emissioni, anche se facoltativamente possono assumersi gli stessi obiettivi dei Paesi dell'Allegato I.

¹² Tale recepimento è avvenuto con il Decreto Legislativo 372 del 4 agosto 1999, ai sensi dell'art. 21 della Legge 128/98. Con Legge n. 306 del 31 ottobre 2003 (art. 22) il Governo è delegato ad adottare entro un anno un decreto legislativo per l'integrale attuazione della Direttiva 96/61/CE.

La Convenzione distingueva inoltre tra i Paesi dell'Allegato I quelli caratterizzati da un maggiore grado di sviluppo (Paesi dell'Allegato II) quali responsabili di particolari compiti in termini di sostegno finanziario e tecnologico ai Paesi in via di sviluppo.

Gli sforzi per coordinare politiche specifiche nei Paesi industrializzati, come ad esempio la fissazione di una tassa comune sulla CO₂, non hanno avuto successo per le eccessive specificità dei diversi contesti. Tuttavia il protocollo di Kyoto ha istituito una serie di nuovi strumenti di politica internazionale, noti come “meccanismi di flessibilità” che dovrebbero agevolare il conseguimento degli obiettivi imposti dall'Allegato B. Si tratta di meccanismi che consentono ad un paese di trasferire ad un altro, o di acquisire da un altro, parte delle proprie quote di assegnazione attraverso:

- la Joint Implementation, cioè la realizzazione congiunta da parte di paesi industrializzati di progetti che riducono le emissioni, con scambi di assegnazioni tra paesi dell'Allegato I
- il Clean Development Mechanism cioè la realizzazione di progetti di riduzione delle emissioni in paesi in via di sviluppo, con scambi di assegnazioni tra paesi dell'Allegato I e paesi diversi
- l'Emission Trading ovvero lo scambio negoziale di assegnazioni tra paesi sottoposti ad obiettivi legalmente vincolanti

Circa le azioni di riduzione, una relazione della IEA (International Energy Agency) [25] evidenzia per i paesi industrializzati cinque famiglie di politiche, tre delle quali di tipo tradizionale, quali le politiche di pianificazione e informazione, le politiche fiscali di disincentivazione e incentivazione e gli strumenti di regolamentazione (obblighi, standard e norme relativi a etichettatura, risparmio energetico e uso di fonti rinnovabili) e tre di tipo innovativo, come gli accordi volontari, la negoziazione dei permessi (emission trading) e il sostegno alla ricerca tecnologica. Diversa l'incidenza relativa nelle varie aree geografiche: mentre in Nord America sono preferite le politiche fiscali, il sostegno alla ricerca e le politiche di pianificazione e informazione, in Europa il sostegno alla ricerca è sostituito dagli strumenti di regolamentazione.

Il recepimento del Protocollo di Kyoto da parte dell'Unione europea è avvenuto con la Decisione 2002/358/CE del Consiglio, *riguardante l'approvazione, a nome della Comunità europea, del Protocollo di Kyoto allegato alla convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici e l'adempimento congiunto dei relativi impegni*, del 25 aprile 2002, che fissa anche gli obiettivi nazionali di riduzione. Tale atto si colloca nell'ambito del Programma Europeo sul Cambiamento (ECCP), avviato nel giugno 2000 [26] proprio per identificare le misure più efficaci, in termini ambientali e di contenimento dei costi, per il conseguimento dell'obiettivo comunitario definito dal Protocollo di Kyoto.

Il secondo rapporto sull'avanzamento dell'ECCP [27] del 2002 indica il risultato dell'analisi condotta sulle strategie di perseguimento degli obiettivi di Kyoto. A fronte di un impegno di riduzione rispetto alle emissioni del 1990 di 336 milioni di tonnellate equivalenti di CO₂ (pari all'8% delle emissioni del 1990), le politiche e le azioni in corso o proposte relative a produzione dell'energia, razionalizzazione della domanda, trasporti, industria e gas diversi dalla CO₂, gestione dei rifiuti e agricoltura hanno un potenziale di riduzione di 578-696 milioni di tonnellate. Altri 93-103 milioni di tonnellate potrebbero essere sequestrate tramite il miglioramento delle attività di assorbimento. Le sole misure già in vigore al 2002 rappresentavano un potenziale di 276-316 milioni di tonnellate. Altre iniziative segnalate come strategiche sono l'introduzione dello schema europeo di emission trading (introdotta successivamente con la Direttiva 2003/87/CE), la revisione del meccanismo di monitoraggio (Decisione 280/2004/CE) e il collegamento tra i meccanismi flessibili di JI e CDM con l'emission trading.

Ciò non significa che gli obiettivi stabiliti dal Protocollo di Kyoto siano in fase di conseguimento: il monitoraggio delle emissioni rivela piuttosto che con le misure in essere

(business as usual) non sarà possibile raggiungerli. Tuttavia, attraverso le ulteriori misure indicate nel rapporto si potrebbero persino superare.

Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'Unione Europea, che istituisce un sistema di scambio di quote di emissioni dei gas effetto serra all'interno dell'Unione Europea.

Considerato il successo del Libro Verde *sullo scambio dei diritti di emissione dei gas ad effetto serra all'interno dell'Unione europea* [28], la Direttiva 2003/87/EC istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità, al fine di promuoverne la riduzione secondo criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica. Il campo d'applicazione della direttiva comprende in particolare le emissioni di anidride carbonica provenienti da attività di combustione energetica, produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, lavorazione prodotti minerari, produzione di pasta per carta, carta e cartoni.

La direttiva prevede, per l'operatività degli impianti da essa regolati, la necessità di possedere un permesso all'emissione in atmosfera di gas serra e l'obbligo di rendere alla fine di ciascun anno un numero di quote (diritti o allowances) d'emissione pari alle emissioni di gas serra rilasciate durante l'anno. Tali quote vengono allocate dalle autorità competenti sulla base di un Piano di Assegnazione Nazionale (P.A.N.); ogni quota dà diritto al rilascio di una tonnellata di biossido di carbonio equivalente.

Il P.A.N. viene redatto in conformità ai criteri previsti dall'allegato III della direttiva stessa¹³; questi ultimi includono coerenza con gli obiettivi di riduzione nazionale, con le previsioni di crescita delle emissioni, con il potenziale di abbattimento e con i principi di tutela della concorrenza; il piano di allocazione prevede l'attribuzione di quote a livello d'impianto per periodi di tempo predeterminati.

Le quote assegnate possono essere vendute o acquistate, con transazioni che possono vedere la partecipazione sia degli operatori degli impianti coperti dalla direttiva, sia di soggetti terzi (intermediari, organizzazioni non governative, singoli cittadini).

È consentito agli Stati membri di disporre il rilascio di quote corrispondenti a interventi di riduzione delle emissioni (riconoscimento degli offset), come nel caso della dismissione di un impianto già autorizzato.

Per i gestori di impianti che non sono in grado di restituire un numero di quote sufficienti a coprire le emissioni effettivamente rilasciate, sono previste ammende pari a 40 € a tonnellata nel periodo transitorio 2005-2007 e a 100 € a tonnellata successivamente.

L'adeguamento alla Direttiva da parte degli Stati membri doveva avvenire entro il 31 dicembre 2003.

Risulta evidente che l'introduzione di un sistema di allocazione come quello disegnato dalla 2003/87/CE comporterà la necessità da parte dei gestori degli impianti di affrontare nuovi costi, lasciando tuttavia la scelta tra l'investimento tecnologico per la riduzione delle emissioni o l'acquisizione sul mercato delle quote necessarie a coprire le proprie esigenze. Ciò dovrebbe virtualmente garantire il conseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra al minor costo per il sistema.

Risulta ancora acceso il dibattito anche in ambito scientifico sia sulla reale efficacia economica dello Schema europeo di Emission Trading così disegnato [29], sia sul peso che esso potrà avere sul sistema economico ed in particolare sul mix degli impianti di generazione [30, 31] e sui prezzi dell'energia elettrica. Su quest'ultimo aspetto alcuni studi stimano un aumento tra il 14 e il 24% per prezzi delle quote di emissione compresi tra 8 e 16 €/tonnellata di CO₂ [31], anche se l'impatto può essere notevolmente condizionato dalle specifiche politiche nazionali adottate [32].

¹³ Gli Stati membri erano tenuti a pubblicare il proprio Piano di Assegnazione per il periodo 2005-2007 entro il 31 marzo 2004, ma pochi paesi hanno mantenuto l'impegno. Altri, come l'Italia, hanno presentato in ritardo il proprio Piano alla Commissione e sono in attesa delle indicazioni per l'entrata in vigore.

2.5.3 Elettrodotti e campi elettromagnetici: esposizione a radiazioni non ionizzanti

Un ulteriore argomento di pertinenza congiunta energetica ed ambientale è quello dell'inquinamento da campi elettromagnetici legati agli elettrodotti. Si tratta di una problematica particolarmente sentita dall'opinione pubblica e che richiede attenzioni specifiche nella realizzazione di tali opere.

Sul problema dell'esposizione a campi elettromagnetici statici e variabili nel tempo, nell'intervallo di frequenze 0-300 GHz, la Commissione Internazionale per la Protezione dalle Radiazioni Non Ionizzanti (ICNIRP), organizzazione non governativa formalmente riconosciuta dall'OMS, valutando i risultati scientifici che provengono da tutto il mondo, ha prodotto linee guida che raccomandano limiti di esposizione [34]. Tali limiti si basano su effetti legati alle esposizioni acute a breve termine piuttosto che a quelle a lungo termine, perché l'informazione scientifica disponibile in merito agli effetti a lungo termine di esposizioni a bassi livelli di campo elettromagnetico è considerata insufficiente per stabilire dei limiti quantitativi. In risposta alle crescenti preoccupazioni del pubblico per i possibili effetti nocivi di esposizioni a lungo termine a sorgenti di campi elettromagnetici, l'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS) ha lanciato nel 1996 il Progetto Internazionale CEM, che completerà le valutazioni di rischio sanitario entro il 2006.

La posizione dell'Unione Europea risulta a questo riguardo di attenzione e di studio. Per quanto riguarda la pericolosità dell'inquinamento elettromagnetico in generale, la Commissione Europea ha presentato una comunicazione sulla *Strategia europea per l'ambiente e la salute* [34]. La Commissione darà il proprio sostegno alla valutazione dei rischi per la salute dei campi elettromagnetici che l'OMS sta preparando; provvederà inoltre a studiare gli eventuali effetti per la salute che può avere l'esposizione ai campi elettromagnetici, con particolare attenzione alla tutela dei bambini e degli adolescenti che sono un gruppo vulnerabile particolarmente esposto. Entro il 2004 la Commissione deve riesaminare la raccomandazione del Consiglio, del 12 luglio 1999, relativa alla limitazione dell'esposizione della popolazione ai campi elettromagnetici [35], che aveva proposto l'introduzione di margini di sicurezza nei valori limite di esposizione per la protezione anche dagli effetti a lungo termine.

Sull'effetto degli elettrodotti, l'approccio precauzionale assunto dall'Unione Europea ha portato ad approfondire l'analisi tecnico-economica delle possibilità di interrimento delle linee aeree [36]. Oltre a valutazioni sui costi, sui benefici e sulla diffusione delle linee interrate, in particolare di quelle ad alta ed altissima tensione, il documento sottolinea l'importanza e l'urgenza di considerare soluzioni a basso impatto ambientale per i grandi elettrodotti di interconnessione tra gli Stati membri, in modo da poter realizzare in tempi rapidi tali opere vincendo le resistenze locali attraverso l'adozione di misure di garanzia per la salute della popolazione.

Una interessante e aggiornata sintesi sugli effetti ambientali e sanitari dell'impiego dell'energia è contenuta nel background document predisposto dall'Ufficio Regionale per l'Europa dell'OMS su richiesta dell'European Environment and Health committee [37].

2.6 Misure di sostegno e di incentivazione economica, di orientamento fiscale e meccanismi di mercato

Accanto ai provvedimenti di tipo prescrittivo, le politiche sull'energia della Comunità europea e degli Stati membri fanno ricorso a strumenti di sostegno e di incentivazione economica per il **finanziamento** di specifici progetti, denominati *on-budget subsidies* in quanto prevedono trasferimenti diretti a produttori e/o consumatori su stanziamenti espliciti di bilancio. Esistono poi misure di orientamento fiscale dei comportamenti, spesso

finalizzate all'internalizzazione dei costi ambientali e sociali dell'energia, cui si aggiungono i meccanismi di mercato quali i **permessi o gli obblighi negoziabili** (del tipo dell'Emission Trading), le **offerte competitive**, e le **tariffe incentivanti di vendita**, complessivamente denominati *off-budget subsidies*.

Un recente studio [38] valuta i sussidi erogati nel 2001 dagli Stati dell'Europa dei 15 per le diverse fonti energetiche in almeno 29,2 miliardi di euro (tab. 2).

Tab. 2: Stime indicative dei sussidi totali all'energia nell'Europa dei 15 (dati 2001 in miliardi di euro).

	Solid fuel	Oil and gas	Nuclear	Renewables	Total
2001 On- budget	> 6.4	> 0.2	> 1.0	> 0.6	> 8.2
2001 Off- budget	> 6.6	> 8.5	> 1.2	> 4.7	> 21.0
Totale	> 13.0	> 8.7	> 2.2	> 5.3	> 29.2

Nota: I sussidi all'elettricità sono allocate ai combustibili in base all'input energetico. Esclusi i costi esterni. Dati da [38].

Non vanno inoltre dimenticate le disposizioni comunitarie in merito alla disciplina degli aiuti di Stato, in quanto determinante nella definizione di politiche di sostegno economico a livello nazionale e regionale.

2.6.1 Strumenti di sostegno ed incentivazione economica (*on-budget subsidies*)

Per quanto riguarda gli strumenti di sostegno e di incentivazione economica predisposti in ambito comunitario, si possono distinguere in particolare:

- i Fondi Strutturali
- i Programmi Quadro di Ricerca e Sviluppo
- i Programmi Quadro per l'Energia

I **Fondi Strutturali** [39] sono componenti della politica strutturale della Comunità finalizzata a ridurre il divario esistente tra i diversi livelli di sviluppo delle regioni e degli Stati membri. Si tratta di strumenti non direttamente finalizzati al settore della ricerca o al settore dell'energia, ma più in generale al finanziamento delle infrastrutture, come nel caso del Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FESR) o della formazione per l'inserimento professionale, come il Fondo Sociale Europeo (FSE). A questi si aggiungono il Fondo Europeo Agricolo di Orientamento e Garanzia, che contribuisce allo sviluppo e all'adeguamento strutturale delle zone rurali e lo Strumento Finanziario di Orientamento della Pesca (SFOP) che sostiene i mutamenti strutturali del settore della pesca.

Per il periodo 2000-2006, i singoli fondi concorrono anche se in misura diversa al sostegno finanziario dei tre Obiettivi Prioritari (rispettivamente *obiettivo 1*, *obiettivo 2* e *obiettivo 3*), delle quattro Iniziative Comunitarie (*Interreg III*, *Leader+*, *Equal*, *Urban II*) e delle tre Azioni Innovatrici (*Economia regionale fondata sulla conoscenza e sull'innovazione tecnologica*, *eEuropa-Regio: la società dell'informazione a servizio dello sviluppo regionale*, *Identità regionale e sviluppo rurale*) con uno stanziamento complessivo di 195 miliardi di Euro [38]. I Fondi strutturali prevedono in particolare tra i propri elementi essenziali la programmazione, realizzata tramite l'elaborazione di programmi di sviluppo pluriennali. Essa procede dalle indicazioni presentate dagli Stati membri nei piani di sviluppo e riconversione per completarsi con l'approvazione da parte della Commissione dei documenti di programmazione, in forma di Quadri Comunitari di Sostegno (*QCS*) e Programmi operativi (*PO*) o in alternativa di Documenti Unici di Programmazione (*DOCUP*).

La Comunicazione della Commissione *Costruire il nostro futuro comune: sfide politiche e mezzi di budget dell'Unione allargate*, del febbraio 2004 [40], ha evidenziato che il futuro dei Fondi strutturali e di coesione comprenderà più visibilmente le tematiche dell'impiego sostenibile delle fonti energetiche, sostenendo prioritariamente lo sviluppo e l'utilizzo delle rinnovabili, le misure di efficienza energetica, lo sviluppo di eco-industrie e i metodi di trasporto pulito.

I **Programmi Quadro di Ricerca e Sviluppo**, sviluppati a partire dal 1984, comprendono linee d'azione specifiche finalizzate a sostenere la ricerca in particolari settori di interesse o a migliorare il sistema europeo della ricerca scientifica e le sue potenzialità.

Il *Quinto Programma Quadro (5°PQ)* [41], tra il 1998 e il 2002 ha sostenuto quattro programmi tematici con un budget di 10.843 milioni di euro, tra cui il programma *Energia, ambiente e sviluppo sostenibile* (con 2.125 milioni di euro), tre programmi orizzontali con 2.118 milioni di euro e il programmi specifico del Centro comune di ricerca con 1.020 milioni di euro.

Il programma tematico *Energia, ambiente e sviluppo sostenibile* [42], con l'obiettivo di promuovere la ricerca e lo sviluppo tecnologico nel settore dell'ambiente e dell'energia per migliorare la qualità della vita, favorire la crescita, la competitività e l'occupazione, ha sostenuto, in un'ottica multidisciplinare, tanto la ricerca fondamentale quanto i progetti dimostrativi. Tra le sei azioni chiave, di particolare interesse risultano la quinta, *Energia più pulita, comprese le fonti energetiche rinnovabili* (479 milioni di euro) e la sesta, *Un'energia economica ed efficiente per un'Europa concorrenziale* (547 milioni di euro). Altri 135 milioni sono stati destinati ad attività a carattere generico e 69 a sostegno alle infrastrutture di ricerca relative al medesimo programma tematico.

Stanzamenti dedicati hanno interessato l'energia nucleare con il programma specifico *Programma di ricerca e formazione (EURATOM) nel settore dell'energia nucleare*, con 788 milioni di euro per la *fusione termonucleare controllata* e 142 milioni per la *fissione nucleare*. Ulteriori 39 milioni sono stati stanziati per attività di ricerca a carattere generico e 10 per sostegno alle infrastrutture di ricerca.

Il *Sesto Programma Quadro (6°PQ)* [43], che copre il periodo 2002-2006, acquisisce quale cardine la realizzazione dello Spazio Europeo della Ricerca, favorendo l'eccellenza scientifica, la competitività e l'innovazione e promuovendo una più efficace cooperazione tra i diversi soggetti. Il bilancio del 6°PQ ammonta complessivamente a 17,5 miliardi di euro, di cui 1,23 per la parte EURATOM. Tra i cinque programmi specifici considerati, il primo, finanziato con 13.345 milioni di euro, è finalizzato *all'integrazione e al rafforzamento dello Spazio Europeo della Ricerca*. Il sesto dei sette settori di intervento riguarda Sviluppo sostenibile, cambiamento globale ed ecosistemi, compresa la ricerca nel settore dell'energia e dei trasporti. Lo stanziamento è pari a 2.120 milioni di euro.

Nell'ambito dei **Programmi Quadro per il settore dell'Energia**, il *Programma Quadro per il quinquennio 1998-2002* [44] ha riguardato sei settori:

- monitoraggio regolare degli sviluppi dei mercati dell'energia e delle tendenze energetiche per orientare le decisioni politiche su una base analitica comune (ETAP); la Comunità ha contribuito finanziariamente a misure di osservazione e monitoraggio energetico, assistenza tecnica e metodologica ai progetti, alla condivisione delle esperienze da parte dei diversi soggetti e alla diffusione dei risultati;
- rafforzamento della cooperazione internazionale nel settore energetico (SYNERGY I -1997/98- e SYNERGY II -1998/2002-); la Comunità ha contribuito finanziariamente a misure di consulenza e formazione, analisi e previsione energetica, creazione di centri di ricerca, cooperazione internazionale;
- promozione delle fonti rinnovabili (ALTENER); la Comunità ha contribuito finanziariamente a misure per il completamento di altre azioni comunitarie o nazionali di sviluppo del potenziale, azioni pilota, misure per lo sviluppo di strutture di formazione e informazione, azioni mirate per la diffusione sul mercato delle fonti rinnovabili e del know-how e per il monitoraggio e la valutazione del piano d'azione della Comunità;
- sostegno dell'uso razionale dell'energia (SAVE II -1998/2002-); la Comunità ha contribuito finanziariamente (interamente o al 50%) a studi relativi all'efficienza energetica, ad azioni pilota per accelerare gli investimenti e/o migliorare le abitudini di consumo (etichettatura energetica), a misure per lo scambio di

esperienze, al controllo dei progressi nell'ambito dell'efficienza energetica e ad azioni specifiche per la gestione energetica regionale e urbano (agenzie per l'energia);

- promozione dell'uso delle tecnologie ambientalmente compatibili nel settore dei combustibili fossili (CARNOT); misure per lo scambio di esperienze e misure per promuovere lo sfruttamento industriale delle tecnologie pulite;
- miglioramento della sicurezza nell'uso dell'energia nucleare tramite cooperazione industriale con la Russia e i nuovi Stati indipendenti e un migliore controllo del trasporto di materie radioattive (SURE).

Per il quadriennio 2003-2006, la Comunità ha adottato il nuovo programma *Energia Intelligente per l'Europa* [45].

La struttura del programma comprende quattro settori di azione che corrispondono, in parte, a programmi precedenti, proseguendone e rafforzandone le azioni:

- il settore SAVE per il miglioramento dell'efficienza energetica e l'uso razionale dell'energia, in particolare nell'edilizia e nell'industria; bilancio: 69,8 milioni di euro;
- il settore ALTENER per la promozione delle energie nuove e rinnovabili per la produzione centralizzata e decentrata di energia elettrica e calore e la loro integrazione nell'ambiente locale e nei sistemi energetici; bilancio: 80 milioni di euro;
- il settore STEER di sostegno alle iniziative riguardanti tutti gli aspetti energetici dei trasporti e la diversificazione dei carburanti, mediante l'utilizzazione di fonti di energia rinnovabili; bilancio: 32,6 milioni di euro;
- il settore COOPENER di sostegno alle iniziative relative alla promozione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica nei paesi in via di sviluppo; bilancio: 17,6 milioni di euro.

Il programma è strutturato in "azioni chiave" per ogni settore d'azione e il finanziamento è destinato ad iniziative o progetti concernenti:

- la promozione dello sviluppo sostenibile, la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, la competitività e la protezione dell'ambiente. I progetti possono comprendere l'elaborazione di norme, di sistemi di etichettatura e di metodi di certificazione come pure il controllo dell'evoluzione dei mercati e delle tendenze energetiche;
- la creazione, l'ampliamento e la promozione di strutture e strumenti per lo sviluppo di sistemi energetici sostenibili come la gestione energetica locale e regionale e lo sviluppo di prodotti finanziari;
- la promozione di sistemi e strumentazioni per accelerare la penetrazione nei mercati delle migliori tecnologie disponibili;
- lo sviluppo di strutture di informazione, istruzione e formazione che permettano la sensibilizzazione dei cittadini e la diffusione del "know-how" e delle migliori pratiche;
- il monitoraggio dell'attuazione e dell'impatto della politica di energia sostenibile nell'UE;
- l'analisi dell'impatto dei progetti finanziati nel quadro del programma.

Il contributo finanziario della Comunità non può essere superiore al 50% del costo del progetto; il resto può essere coperto da fondi pubblici, privati o da una combinazione dei due. Le sovvenzioni comunitarie possono coprire la totalità delle spese se si tratta ad esempio di azioni che valutano l'impatto e migliorano il coordinamento delle iniziative.

Tra gli strumenti finanziari di potenziale impatto nel settore energetico va inoltre citato il LIFE [46], destinato ad erogare un contributo finanziario ad azioni a favore dell'ambiente nella Comunità e in alcuni paesi terzi. In particolare l'obiettivo specifico di LIFE-Ambiente,

finanziato con circa 700 milioni di euro, è contribuire allo sviluppo di tecniche e metodi innovativi e della politica comunitaria dell'ambiente, sostenendo tra l'altro progetti che promuovono la gestione sostenibile delle acque e dei rifiuti o che riducono l'impatto ambientale delle attività economiche. La terza fase del programma si concluderà il 31 dicembre 2004.

2.6.2 Strumenti di orientamento fiscale e meccanismi di mercato (*off-budget subsidies*)

Nell'ambito del Sesto Programma di Azione Ambientale, la Comunità europea prosegue l'ampliamento della gamma di strumenti a disposizione delle politiche ambientali, tra i quali vengono compresi alcuni strumenti di mercato e tasse ambientali che intendono internalizzare i costi ambientali e orientare sia i produttori che i consumatori ad una riduzione della pressione ambientale e ad un uso più responsabile delle risorse ambientali.

Ad eccezione delle imposte sui prodotti energetici, non esiste tuttavia in Europa un quadro omogeneo della tassazione ambientale, che a livello di Stati membri si articola in quattro categorie [47]:

- tasse sull'energia: rappresentano il 77% dell'imposizione fiscale di tipo ambientale e il 5% dell'intera contribuzione fiscale e sociale;
- tasse sui trasporti: rappresentano il 20% dell'imposizione di tipo ambientale;
- tasse sugli inquinanti e tasse sulle risorse: insieme le due categorie coprono il 3% dell'imposizione di tipo ambientale.

La Direttiva 2003/96/CE *che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità*, ha determinato, per quanto riguarda la prima delle categorie elencate, l'estensione del sistema comunitario di aliquote minime al carbone, al gas naturale e all'elettricità, elevando i limiti già esistenti e creando un quadro comune per la tassazione di quasi tutti i prodotti energetici. Oltre a livelli minimi diversificati in relazione all'impiego¹⁴, la Direttiva prevede la possibilità di esentare alcuni impieghi, in particolare quelli di combustibili per la produzione di energia elettrica e del calore generato durante tale produzione, e riduzioni per biocarburanti, forme di energia solare, eolica, maremotrice, geotermica, energia da biomassa o da rifiuti, e energia idroelettrica per impianti di capacità inferiore a 10 MW.

La ricerca di una armonizzazione del regime fiscale espressa dalla medesima Direttiva dovrebbe peraltro consentire un migliore funzionamento del mercato interno, in un contesto che a fronte di un incremento delle imposte ambientali prevede una riduzione di quelle sul lavoro, in maniera da contenere il carico fiscale complessivo. La Direttiva doveva essere recepita dagli Stati membri entro il 31 dicembre 2003 e le disposizioni contenute attuate dal 1° gennaio 2004.

Va citata inoltre l'incentivazione costituita da un diverso regime dell'imposta sul valore aggiunto (IVA) che può essere riservato sempre su base nazionale alle diverse fonti energetiche, sia le une rispetto alle altre, sia nei confronti di altri beni o servizi.

Per quanto riguarda gli altri meccanismi di mercato, l'unico regolamentato su scala europea risulta essere quello previsto per lo scambio di permessi negoziabili di emissione di gas ad effetto serra. Su base nazionale, invece, esistono numerose implementazioni in merito ai permessi e agli obblighi negoziabili, alle offerte competitive o, infine, all'incentivazione tariffaria.

I permessi e gli obblighi negoziabili sono in particolare oggetto di crescente interesse per quanto riguarda l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e il miglioramento dell'efficienza energetica e della sostenibilità. Un recente studio [48]

¹⁴ La diversificazione del prelievo tra combustibili diversi o tra impieghi diversi per il medesimo combustibile costituisce intrinsecamente un sostegno per il prodotto o l'impiego meno gravato dall'imposizione.

evidenzia le potenzialità e le interazioni tra gli strumenti dei *White Certificates* (in Italia, Titoli di Efficienza Energetica o TEE), titoli negoziabili su base nazionale di attestazione di un risparmio in termini di energia primaria nei consumi finali di energia, dei *Green Certificates* (i Certificati Verdi), documenti negoziabili su scala nazionale (ma non se ne esclude l'estensione a livello europeo) relativi alla titolarità della produzione elettrica da fonti rinnovabili, e dei *Black Certificates*, autorizzazioni negoziabili su scala sopranazionale all'emissione di gas ad effetto serra. Il documento fornisce anche una serie di raccomandazioni, tra le quali alcune di particolare interesse sono riassumibili nei seguenti punti:

- è necessario un più stretto coordinamento tra le politiche sull'energia, sul clima e sull'ambiente a livello europeo, nazionale e regionale
- le linee guida sulle misure per l'efficienza energetica dovrebbero essere impartite a livello europeo, mentre risulta proficuo il monitoraggio a livello locale delle iniziative di maggiore successo
- va migliorata la diffusione delle ESCO, sulle quali dovrebbe fondarsi l'implementazione dello strumento dei White Certificates

2.6.3 Disciplina degli aiuti di Stato

Gli aiuti di Stato sono forme di intervento utilizzate per promuovere una determinata attività economica. Implicando un trattamento di favore per taluni settori economici o attività, possono distorcere la libera concorrenza e creare discriminazioni tra gli operatori. Gli estensori del Trattato che istituisce la Comunità Europea, riconoscendo tale rischio, stabilirono un sistema basato sul principio dell'incompatibilità degli aiuti di Stato con lo sviluppo del mercato comune. Accettarono tuttavia che il riconoscimento di tali aiuti potesse risultare legittimo in circostanze eccezionali, secondo quanto specificato negli articoli 87-88 del Trattato. La medesima disciplina è stata ripresa integralmente nel Trattato che adotta una Costituzione per l'Europa (CIG 87/04), art. III - 167-168 e consente interventi volti a fornire sostegno a determinate fasce sociali di consumatori, a determinate regioni (ad esempio l'ex Germania dell'Est) o in occasione di eventi eccezionali (come le calamità naturali), purché non sia fatta discriminazione sui prodotti oggetto del sostegno e sulla loro provenienza. Possono inoltre considerarsi compatibili con il mercato interno gli aiuti destinati a promuovere la realizzazione di un importante progetto di comune interesse europeo e ad agevolare lo sviluppo di talune attività o di talune regioni.

Risultano in particolare disciplinati da specifica regolamentazione gli aiuti alla ricerca e sviluppo, che ad eccezione della ricerca fondamentale, sono soggetti a limitazioni nel caso della ricerca industriale e dello sviluppo precompetitivo [49].

La regolamentazione imposta dalla Comunità agli aiuti di Stato ha prodotto nell'Unione dei 15 una progressiva riduzione degli aiuti complessivi, dai 102 miliardi di euro del 1997 agli 86 miliardi di euro del 2001, e la ridestinazione degli stessi ad obiettivi di carattere orizzontale e di interesse comune. Gli aiuti ai settori dei servizi finanziari, del carbone, a quello agricolo e al manifatturiero sono diminuiti in particolare di 16 miliardi di euro. In controtendenza sono risultati gli aiuti per il settore dei trasporti, in particolare quelli ferroviari, e per l'ambiente [50].

3. Politiche energetiche nazionali

La politica energetica italiana fu in origine rivolta a realizzare un sistema energetico nazionale integrato e in grado di sostenere e promuovere lo sviluppo economico e sociale del territorio. L'iniziativa privata nel settore energetico, come in molti altri, si rivelava nel secondo dopoguerra inadeguata a cogliere le sfide della industrializzazione del Paese. In tale ottica, l'obiettivo prioritario della politica energetica risultò essere per lungo tempo quello della sicurezza dell'approvvigionamento e il suo strumento privilegiato quello del monopolio legale con riserva a favore di un Ente nazionale o quantomeno della concessione esclusiva a lungo termine.

Risale al 1953, con la Legge 10 febbraio 1953 n. 136, l'istituzione dell'Ente Nazionale Idrocarburi (ENI), concessionario esclusivo della ricerca, della coltivazione e dello stoccaggio degli idrocarburi liquidi e gassosi in una vasta area corrispondente alla Pianura Padana escluse le province di Ferrara e Rovigo.

Con la Legge n. 1643 del 6 dicembre 1962 *Istituzione dell'Ente nazionale per l'energia elettrica e trasferimento ad esso delle imprese esercenti le industrie elettriche*, allo scopo di "assicurare con costi minimi di gestione una disponibilità di energia elettrica adeguata per quantità e prezzo alle esigenze di un equilibrato sviluppo economico del Paese", fu poi istituito l'ENEL, cui furono riservate in esclusiva le attività di produzione, trasporto, distribuzione e vendita di energia elettrica. Nell'ENEL furono nazionalizzate circa 1250 aziende e società, ad eccezione delle aziende municipalizzate e delle imprese minori, cui fu consentito di continuare le proprie attività, e delle imprese che producevano energia elettrica destinata a soddisfare il fabbisogno energetico relativo a processi produttivi propri o di consorziate o consociate, che poterono proseguire nella sola attività di produzione¹⁵. La localizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica e delle reti era gestita dal CIPE (Comitato interministeriale per la programmazione economica) con provvedimenti di approvazione dei piani di sviluppo presentati da ENEL assunti d'intesa con una commissione consultiva interregionale, ai sensi della Legge n. 880 del 18 dicembre 1973 *Localizzazione degli impianti per la produzione di energia elettrica*¹⁶.

Nel contempo, la Legge 933/60 costituendo il Comitato Nazionale Energia Nucleare, poi divenuto ENEA, Ente Nazionale per l'Energia Atomica con Legge n. 84 del 5 marzo 1982, avviò formalmente la stagione italiana dell'energia elettronucleare, che vide in esercizio le centrali di Latina, Garigliano (entrambe dal 1964), Trino Vercellese (dal 1965) e Caorso (dal 1981).

Le crisi energetiche del 1973 e del 1979 portarono alla luce una caratteristica del modello energetico italiano dalla forte valenza strategica, cioè la notevole dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento di fonti energetiche fossili e proposero all'attenzione del legislatore le problematiche del risparmio energetico, dell'efficienza negli impieghi e della diversificazione delle fonti con il ricorso alle energie rinnovabili. È in tale contesto che vengono emanate ad esempio la Legge n. 373 del 30 aprile 1976 *Norme per il contenimento del consumo energetico per usi termici negli edifici* e la Legge n. 308 del 29 maggio 1982 *Norme sul contenimento dei consumi energetici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e l'esercizio di centrali*

¹⁵ Con il vincolo di autoconsumarne almeno il 70%.

¹⁶ Alle regioni d'intesa con i comuni interessati e sentito l'Enel, spetta la determinazione entro 3 mesi dell'area destinata alla costruzione o all'ampliamento degli impianti termoelettrici tenendo conto delle esigenze tecnico-economiche che condizionano la localizzazione degli impianti stessi nonché le norme a tutela della salute e dell'ambiente (art. 3 della Legge 880/73).

elettriche alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi, la quale anticipa anche l'avvio del processo di liberalizzazione della produzione di energia elettrica¹⁷.

All'inizio del 1986, mentre veniva deliberato l'aggiornamento del Piano Energetico Nazionale del 1981, con l'introduzione di uno specifico paragrafo per l'ambiente e la sicurezza, e la programmazione della costruzione di impianti nucleari per 12.000 MW (oltre che di impianti idroelettrici, geotermici e termoelettrici a carbone), il gravissimo incidente alla centrale nucleare di Chernobyl, in Ucraina, provocò una nube radioattiva che si estese per tutta Europa¹⁸. Il disastro bloccò di fatto l'attuazione del Piano Energetico Nazionale e spinse il Governo, a ciò impegnato da due risoluzioni del Parlamento, a convocare una Conferenza Nazionale sull'Energia, con il compito di fornire contributi informativi e di approfondimento per una verifica delle scelte di politica energetica, con particolare riguardo allo sviluppo della componente nucleare.

L'8-9 novembre 1987 si votò in Italia per cinque quesiti referendari, tre dei quali relativi al nucleare. Vennero così abrogati a larga maggioranza il comma 13 dell'articolo unico della Legge 10/1/1983 n. 8, che attribuiva al Cipe il potere sostitutivo sulla localizzazione delle centrali nel caso di ritardo da parte degli enti locali, i commi 1-12 della citata legge, che prevedevano un compenso ai comuni che ospitano centrali nucleari o a carbone, e la possibilità per ENEL di partecipare ad accordi internazionali per la costruzione e la gestione di centrali nucleari all'estero prevista dalla Legge 856/73.

Il referendum abrogativo del 1987 ha di fatto sancito l'abbandono da parte dell'Italia del ricorso al nucleare come forma di approvvigionamento energetico. Nel 1988 il Governo italiano, in sede di approvazione del nuovo Piano Energetico Nazionale, ha infatti deliberato la moratoria nell'utilizzo del nucleare da fissione quale fonte energetica, imponendo la sospensione della costruzione delle nuove centrali di Trino Vercellese 2 e Alto Lazio, la chiusura della centrale di Latina e la sospensione dall'esercizio delle centrali di Trino Vercellese e Corso (la cui chiusura definitiva fu deliberata dal CIPE il 26 luglio 1990) e lanciando nel contempo un programma per l'arresto, a breve, dell'assemblaggio di combustibile nucleare.

Nello sviluppo successivo della politica energetica nazionale, accanto alle esigenze di sicurezza della disponibilità energetica, da perseguire tramite il risparmio energetico e il ricorso alle fonti rinnovabili, si impongono le problematiche della liberalizzazione e della competitività del mercato energetico, delle politiche fiscali e della tutela dell'ambiente, alle quali si accompagna il processo di decentramento amministrativo. Spesso le disposizioni adottate non risultano riferibili esclusivamente ad uno solo degli obiettivi citati, in particolare per quanto riguarda le tematiche del risparmio energetico, dell'incentivazione della produzione delle rinnovabili e liberalizzazione delle attività. Pertanto, nella descrizione seguente si considereranno distintamente solo i provvedimenti relativi alle politiche fiscali e alla tutela dell'ambiente, analizzando unitariamente quelli relativi alla sicurezza energetica, competitività del mercato e decentramento amministrativo.

¹⁷ In particolare la Legge 308/82 individua giuridicamente le fonti rinnovabili (solare, eolica, idraulica, geotermica, mareale ed ondosa, rifiuti e biomasse), attribuisce all'impiego di tali fonti il pubblico interesse ed utilità, introduce incentivi-vazioni in conto capitale per la realizzazione di impianti, delega a Regioni e Province autonome la concessione e l'erogazione di tali contributi e liberalizza la produzione da impianti con potenza inferiore a 3 MW.

¹⁸ Il bilancio ufficiale è di 31 morti per l'esplosione del reattore, mentre nei mesi successivi morirono oltre 2.000 persone per gli effetti delle radiazioni. Le proiezioni per gli anni seguenti stimano dai 10.000 ai 125.000 morti o ammalati gravi.

3.1 Sicurezza energetica, competitività del mercato interno e decentramento amministrativo

3.1.1 Dal Piano Energetico Nazionale del 1988 all'istituzione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (Legge 481/95).

Il **Piano Energetico Nazionale del 1988** è segnato dall'urgenza di fronteggiare le conseguenze della rinuncia al nucleare ridefinendo nel lungo periodo l'intera strategia energetica del Paese. Pur riferendosi ad un contesto istituzionale e di mercato molto diverso da quello attuale, il Piano individuò strategie in larga parte ancora attuali, quali:

- il risparmio di energia, come risorsa a disponibilità diffusa
- la protezione dell'ambiente e della salute, non più come vincolo ma come obiettivo
- lo sviluppo delle risorse nazionali mediante sistemi di incentivazioni e la ricerca di nuovi giacimenti nel campo delle fonti non rinnovabili
- la diversificazione delle fonti e delle provenienze geopolitiche, preferenzialmente quelle di più sicura acquisizione (il carbone e il metano)
- la disponibilità dei prodotti energetici a costi non superiori a quelli sostenuti dai concorrenti esteri per il recupero della competitività del sistema produttivo italiano

Il Piano è stato reso operativo dalla Leggi n. 9 e n. 10 del 9 gennaio 1991.

La **Legge n. 9 del 9 gennaio 1991** *Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali* interviene in particolare sulle attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o da fonti convenzionali e introduce le possibilità di vettoriamento e scambio di energia sulla rete.

In dettaglio, il Titolo I Norme per gli impianti idroelettrici e gli elettrodotti, prevede nuovi criteri di regolamentazione per le procedure autorizzative e dispone la Valutazione di Impatto Ambientale in particolare per gli elettrodotti ad alta tensione, la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi.

Il Titolo II Idrocarburi e geotermia disciplina i permessi di prospezione e ricerca, le concessioni di coltivazioni degli idrocarburi e delle risorse geotermiche.

Per quanto riguarda invece la produzione da fonti convenzionali, la legge al Titolo III Norme per gli autoproduttori e per le imprese elettriche degli enti locali:

- rimuove ogni vincolo di autoconsumo sulla produzione di energia elettrica da parte di produttori terzi (almeno il 70% per la Legge 1643/62) e consente la produzione di energia anche solo a scopo di cessione all'ENEL;
- estende la definizione di autoconsumo al gruppo industriale, che comprende nel concetto di "fabbisogno proprio".

Sempre al Titolo III, per quanto riguarda la liberalizzazione della attività di produzione da fonti rinnovabili ed assimilate (l'assimilazione viene definita dalla L 10/91), la legge:

- estende la liberalizzazione, già disposta dalla legge n. 308/82, a tutti gli impianti, prescindendo da qualsiasi limite di potenza;
- conferma l'obbligo di cedere all'ENEL tutta l'energia prodotta o quella eccedente i fabbisogni degli autoproduttori;
- prevede in regime di autorizzazione la libera circolazione dell'energia elettrica all'interno dei consorzi e società consortili fra imprese e con aziende speciali degli enti locali e società concessionarie di pubblici servizi, limitatamente ad esigenze di autoproduzione.

La legge affida inoltre al Ministero dell'Industria la predisposizione di direttive e convenzioni tipo¹⁹ che regolano i rapporti tra l'ENEL e i produttori per quanto riguarda la cessione, lo scambio, la produzione per conto terzi e il vettoriamento di energia e affida al Comitato Interministeriale Prezzi (CIP) il compito di definire i prezzi relativi alla cessione, allo scambio, alla produzione per conto dell'ENEL e al vettoriamento di energia elettrica. Il CIP con deliberazione del 29 aprile 1992 (Provvedimento CIP 6/92)²⁰, ha determinato le tariffe applicabili per tali attività. Per i primi otto anni di esercizio dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate era prevista per la cessione e la produzione per conto dell'ENEL "l'inclusione nel il prezzo di cessione, oltre ai costi evitati di impianto, di esercizio e di combustibile, anche di una componente incentivante correlata ai maggiori costi della specifica tecnologia dell'impianto" quale alternativa al contributo a fondo perduto pari al 30% del costo dell'impianto stabilito dalla Legge 10/91. Allo scadere del periodo di incentivazione la determinazione del prezzo di cessione rientrava nel criterio del costo evitato.

La Legge n. 10 del 9 gennaio 1991 *Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia* sviluppa le tematiche del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili e assimilate. Su tali aspetti essa attribuisce alle Regioni un ruolo attivo, ancorché specifico. L'attuazione della legge è stata condizionata dall'emanazione da numerosi decreti, non sempre avvenuta.

Il Titolo I riporta le prescrizioni per l'adozione di provvedimenti attuativi sull'uso razionale dell'energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia. Risulta in particolare prevista:

- la definizione di norme attuative e sulle tipologie tecnico-costruttive in edilizia, impiantistica in genere e per i trasporti (art. 4); tra queste si citano il D.P.R. n. 412 del 26 agosto 1993 *Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici*²¹, successivamente modificato dal D.P.R. n. 551 del 21 dicembre 99 *Regolamento recante modifiche al D.P.R. 26 agosto 1993, n. 412*²²;
- la predisposizione di piano energetici regionali relativi all'uso di fonti rinnovabili di energia da parte delle Regioni e delle Province autonome (art. 5);
- l'individuazione a carico delle Regioni e delle Province autonome delle aree idonee alla realizzazione di reti e impianti di teleriscaldamento (art. 6);
- la delega alle Regioni e alle Province autonome per il sostegno contributivo in conto capitale per l'utilizzo delle fonti rinnovabili in edilizia e in agricoltura, per il contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, artigianale e terziario (art. 8, 10 e 13).
- l'introduzione della figura professionale del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia per i soggetti che operano nei settori industriali, civile, terziario e dei trasporti (Energy Manager) (art. 19).

Il Titolo II stabilisce norme per il contenimento del consumo di energia negli edifici, sia pubblici che privati, che devono essere progettati e messi in opera in modo tale da limitare i consumi di energia termica ed elettrica al massimo consentito dal progresso tecnologico.

¹⁹ La convenzione tipo è stata stabilita attraverso il Decreto del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato del 25 settembre 1992 *Approvazione della convenzione-tipo prevista dall'art. 22 della legge 9/91*.

²⁰ Il CIP 6/92 è stato modificato tra l'altro dai Decreti del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato del 4 agosto 1994 e del 19 luglio 1996.

²¹ Il recepimento della relativa normativa tecnica è avvenuto con Decreto del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato del 6 agosto 1994 *Recepimento delle norme UNI attuative del D.P.R. 412/93*.

²² Riconducibile all'art. 4 c. 4 della Legge 10/91 risulta anche il D.P.R. n. 660 del 16 novembre 1996 *Regolamento per l'attuazione della direttiva 92/42/CEE concernente i requisiti di rendimento delle nuove caldaie ad acqua calda, alimentate con combustibili liquidi o gassosi*.

Alla Pubblica Amministrazione è affidato un ruolo guida nella diffusione delle fonti rinnovabili, con le quali è tenuta a soddisfare il fabbisogno energetico degli edifici di cui è proprietaria, salvo impedimenti di natura tecnica o economica.

L'art. 30, che prevede l'introduzione della certificazione energetica degli edifici, è rimasto inapplicato, in mancanza dei decreti attuativi, mentre il 32, che richiede la certificazione delle caratteristiche e delle prestazioni energetiche dei componenti degli edifici e degli impianti, è stato recepito con Decreto dei Ministeri dell'Industria, Commercio e Artigianato e dei Lavori Pubblici del 2 aprile 1998 *Modalità di certificazione delle caratteristiche e delle prestazioni energetiche degli edifici e degli impianti ad essi connessi*.

L'art. 31 introduce la figura del terzo responsabile durante l'esercizio degli impianti e obbliga le Province e Comuni con più di 40.000 abitanti ad effettuare controlli e verificare l'osservanza delle norme relative al rendimento di combustione degli impianti termici.

La **Legge 359/92** *Privatizzazione dell'Enel* trasformò l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica in società per azioni. L'Ente passò dalla posizione di riservatario del servizio elettrico a quella di concessionario del pubblico servizio di fornitura dell'energia elettrica nel territorio nazionale. La concessione fu approvata con Decreto ministeriale del 28 dicembre 1995.

Ha inizio così il processo di trasformazione del ruolo dello Stato con il passaggio dalla partecipazione imprenditoriale attiva ad una posizione di garanzia per gli operatori, che prosegue con l'istituzione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con la **Legge n. 481 del 14 novembre 1995** *Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità*. All'Autorità sono trasferite le funzioni in materia di energia elettrica e gas già attribuite dal D.P.R. n. 373 del 20 aprile 1994 al Ministro dell'Industria, Commercio e Artigianato. L'Autorità è preposta alla regolamentazione e al controllo del mercato energetico italiano, in posizione di indipendenza e autonomia rispetto al Governo, eccetto che per le funzioni spettanti allo stesso Governo in ambito di programmazione economico-finanziaria. Essa deve "garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza" nei settori dell'energia elettrica e il gas, nonché "assicurare adeguati livelli di qualità" dei servizi, "la fruibilità e la diffusione" dei servizi stessi "in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori" e "tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo".

Il sistema delle tariffe deve inoltre "armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse".

3.1.2 Avvio del decentramento amministrativo

Il **Decreto Legislativo n. 112 del 1998** *Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti locali*, in attuazione di quanto disposto dal capo I della Legge 59 del 15 marzo 1997 *Delega al Governo per il conferimento di funzioni e compiti alle regioni ed enti locali, per la riforma della Pubblica Amministrazione e per la semplificazione amministrativa* (Legge Bassanini) e in base al principio di sussidiarietà, ha ridistribuito le competenze dello Stato e delle Regioni anche in materia di energia. Tale delega risultava molto innovativa non essendo l'energia compresa tra le materie che la Costituzione (art. 117) rimetteva alla competenza regionale.

In particolare il decreto stabilisce la **competenza statale** su:

- costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici
- definizione di obiettivi e programmi nazionali in materia di rinnovabili e risparmio energetico

- promozione di accordi volontari nel quadro degli obiettivi strategici per il Paese
- le funzioni concernenti il monitoraggio del territorio e la ricerca

Risultano di **competenza regionale**:

- le funzioni amministrative in tema di energia, rinnovabili incluse
- il finanziamento e gestione progetti pilota, riattivazione e costruzione impianti idroelettrici, certificazione energetica degli edifici
- il coordinamento e assistenza agli enti locali

Sono invece di **competenza provinciale** (ma le funzioni degli enti locali devono essere individuate e trasferite con apposita legge regionale):

- la redazione e adozione programmi d'intervento per le rinnovabili
- l'autorizzazione impianti di produzione dell'energia elettrica di potenza termica inferiore ai 300 MW
- il controllo sul rendimento degli impianti termici

La citata Legge 59/97 richiedeva inoltre all'art. 20 la **semplificazione delle norme concernenti procedimenti amministrativi** tra i quali di particolare per il settore energetico quelli (all. 1):

- di autorizzazione alle imprese per autoproduzione (n. 8)
- di concessione per l'approvvigionamento di acqua pubblica da corpo idrico superficiale naturale o artificiale, o da acque sotterranee riconosciute pubbliche (n. 9)
- di concessione per la distribuzione automatica di carburante (n. 10)²³
- di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano fonti convenzionali (gruppi elettrogeni) (n. 87)²⁴.

Il processo di decentramento amministrativo ha attraversato tuttavia una fase di incertezza e riflessione in seguito alle disposizioni della **Legge costituzionale n. 3 del 18 ottobre 2001 Riforma del Titolo V della Costituzione** che attribuisce alle Regioni un ruolo nuovo e più attivo all'interno del processo di formazione della politica energetica del paese.

Il nuovo art. 117 della Costituzione affida infatti alle Regioni potestà legislativa concorrente sulla produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale di energia, lasciando allo Stato il potere di legiferare sui principi generali (sicurezza nazionale, concorrenza, interconnessione delle reti, gestione unificata dei problemi ambientali).

3.1.3 La liberalizzazione dei mercati dell'energia e l'incentivazione delle rinnovabili e del risparmio energetico

L'estensione delle politiche europee per la concorrenza e il completamento del mercato unico al settore dell'energia elettrica, con la Direttiva 96/92/CE, e a quello del gas naturale, con la Direttiva 98/30/CE, richiese all'Italia un deciso impegno sul fronte della liberalizzazione di tali mercati, non disgiunto dalla necessità di individuare nuove forme di sostegno per le fonti rinnovabili e il risparmio energetico.

I decreti di recepimento delle direttive europee contengono in effetti numerose disposizioni per il riassetto dei settori e per il riordino istituzionale, dei quali scandiscono in maniera stringente le scadenze. Essi introducono importanti definizioni tecniche e dispongono anche provvedimenti per il sostegno delle fonti energetiche rinnovabili, per la cogenerazione e per il recupero dell'efficienza energetica.

²³ La distribuzione di carburante è passata dal regime di concessione a quello autorizzativo con competenza comunale agli effetti del D. lgs. 11 febbraio 1998, n. 32 *Razionalizzazione del sistema di distribuzione dei carburanti, a norma dell'art. 4, c. 4, lettera c), della Legge 59/97*, come modificato dalla Legge 496/1999.

²⁴ Riguardo ai citati punti 8 e 87 dell'allegato, è stato adottato il D.P.R. 11 febbraio 1998 n. 53 *Regolamento recante disciplina dei procedimenti relativi alla autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano fonti convenzionali, a norma dell'art. 20 c. 8, della Legge 59/97*, sospeso fino al 31/12/2003 dalla Legge 55/2002 relativamente alle centrali termoelettriche e turbogas, alimentate da fonti convenzionali, di potenza termica complessiva superiore a 300 MW.

Gli obiettivi quantitativi per lo sviluppo di ciascuna delle fonti energetiche rinnovabili erano in particolare stati individuati dal *Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili*, approvato dal CIPE in data 6 agosto 1999, a partire dagli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra assegnati all'azione "produzione di energia da fonti rinnovabili" dalla delibera del CIPE del 19 novembre 1998 *Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra*.

Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (Decreto Bersani)

Oltre alle prescrizioni della Direttiva Europea 96/92 sull'assetto del mercato elettrico nazionale, il Decreto 79/99 adotta le indicazioni della Legge n. 128 del 4 aprile 1998 di delega al Governo per il recepimento della direttiva stessa. Esso prevede la liberalizzazione del mercato elettrico, ridefinendo l'assetto delle diverse attività della filiera, introduce il mercato elettrico (Borsa Elettrica) per il dispacciamento di merito economico e rinnova la struttura delle incentivazioni alla produzione da fonti rinnovabili (art. 11).

In particolare al titolo I *Liberalizzazione del settore elettrico* (art. 1) il decreto **liberalizza** le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, **riserva allo Stato** le attività di trasmissione e dispacciamento e attribuisce in **regime di concessione** l'attività di distribuzione.

Al titolo II *Disciplina del settore elettrico*:

- istituisce tre operatori: il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) (art. 3), concessionario²⁵ della gestione unitaria su base nazionale delle attività di trasmissione e dispacciamento; l'Acquirente Unico (AU) (art. 4) con funzioni di approvvigionamento e di garanzia per il mercato vincolato²⁶; il Gestore del Mercato Elettrico (GME) (art. 5), operatore di mercato per la gestione economica della Borsa dell'energia elettrica per il dispacciamento di merito economico²⁷, di cui stabilisce l'avvio al 1 gennaio 2001
- prevede l'autorizzazione in deroga per la contrattazione bilaterale (art. 6)
- limita la concentrazione massima dell'attività di produzione al 50% della totale energia prodotta e importata in Italia dal 1 gennaio 2003, disponendo alla stessa data la cessione di 15.000 MW di capacità produttiva da parte di ENEL (art. 8)
- disciplina l'attività di distribuzione e l'accesso alle reti (art. 9), disponendo altresì che la concessione preveda misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia (comma 1), e quella di importazione attraverso le reti di interconnessione con altri stati (art. 10)
- introduce il nuovo meccanismo di incentivazione della produzione da fonti rinnovabili, definendo l'obbligo per importatori e produttori di immettere una quota minima di energia di tale provenienza (il 2%) per i quantitativi eccedenti i 100 GWh l'anno, escluse cogenerazione, autoconsumi e esportazioni (art. 11)
- disciplina le concessioni idroelettriche (art. 12)

Nelle *Disposizioni per l'attuazione della nuova disciplina del mercato elettrico* di cui al titolo III, è infine ridefinito l'assetto societario dell'ENEL (art. 13) e viene calendarizzata l'apertura del mercato con l'indicazione dei criteri di idoneità per l'esercizio della facoltà di scelta del fornitore da parte dei clienti (art. 14). All'articolo 14 la **Legge n. 57 del 2001** ha

²⁵ La concessione è stata conferita con Decreto del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato (MICA) dell'11 luglio 2000. Il GRTN ha assunto le proprie funzioni con Decreto MICA del 21 gennaio 2000.

²⁶ L'assunzione delle funzioni da parte dell'Acquirente Unico è stabilita con Decreto del Ministero delle Attività Produttive (MAP) del 13 dicembre 2003.

²⁷ L'assunzione delle funzioni da parte del Gestore del Mercato Elettrico è stabilita con Decreto del MAP del 13 dicembre 2003. La disciplina del mercato, già approvata con decreto MICA del 9 maggio 2001, è stata modificata e integrata a quella relativa alla sede di contrattazione dei Certificati Verdi dal medesimo Decreto MAP 13/12/03.

successivamente aggiunto un comma 5, disponendo la riduzione della soglia di consumo richiesta per l'idoneità a 100.000 kWh l'anno a decorrere dal novantesimo giorno dal completamento della cessione dei 15.000 MW di capacità da parte di ENEL (nei fatti dal 29 aprile 2003). Come riferito nel seguito e in conseguenza della Direttiva europea 2003/54/CE, ulteriori modifiche al calendario di apertura del mercato sono state apportate dalla **Legge n. 239 del 2004**.

Nel seguito, tra le numerose disposizioni attuative del Decreto Bersani si considereranno dettagliatamente solamente quelle relative all'incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica:

- la sospensione delle procedure relative alle proposte di cessione di energia elettrica di nuova produzione, di cui al decreto del 25/12/1992 e la definizione della disciplina attuativa del mercato dei certificati verdi²⁸
- la disciplina relativa al recupero di efficienza energetica nei consumi finali
- le condizioni di riconoscimento della cogenerazione

Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144 (Decreto Letta)

La liberalizzazione del settore del gas, iniziata già con il recepimento della Direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio dei permessi di prospezione e di ricerca e delle concessioni di coltivazione di idrocarburi da parte del Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625, è proseguita secondo le disposizioni della Direttiva 98/30/CE. Il decreto di recepimento si articola in dieci titoli.

Al titolo I *Finalità e le definizioni* sono liberalizzate (art. 1) le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale.

Il titolo II *Approvvigionamento* riporta le prescrizioni per lo svolgimento dell'attività di importazione, soggetta rispettivamente a regime autorizzativo²⁹ o di semplice di comunicazione, a seconda della provenienza extracomunitaria oppure comunitaria del gas, e della attività di coltivazione del gas naturale, per la quale prevede incentivazioni.

Il titolo III *Trasporto e dispacciamento* stabilisce l'interesse pubblico dell'attività di trasporto e, conseguentemente, l'obbligo di allacciamento alla rete dei richiedenti, subordinato alla idonea capacità e alla realizzabilità tecnico-economica.

Il titolo IV *Attività di stoccaggio* regola una attività fondamentale per ragioni strategiche, per l'ottimale coltivazione dei giacimenti e per la modulazione dei consumi e la sottopone a regime di concessione di durata al più ventennale.

Il titolo V *Distribuzione e vendita* stabilisce anche per la distribuzione, che viene affidata con gara in regime di esclusiva per periodi non superiori ai 12 anni, le caratteristiche di servizio pubblico con obbligo di allacciamento dei richiedenti; anche le imprese di distribuzione del gas perseguono il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili (art. 16 c. 4).

A decorrere dal 1/1/2003 per la vendita ai clienti finali si richiede l'autorizzazione da parte del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato.

Il titolo VI *Tutela e sviluppo della concorrenza* esclude che dal 1 gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010 una singola impresa possa vendere ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali su base annuale o possa immettere gas, importato o prodotto in Italia, per più del 75% (quota ridotta del 2% all'anno) di tali consumi.

Dal 1/1/2002 è imposta la separazione societaria per le attività di trasporto e dispacciamento e per l'attività di distribuzione (dal 1/1/2003 per le imprese minori) da tutte le altre attività del settore del gas; fa eccezione l'attività di stoccaggio per la quale, nel

²⁸ La sospensione dei procedimenti di cui al Decreto del Ministro dell'Industria, Commercio e Artigianato (MICA) 25/12/1992 è stata disposta con Decreto del MICA del 24/01/97.

²⁹ Regolato secondo il Decreto del Ministro dell'Industria, Commercio e Artigianato del 27/03/01.

caso delle attività di trasporto e dispacciamento, basta la sola separazione contabile. Entro lo stesso termine la vendita del gas naturale a clienti finali può essere effettuata unicamente da società che non svolgano alcuna altra attività nel settore, salvo l'importazione, l'esportazione e l'attività di cliente grossista.

Il titolo VII *Accesso al sistema* calendarizza l'apertura del mercato, prevedendo l'idoneità per tutti i clienti a partire dal 1/1/2003.

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas era tenuta a determinare entro il 1 gennaio 2001 le tariffe per le attività soggette a obbligo di servizio pubblico e concesse in esclusiva, quali le tariffe per la vendita ai clienti vincolati (Delibera AEEG 237/00) le tariffe per il trasporto e il dispacciamento, per lo stoccaggio, per l'impiego dei terminali di LNG (Delibere AEEG 120/01, 26/02, 43/02, 91/02 e 137/02) e per la distribuzione (237/00).

Chiudono il provvedimento il titolo VIII *Organizzazione del settore*, il titolo IX *Condizioni di reciprocità con gli altri stati della CE* e il titolo X *Norme transitorie e finali*.

3.1.4 Altri provvedimenti di sostegno delle fonti rinnovabili, del risparmio energetico e dell'uso efficiente dell'energia

Istituzione del meccanismo dei Certificati Verdi

Decreto del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato di concerto con il Ministero dell'Ambiente dell'11 novembre 1999 Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'art. 11 del D. Lgs. 79/99 e

Decreto del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato di concerto con il Ministero dell'Ambiente del 18 marzo 2002 Modifiche e integrazioni al decreto del Ministro dell'industria, Commercio e Artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, 11 novembre 1999

Il Decreto 11 novembre 1999 introduce la **disciplina dei Certificati Verdi**. L'energia da immettere nel sistema elettrico nazionale ai sensi dell'art. 11 del D. Lgs. 79/99 può essere prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento, o riattivazione, in data successiva al 1 aprile 1999, anche qualora destinati, in tutto o in parte, all'autoproduzione. Per gli impianti idroelettrici è tuttavia esclusa la quota di energia elettrica attribuibile a sistemi di pompaggio, per i potenziamenti si considera solo la producibilità aggiuntiva (ai sensi dell'art. 5 del Decreto 18 marzo 2002) e per gli impianti di co-combustione, la produzione di energia elettrica imputabile a fonti rinnovabili è calcolata al netto della parte ascrivibile alle altre fonti di energia (come chiarito dall'art. 4 del Decreto 18 marzo 2002).

La produzione di energia elettrica degli impianti di cui sopra ha diritto, per i primi otto anni di esercizio successivi al periodo di collaudo ed avviamento, alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili, di seguito denominata "certificato verde". Il certificato verde, di valore pari o multiplo di 100 MWh, è emesso dal Gestore della Rete e può essere ceduto (a prescindere dalla destinazione della corrispondente energia) con le regole del mercato libero ai produttori e importatori soggetti all'obbligo di cui all'art. 11 del D. Lgs. 79/99, costituendo in tal modo una forma di sussidio alla produzione da fonte rinnovabile.

Istituzione del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica

Decreto 20 luglio 2004 del Ministero delle Attività Produttive di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio "Individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" e

Decreto 20 luglio 2004 del Ministero delle Attività Produttive di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio "Individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164":

I decreti ministeriali 20 luglio 2004, hanno abrogato e sostituito i **decreti ministeriali 24 aprile 2001**, rimasti inattuati, facendo salvi i procedimenti avviati dall'Autorità, per l'energia

elettrica e il gas e i provvedimenti emanati dalla medesima Autorità in attuazione degli stessi decreti ministeriali 24 aprile 2001 (articolo 14, comma 2).

Come nei decreti abrogati, viene posto in capo ai soggetti che esercitano l'attività di distribuzione dell'energia elettrica e del gas con un numero di clienti finali al 31/12/01 non inferiore a 100.000 (art. 4), l'obbligo di conseguire gli obiettivi quantitativi nazionali di **incremento dell'efficienza energetica**, attraverso misure e interventi che comportano una riduzione dei consumi nazionali di energia primaria secondo le seguenti quantità minime e cadenze (art. 3):

Anno	Energia Elettrica	Gas Naturale
2005	0,10 Mtep/anno	0,10 Mtep/anno
2006	0,50 Mtep/anno	0,20 Mtep/anno
2007	0,90 Mtep/anno	0,40 Mtep/anno
2008	1,20 Mtep/anno	0,70 Mtep/anno
2009	1,60 Mtep/anno	1,30 Mtep/anno

In ciascun settore, elettrico e del gas, il 50% degli obiettivi nazionali dev'essere ottenuto tramite una riduzione dei consumi finali conseguita tramite interventi rientranti nelle tipologie previste dai decreti. Ciascun operatore contribuisce per la quota annuale di competenza sull'energia complessivamente distribuita sul territorio nazionale nell'anno solare precedente all'ultimo trascorso.

L'obbligo imposto viene espletato con la consegna all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas entro il 31 maggio di ogni anno dei Titoli di Efficienza Energetica (o Certificati Bianchi – art. 10) attribuiti dal Gestore del Mercato Elettrico a specifici interventi comportanti una riduzione dei consumi finali (art. 5). Questi possono essere eseguiti direttamente dal distributore stesso o da parte di società operanti nel settore dei servizi energetici (le Energy Service Companies o ESCO), dalle quali i soggetti tenuti all'obbligo potranno acquistare i Certificati Bianchi corrispondenti.

Gli interventi ammessi, elencati negli allegati I dei due decreti, concorrono al conseguimento degli obiettivi complessivi dell'impresa di distribuzione per un periodo di cinque anni, ad eccezione di quelli per l'isolamento termico degli edifici, il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi, le applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo, validi per un periodo di otto anni. L'inadempienza alle prescrizioni di un determinato anno, sanzionata amministrativamente (art. 11), è a certe condizioni compensabile nel biennio successivo.

Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore dei due decreti (cioè entro il 2 dicembre 2004), le Regioni e le Province autonome determinano con provvedimenti di programmazione regionale i rispettivi obiettivi regionali indicativi di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, in coerenza o anche aggiuntivi rispetto a quelli nazionali, e le relative modalità di raggiungimento. Gli enti che non provvedessero entro tale termine, possono comunque adottare i medesimi provvedimenti con riferimento agli anni solari successivi al 2005, tenendo conto delle riduzioni di consumo già conseguite o previste da progetti avviati in conformità ai due decreti.

Con decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e d'intesa con la conferenza unificata, da emanarsi entro il 31 dicembre 2005, saranno definite le modalità di applicazione delle disposizioni ai distributori che fornivano un numero di clienti finali inferiore a 100.000 alla data del 31 dicembre 2001.

In attuazione dei decreti 24 aprile 2001, l'Autorità ha definito con **delibera n. 103/03** le linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione consuntiva dei progetti e per il rilascio dei titoli di efficienza energetica.

La delibera n. 103/03 prevede tre metodi di valutazione dei risparmi di energia primaria conseguibili dagli interventi ammessi ai sensi dei decreti: il metodo di valutazione

standardizzata, il metodo di valutazione analitica e il metodo di valutazione a consuntivo. Ai criteri generali per la valutazione standardizzata ed analitica stabiliti nelle Linee guida sono affiancati criteri di valutazione specifici per ogni intervento da definirsi in apposite “schede tecniche di quantificazione”. Con la **delibera 111/04** sono state in particolare approvate 9 schede tecniche e sono state modificate e integrate le 8 già introdotte dalla **delibera 234/02**, mentre altre 10 sono state proposte in data 27 ottobre 2004.

I soggetti interessati all’obbligo possono peraltro richiedere di verificare preliminarmente la conformità di specifici progetti alle disposizioni dei due decreti e delle linee guida, qualora detti progetti includano tipologie di intervento per le quali l’Autorità per l’energia elettrica e il gas non abbia già pubblicato apposite schede tecniche di quantificazione dei risparmi.

Disciplina per lo scambio sul posto dell’energia prodotta da fonti rinnovabili

Delibera dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas 224/00 del 6 dicembre 2000 Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell’energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 20 kW

La Legge 13 maggio 1999, n. 133 *Disposizioni in materia di perequazione, razionalizzazione e federalismo fiscale* (art. 10, c. 7) prevede tra l’altro che l’Autorità stabilisca le condizioni per lo scambio dell’energia elettrica fornita dal distributore all’esercente degli impianti da fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kVA. La delibera 224/00 disciplina lo scambio sul posto tra produttore e distributore dell’energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici disponendo che:

- vi sia compensazione annuale paritetica tra l’energia elettrica consegnata e quella riconsegnata, con attribuzione convenzionale dell’energia consegnata a ciascuna fascia oraria in proporzione all’energia riconsegnata nella medesima fascia, nel caso il contratto di fornitura in essere preveda corrispettivi articolati sulla base delle fasce orarie;
- il saldo positivo venga riportato a credito per la compensazione negli anni successivi, senza dare luogo a remunerazione mentre al saldo negativo si applichi il trattamento e il corrispettivo previsto dal contratto di fornitura in essere.

Programmi del Ministero per l’Ambiente e la Tutela del Territorio per il fotovoltaico

Decreto della Direzione inquinamento atmosferico e rischi industriali del 16 marzo 2001 Programma Tetti fotovoltaici

Decreto del Dipartimento per la protezione dell’ambiente del 24 luglio 2002 Programma Tetti fotovoltaici: bandi regionali

Decreto della Direzione inquinamento atmosferico e rischi industriali del 12 novembre 2002 Rifinanziamento del Programma Tetti fotovoltaici

Decreto della Direzione inquinamento e rischi industriali dell’11 aprile 2003 Programma Tetti fotovoltaici 2003 – Nuovi bandi regionali

Oltre che dalla citata delibera 204/00, la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica è stata sostenuta dal Decreto direttoriale 16/03/01. In attuazione della delibera CIPE 6 agosto 1999, esso adottava un *Programma nazionale di diffusione della tecnologia fotovoltaica per applicazioni nell’edilizia*, finalizzato alla realizzazione nel periodo 2000-2002, di impianti fotovoltaici di potenza da 1 a 50 kW di picco collegati alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione e integrati/installati nelle strutture edilizie (ivi inclusi gli elementi di arredo urbano) e relative pertinenze, poste sul territorio italiano. Il Programma era organizzato in due Sottoprogrammi: il primo rivolto ai soli soggetti pubblici e il secondo indirizzato, attraverso le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano, ai soggetti pubblici e privati. Entrambe le categorie di soggetti potevano beneficiare, per la realizzazione di detti impianti, di un contributo pubblico in conto capitale, in misura determinata anche in relazione alle disponibilità finanziarie e comunque non superiore al 75% del costo dell’impianto e ad un massimo di 15,5 milioni di lire per kW installato. Il

finanziamento risultava completamente a carico dell'amministrazione centrale nel caso del primo sottoprogramma, mentre era cofinanziato al 30% dalle amministrazioni locali per il secondo sottoprogramma. Dato lo stanziamento di 20 e 40 miliardi di lire rispettivamente per il primo e il secondo sottoprogramma, tenuto conto del cofinanziamento regionale, il potenziale di sviluppo consentito dal Programma era pari ad almeno 5 MW di nuove installazioni.

Sul bando relativo al primo Sottoprogramma sono state presentate domande relative 588 progetti, per circa 5,3 MW e 69 miliardi di lire (35,6 milioni di euro) di finanziamento a fronte dei 20 disponibili. Dei 453 ritenuti idonei, 308 sarebbero risultati esclusi dal contributo se non fosse intervenuto con il Decreto direttoriale 12 novembre 2002 il rifinanziamento del Programma per altri 9,6 milioni di euro. Questi sono stati assegnati alle Regioni a condizione che queste cofinanziassero i progetti al 50%.

Le risorse del Ministero dell'Ambiente sul secondo Sottoprogramma sono state ripartite tra le Regioni con un criterio basato sulla popolazione. Anche in questo caso, la risposta del mercato è stata superiore alle disponibilità e si è quindi resa necessaria una nuova ripartizione di fondi tra le Regioni con Decreto direttoriale 24 luglio 2002, per ulteriori 13,9 milioni di euro e l'aumento della quota di cofinanziamento regionale al 50%. **Alla Regione Veneto** sono stati destinati da quest'ultimo decreto **1.072.034 euro**.

Il Decreto direttoriale dell'11 aprile 2003 rinnova il Programma Tetti Fotovoltaici con uno stanziamento di 10,3 milioni di euro, in aggiunta a quello previsto dal Decreto direttoriale 24 luglio 2002. Destinatari del finanziamento sono le Regioni e Province Autonome che hanno espresso la propria disponibilità a cofinanziare al 50%:

- a) i progetti che saranno presentati da soggetti pubblici o privati, a seguito di nuovi bandi pubblici da emettersi a cura delle stesse Regioni e Province Autonome;
- b) i progetti ammessi in graduatoria a seguito dei bandi già emanati ma non finanziati per esaurimento dei fondi.

Alla Regione Veneto risultano in particolare destinati **797.601,64 euro**.

Per promuovere la realizzazione di impianti fotovoltaici integrati negli edifici, con Decreto direttoriale del 22 dicembre 2000 è stato infine avviato il Programma "Fotovoltaico ad alta valenza architettonica". Esso prevede la realizzazione presso le amministrazioni pubbliche di impianti fotovoltaici integrati negli edifici ad alta valenza architettonica, con l'impegno di circa 1,6 milioni di €. In relazione alla particolare applicazione il programma accorda una maggiore percentuale di contributo pubblico (85%) e un maggior costo massimo del kWp installato (25 Ml lire/kWp). Le risorse impegnate avrebbero dovuto portare alla realizzazione entro il 2004 di circa 22 MW di impianti fotovoltaici.

Programmi del Ministero per l'Ambiente e la Tutela del Territorio per il solare termico

Decreto direttoriale 100/SLAR/2000 Programma Solare Termico a bassa temperatura

Decreto direttoriale 10 settembre 2001 Finanziamenti ad enti pubblici per l'installazione di impianti solari termici per la produzione di calore a bassa temperatura

Decreto direttoriale 22 dicembre 2000 Solare termico: bandi regionali

Decreto direttoriale 24 luglio 2002

Decreto direttoriale 75/SLAR/2000 del 4 dicembre 2000 Progetto "Comune solarizzato"

Decreto direttoriale 1390/SLAR/2002 del 13 dicembre 2002 Assegnazione delle risorse finanziarie per il programma "Comune Solarizzato"

Un altro programma di incentivazione delle fonti rinnovabili riguarda il settore del solare termico a bassa temperatura (Decreto direttoriale 100/SLAR/2000). Visto l'esiguo numero di domande presentate dai soggetti originariamente ammessi, con il Decreto direttoriale 10 settembre 2001 il programma è stato rivolto alle Amministrazioni pubbliche e agli Enti pubblici, incluse le società collegate o controllate e le aziende distributrici del gas di proprietà comunale che devono raggiungere obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di cui all'art. 16 del D. lgs. 164/2000. Sono

impegnati fondi complessivi pari a 12 miliardi di lire (circa 6,2 milioni di euro), di cui 8 miliardi di lire (4,1 milioni di euro) per la concessione di contributi in conto capitale alle Pubbliche Amministrazioni e agli Enti pubblici e 4 miliardi di lire (2,1 milioni di euro) per la concessione di contributi in conto capitale agli interventi realizzati dalle Aziende speciali locali distributrici del gas. Una ulteriore somma di 2,5 miliardi di lire cofinanzia l'ENEA per garantire l'assistenza tecnico-scientifica al programma solare termico, incluso il programma "Comune solarizzato" ed il monitoraggio degli edifici solarizzati.

Per quanto riguarda i bandi Regionali per enti pubblici e privati, avviato con Decreto direttoriale 22 dicembre 2000, il Decreto Direttoriale del 24 luglio 2002 ha ripartito le risorse finanziarie pari a circa 15,5 milioni di euro (il 50% dal Ministero dell'Ambiente e il 50% dalle Regioni) tra le Regioni e le Province Autonome che hanno aderito al "Programma Solare Termico", per la realizzazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria attraverso incentivi in conto capitale nella misura massima del 30%. Il trasferimento spettante **alla Regione Veneto** è pari a **769.398 euro**.

A seguito del decreto direttoriale 75/2000/SIAR del 4 dicembre 2000 che avvia il programma "Comune Solarizzato" impegnando 9.296.224,18 di euro, agli enti locali individuati nel protocollo d'intesa tra Ministero del lavoro, Ministero dell'ambiente ed ENEA, sono stati richiesti (con nota 996/2001/SIAR) l'impegno di spesa della quota a carico degli enti medesimi e la lista degli impianti da realizzare. Il Decreto direttoriale 1390/SIAR/2002 ha assegnato quindi risorse finanziarie pari ad circa 3,55 milioni di euro per la realizzazione di impianti solari termici a bassa temperatura per la produzione di acqua calda sanitaria e il riscaldamento dell'acqua delle piscine alle province di Napoli, Palermo, Agrigento, Salerno, ai comuni di Catania, Cosenza, Lecce, Caserta e alla Comunità montana Monti Repentino, in regola con l'invio la documentazione attestante l'impegno a finanziare gli impianti proposti con un cofinanziamento al 50%.

Programmi del Ministero per l'Ambiente e la Tutela del Territorio per le rinnovabili nelle aree protette

Decreto del Ministero dell'Ambiente del 21 dicembre 2001 Programma di diffusione delle fonti energetiche rinnovabili, efficienza energetica e mobilità sostenibile nelle aree naturali protette

Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha avviato programmi di diffusione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica nelle isole minori e nei parchi nazionali, vista l'opportunità di una politica di sviluppo particolarmente attenta alle esigenze di tutela e valorizzazione del territorio, che limiti l'impatto ambientale anche per il ciclo energetico. A tale proposito, il Ministero ha stanziato 2,4 milioni di euro e il 5 luglio 2002 ha emanato un bando, rivolto agli Enti Gestori dei parchi nazionali italiani, per interventi di diffusione delle fonti energetiche rinnovabili e per la mobilità sostenibile. Per il settore energetico vi hanno partecipato il Parco dell'Aspromonte ed il Parco del Cilento e Vallo di Diano.

Promozione della produzione elettrica da fonte rinnovabile

DECRETO LEGISLATIVO 29 dicembre 2003, n. 387 testo in vigore dal: 15-2-2004 Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Il decreto recepisce la Direttiva 2001/77/CE ai sensi della Legge n. 39 del 2002, art. 43 per la promozione della produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. Si tratta di un testo piuttosto articolato che considera sia le problematiche di incentivazione, sia quelle operative e amministrative.

In particolare esso stabilisce:

l'incremento della quota minima di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da FER nella misura dello 0,35% per il triennio 2007-2009 con ulteriori aumenti stabiliti per il triennio 2010-2012 (art. 4);

l'adozione di misure dedicate, a sostegno di specifiche fonti, come biomasse (art. 5) e solare e fotovoltaico (art. 7, con possibile tariffa incentivante per il fotovoltaico) e a specifiche tecnologie non ancora pienamente pronte per il mercato, ma molto promettenti per il futuro, come la generazione distribuita (l'art. 6 prevedeva l'applicazione del servizio di scambio sul posto per impianti di potenza fino ai 20 kW entro agosto 2004) e gli impianti ibridi (art. 8);

l'introduzione della "garanzia di origine dell'energia elettrica prodotta da FER, e da impianti misti" (art. 11), rilasciata, su richiesta del produttore, dal Gestore della rete a fronte di una produzione di energia elettrica pari almeno a 100 MWh in un anno, con riconoscimento reciproco internazionale in ambito UE; resta esclusa (art. 17) la quota di energia prodotta con centrali ibride dalla frazione non biodegradabile, da rifiuti e combustibili.

la semplificazione delle procedure, con l'inserimento di un'autorizzazione unica a conclusione di un procedimento unico, da svolgersi nell'arco di sei mesi (art. 11), e l'adozione (art. 12) di provvedimenti che estendono le possibilità di realizzazione degli impianti attraverso l'applicazione della definizione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza, la possibile localizzabilità in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici e l'attribuzione della qualifica di impianti "ad inquinamento atmosferico poco significativo" agli impianti di potenza complessiva non superiore a 3 MW termici ubicati all'interno di impianti di smaltimento rifiuti, alimentati da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas ed il loro esercizio non richiede autorizzazione.

Altre disposizioni riguardano la partecipazione al mercato elettrico (art. 13), il collegamento degli impianti alla rete (art. 14), l'inclusione dei rifiuti nel regime di incentivazione delle rinnovabili (art. 18), le regole per la cumulabilità degli incentivi (art. 18), la "bancabilità" dei Certificati Verdi, ossia l'estensione della validità temporale dei Certificati di un dato anno (art. 20), il riconoscimento del 100% della produzione come rinnovabile anche a impianti operanti in co-combustione, che impieghino farine animali oggetto di smaltimento, per i soli anni dal 2003 al 2007 (art. 20).

L'art. 15 prevede infine una Campagna di informazione e comunicazione a favore delle rinnovabili, mentre l'art. 16 istituisce l'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e l'efficienza negli usi finali dell'energia, con finalità di monitoraggio, analisi della tecnologia e di verifica sugli effetti delle misure adottate per lo sviluppo delle FER e dell'efficienza energetica negli usi finali.

Disposizioni sulla cogenerazione

Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 42/02 Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'art. 2 comma 8 del D. Lgs. 79/99

Rappresenta un importante riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e di calore come cogenerazione per le finalità di promozione di tale tecnica. Il riconoscimento avviene in particolare a condizione che l'indice di risparmio energetico (IRE) - un indicatore che qualifica la riduzione dei consumi rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore - e il limite termico (LT) - che rappresenta la frazione di energia termica sul totale della produzione termica e elettrica - superino un valore minimo dipendente dalle caratteristiche dell'impianto.

Programmi per il settore dei trasporti

Si citano infine alcuni provvedimenti che riguardano il settore dei trasporti, quali ad esempio quelli per la promozione dei biocombustibili, come la *Delibera Cipe 27/2000 Approvazione del Programma Nazionale Biocombustibili PROBIO* e l'*Accordo Volontario Nazionale per l'utilizzo dei biocarburanti nel settore trasporti*, o quelli per la diversificazione delle fonti energetiche in favore dell'elettricità, del metano e del gpl, come il *Decreto Ministero 5 aprile 2001 Contributi diretti ai cittadini per l'acquisto di veicoli elettrici, a metano e gpl e per l'installazione di*

impianti a metano e gpl, di cui al *Decreto Legge 25 settembre 1997, n. 324 Ulteriori interventi in materia di incentivi per la rottamazione*, convertito, con modificazioni, dalla *Legge 25 novembre 1997, n. 403*

Il Programma Nazionale Biocombustibili, predisposto dal Ministero per le Politiche Agricole e Forestali e approvato con delibera CIPE 27/2000, ha promosso nel corso dei due trienni 1999-2001 e 2002-2004 attività divulgative e programmi dimostrativi regionali e interregionali, finalizzati all'attivazione di strutture e collaborazioni locali, l'incremento di coltivazioni energetiche, il monitoraggio dei risultati e la sensibilizzazione dell'opinione pubblica. Le iniziative, a forte caratterizzazione territoriale, si articolano secondo le tematiche prioritarie dei biocombustibili liquidi e dei biocombustibili solidi.

Nel primo triennio (1999-2001) sono stati cofinanziati in 14 regioni 21 progetti dimostrativi, dei quali 4 interregionali e 17 regionali, per un impegno a carico del programma pari a 6,97 milioni di euro. Di tali progetti 10 riguardavano la filiera lignocellulosica, 7 il biodiesel, 2 il bioetanolo e 1 il biogas.

Il Veneto ha partecipato al programma con due progetti, rispettivamente "Sviluppo della filiera dei biocombustibili liquidi", cofinanziato con 622.331 euro su fondi PROBIO e 126.532 euro su fondi regionali, e "BioTer – biocombustibili a scala territoriale", cofinanziato con 246.866 euro su fondi PROBIO, con 36.152 dalla Regione e con 19.625 da privati.

Il primo progetto, attuato principalmente da Veneto Agricoltura e Università di Padova, aveva come obiettivo la realizzazione di azioni dimostrative e divulgative e si articolava in cinque sottoprogetti: applicazione di diversi itinerari di coltivazione per la produzione di biomassa da colture energetiche, utilizzazione di biocombustibili per riscaldamento e autotrazione, indagine economica sulle varie colture oggetto di indagine, formazione e informazione sulle tematiche energetico-ambientali, coordinamento dell'intero progetto e collaborazione con esperti esterni.

Il secondo progetto, realizzato da Veneto Agricoltura, era finalizzato allo sviluppo delle varie fasi relative all'uso dei biocombustibili, in particolare delle miscele biodiesel-gasolio, e si articolava in due sottoprogetti. Il primo riguarda la predisposizione del "campo energetico", ovvero di una struttura presso la quale sviluppare colture energetiche dimostrative e strutture di utilizzazione. Il secondo è rivolto all'individuazione dei siti maggiormente idonei all'utilizzo dei biocarburanti.

Nel triennio il Veneto ha anche partecipato come capofila al progetto interregionale "Banca dati biocombustibili liquidi", che ha ottenuto la totale copertura su fondi PROBIO per 36.152 euro.

Per il secondo triennio (2002-2004) non sono disponibili indicazioni di dettaglio, anche in conseguenza della fase di stallo che ha subito il programma a seguito del passaggio delle competenze di gestione dal Ministero alle Regioni che ha richiesto in particolare la definizione di nuovi criteri per l'attribuzione dei fondi. Questi sono stati peraltro ridimensionati di oltre il 25% rispetto al precedente triennio.

3.1.5 Provvedimenti di riordino del settore dell'energia

Per risolvere alcune problematiche ed urgenze connesse con l'apertura dei mercati energetici, con il rallentamento delle procedure autorizzative per la realizzazione di nuovi impianti e con il verificarsi di ripetuti episodi di insufficiente disponibilità di capacità di produzione elettrica, si sono resi necessari alcuni provvedimenti specifici. Alcuni di questi hanno assunto un carattere di emergenza, altri un'impostazione di riordino e di riassetto della struttura, anche istituzionale, del sistema energetico nazionale.

Provvedimenti per la transizione dal mercato vincolato al mercato libero e l'avvio della Borsa elettrica

Il **Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 31 ottobre 2002** (art. 1 c. 1 lettera a) ha prorogato i poteri di regolazione dell'Autorità sulle tariffe di fornitura per i clienti vincolati **anche dopo l'1/1/03** per tutelare i soggetti con scarso potere d'acquisto e per i clienti che non si sono dichiarati idonei (**Delibera AEEG 138/03**). In adempimento della **Legge n. 238 del 28 ottobre 2002**, di conversione in legge del Decreto Legge n. 193 del 4 settembre 2002 *recante misure urgenti in materia di servizi pubblici*, che aveva stabilito la proroga delle tariffe stabilite anteriormente al 1° agosto 2002, il D.P.C.M. ha integrato i criteri per la fissazione delle tariffe, richiedendo in particolare una nuova formula di aggiornamento (**Delibere AEEG 194/02, 195/02** rispettivamente per l'energia elettrica e il gas).

Relativamente all'avvio del sistema organizzato delle offerte di energia elettrica (Borsa elettrica) sono stati adottati due **Decreti del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003**. Il primo ha attribuito alla società Acquirente Unico S.p.A. la titolarità delle proprie funzioni a decorrere dall'1 gennaio 2004 mentre il secondo ha approvato il Testo integrato della disciplina del mercato, nonché la presa in carico del mercato elettrico da parte del GME a decorrere dall'8 gennaio 2004. Il sistema delle offerte è stato così avviato il 31 marzo 2004 in conformità alle disposizioni della **Delibera AEEG 48/04** e successive modifiche (137/04).

Provvedimenti per il sistema elettrico

Legge n. 55 del 9 aprile 2002 di conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge del 7 febbraio 2002 n. 7 recante misure urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale (Sblocca centrali)

La legge è volta a scongiurare il pericolo di interruzione di fornitura di energia elettrica e garantire la necessaria copertura del fabbisogno nazionale, in attesa della determinazione dei principi fondamentali in materia di energia di cui all'art. 117, c. 3 della Costituzione. La costruzione e l'esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, gli interventi di modifica o ripotenziamento, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all'esercizio degli stessi, sono così dichiarati opere di pubblica utilità e soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero delle attività produttive. L'autorizzazione è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano le Amministrazioni statali e locali interessate, d'intesa con la Regione interessata.

Ai soli fini del rilascio della valutazione di impatto ambientale (V.I.A.), a tali opere si applicano le disposizioni di cui alla Legge 349/86, e al D.P.C.M. 377/1988 e successive modificazioni. Fino al recepimento della direttiva 96/61/CE (Direttiva IPPC) tale autorizzazione comprende l'autorizzazione ambientale integrata e sostituisce, ad ogni effetto, le singole autorizzazioni ambientali di competenza delle Amministrazioni interessate e degli enti pubblici territoriali. L'istruttoria si conclude una volta acquisita la V.I.A., in ogni caso entro il termine di centottanta giorni dalla data di presentazione della richiesta, comprensiva del progetto preliminare e dello studio di impatto ambientale.

Per il rilascio dell'autorizzazione è fatto obbligo di richiedere il parere motivato del comune e della provincia nel cui territorio ricadono le opere, senza che il rilascio di tale parere incida sul rispetto del termine. Nell'eventualità, il rilascio dell'autorizzazione ha effetto di variante urbanistica. La Regione competente può promuovere accordi tra il proponente e gli enti locali interessati dagli interventi per l'individuazione di misure di compensazione e riequilibrio ambientale.

Rimane pertanto sospesa fino al 31 dicembre 2003 l'efficacia delle disposizioni non conformi (l'allegato IV al D.P.C.M. 27 dicembre 1988, l'art. 15 della Legge 393/75, il

D.P.R. 53/98) relativamente alle centrali termoelettriche e turbogas, alimentate da fonti convenzionali, di potenza termica complessiva superiore a 300 MW.

Secondo dati del Ministero delle Attività Produttive relativi al 3 settembre 2004 tra il 2002 e il 2004 sono state rilasciate 38 autorizzazioni per impianti termoelettrici, 17 delle quali ai sensi della Legge 55/02, per complessivi 19.297 MW elettrici.

Legge n. 83 del 17 aprile 2003 Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 18 febbraio 2003, n. 25, recante disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico. Sanatoria degli effetti del decreto-legge 23 dicembre 2002, n. 281 (Salva centrali)

Il Decreto Legge 25/03, come convertito e modificato dalla Legge 83/03, contiene disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico e modifiche al precedente Decreto Legge 7/02, convertito dalla legge 55/02. Il decreto permette in particolare al Ministro delle Attività Produttive di autorizzare l'utilizzo di impianti termoelettrici per i quali non risulta garantito il rispetto dei limiti di emissione in atmosfera. Il provvedimento, inoltre, ridetermina gli oneri generali (limitandoli, con decorrenza 1 gennaio 2004, ai costi connessi con lo smantellamento delle centrali nucleari, all'attività di ricerca di interesse generale per il sistema elettrico, ai regimi tariffari speciali e alla reintegrazione dei maggiori costi per Enel dell'importazione del gas dalla Nigeria) e dispone la soppressione retroattiva, dall'1 gennaio 2002, della restituzione della rendita idroelettrica, al fine di accelerare la realizzazione della borsa elettrica, eliminando possibili vantaggi competitivi derivanti alla diversa posizione dei nuovi operatori rispetto a quelli esistenti.

Le legge introduce importanti indicazioni relative alla valutazione d'impatto ambientale (VIA) sui progetti di nuova installazione, o di modifica di impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici. Sono infatti considerati prioritari i progetti di ambientalizzazione delle centrali esistenti che garantiscono la riduzione delle emissioni inquinanti complessive, i progetti che comportano il riutilizzo di siti già dotati di adeguate infrastrutture di collegamento alla rete elettrica nazionale, quelli che contribuiscono alla diversificazione verso fonti primarie competitive, o che comportano un miglioramento dell'equilibrio tra domanda ed offerta di energia elettrica, almeno a livello regionale, anche tenendo conto degli sviluppi della rete di trasmissione e delle nuove centrali già autorizzate.

Decreto Legge 3 luglio 2003, n. 158 Disposizioni urgenti per garantire la continuità delle forniture di energia elettrica in condizioni di sicurezza. (Anti Black-out) e

Legge 27 ottobre 2003, n. 290 Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Deleghe al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità"

Con il D.L. 158/2003 si sono modificati in via straordinaria per 75 giorni, i limiti per le temperature per gli scarichi termici delle centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MW, in modo tale da permettere a queste ultime di restare in produzione e di fronteggiare sia le interruzioni programmate delle forniture del servizio elettrico, sia lo squilibrio verificatosi fra potenza richiesta e disponibile.

Il perdurare di condizioni meteorologiche straordinarie e la bassa idraulicità del sistema elettrico, ha spinto il Governo ad un nuovo intervento per la modifica delle condizioni di esercizio delle centrali termoelettriche. Con la Legge 290/2003, su segnalazione del GRTN, viene permesso il funzionamento sino al 31 dicembre 2004 di centrali termoelettriche con potenza superiore ai 300 MW anche in deroga ai limiti di emissioni in atmosfera e di qualità dell'aria fissati nei provvedimenti di autorizzazione, pur nel rispetto dei valori massimi di emissione previsti dalla normativa europea per impianti inferiori ai 500 MW.

Decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 Disposizioni in materia di remunerazione della capacità di produzione di energia elettrica

Il D. Lgs. 379/03³⁰ stabilisce la necessità di predisporre un sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva per assicurare la copertura della domanda nazionale con adeguati margini di riserva, basato su principi di concorrenzialità, trasparenza, assenza di discriminazione e di distorsione per il mercato e minimizzando gli oneri per i consumatori. Il GRTN propone la disciplina di tale sistema di remunerazione, sulla base di criteri di riferimento definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. In attesa che il sistema di remunerazione entri effettivamente in vigore l'Autorità fissa transitoriamente i corrispettivi di remunerazione per la disponibilità della capacità per le unità di produzione dispacciabili e fruibili nei giorni dell'anno che il GRTN avrà individuato come critici per la copertura della domanda nazionale. L'Autorità, nella Delibera 48/04, ha quindi integrato in tal senso le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento della Delibera 168/03, con disposizioni in merito alla remunerazione della capacità di produzione di energia elettrica.

La Legge n. 239 del 23 agosto 2004 Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia (Legge Marzano)

La legge 239/2004 (Legge Marzano) di riordino del settore energetico e di delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia energetica, affronta il complesso scenario delle politiche energetiche nazionali proponendosi in particolare di:

- 1) definire i principi fondamentali in materia energetica e ripartire le competenze tra Stato, Regioni e Istituzioni, anche alla luce del nuovo Titolo V della Parte II della Costituzione;
- 2) tutelare la concorrenza, completando la liberalizzazione dei mercati, e garantire i livelli essenziali di prestazione e la sicurezza;
- 3) tutelare l'ambiente, promuovere il risparmio, l'efficienza energetica e le fonti energetiche rinnovabili.

La legge interviene su numerosi aspetti spesso eterogenei tra loro e assume un carattere in parte d'urgenza e in parte strutturale. Essa risulta articolata come segue:

- *Disciplina delle attività del settore energetico (comma 2):* sono **attività libere** la produzione, l'importazione e l'esportazione, lo stoccaggio non in sotterraneo anche di oli minerali, l'acquisto e la vendita di energia a clienti idonei e le trasformazioni di energia.
Sono di interesse pubblico e **soggette agli obblighi di servizio pubblico** il trasporto e dispacciamento di gas naturale a rete e la relativa gestione delle infrastrutture di approvvigionamento di energia.
Sono attribuite **in concessione** le attività di distribuzione di energia elettrica e gas naturale a rete e l'esplorazione, la coltivazione e lo stoccaggio, anche in sotterraneo, degli idrocarburi.
- *Obiettivi generali (comma 3), Compiti dello Stato e delle Regioni (commi 4-10, 36-37 e 44) e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (commi 11-16):* tra gli **obiettivi generali di politica energetica** del Paese sono enumerati la sicurezza degli approvvigionamenti, l'unitarietà dei mercati e la non discriminazione dell'accesso alle fonti, l'economicità, lo sviluppo del sistema, l'efficienza degli usi finali, la tutela degli utenti più disagiati, il sostegno alla ricerca, la salvaguardia delle attività produttive con caratteristiche di prelievo costante.
È in particolare responsabilità comune di Stato e Regioni la garanzia di rispetto delle condizioni di concorrenza, di assenza di vincoli alla libera circolazione dell'energia, di adeguatezza delle attività energetiche e l'equilibrio territoriale

³⁰ Il Decreto legislativo 379/03 è stato emanato su delega prevista dalla Legge 290/2003.

della localizzazione, la semplificazione e la non discriminatorietà delle procedure autorizzative, la tutela dell'ambiente.

Importante al comma 5 la facoltà riservata alle Regioni e agli Enti locali interessati alla localizzazione di nuove infrastrutture energetiche o al potenziamento delle esistenti, di concordare con i proponenti **adeguate misure di compensazione e riequilibrio ambientale**, fatte salve le disposizioni in merito alla semplificazione delle procedure autorizzative previste per le fonti rinnovabili dall'art. 12 del D. Lgs. 387/2003. In alternativa a ciò, i commi 36 e 37 fissano un contributo economico a titolo di compensazione per il mancato uso diverso del territorio che gli impianti di produzione di energia elettrica con potenza non inferiore ai 300 MW termici devono corrispondere per i primi sette anni alla Regione e agli Enti locali interessati dall'iniziativa.

Tra l'altro, rimangono di competenza dello Stato la definizione di norme e regole tecniche costruttive e per la sicurezza degli impianti energetici e degli impianti utilizzatori negli edifici (si veda anche il comma 44 che delega il Governo a provvedere al riordino della normativa tecnica e della verifica sugli impianti interni agli edifici), la programmazione di grandi reti infrastrutturali, l'individuazione di infrastrutture e insediamenti strategici (comma 7) e, in particolare (comma 8) la definizione dei criteri generali per le nuove concessioni di distribuzione di energia elettrica e l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti di generazione elettrica potenza termica superiore ai 300 MW (sentita la Conferenza unificata).

- *Trasporto del gas naturale e realizzazione di nuove infrastrutture (commi 17-23) e trasporto dell'energia elettrica e realizzazione di nuove infrastrutture (commi 24-28):* i commi 24-28 integrano le disposizioni del D. L. 239/2003, in particolare per quanto riguarda la semplificazione dei procedimenti autorizzativi per le reti di trasporto e per gli impianti di generazione di potenza termica superiore ai 300 MW (comma 26).
- *Distribuzione, misurazione e vendita dell'energia elettrica – apertura del mercato (commi 29-33, 35 e comma 45):* il comma 30 definisce il nuovo calendario di apertura del mercato elettrico, e prevede l'idoneità per tutti i clienti finali non domestici dal 1° luglio 2004 e per tutti i clienti finali al 1° luglio 2007.
- *Attività post-contatore (comma 34):* le aziende operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale concessionarie o affidatarie di servizi pubblici locali o delle dotazioni infrastrutturali non possono esercitare alcuna attività nel settore dei servizi post-contatore³¹.
- *Disposizioni per l'IVA sul mercato elettrico (commi 38-39) e nel sistema del gas (comma 50)*
- *Ruolo dell'Acquirente unico (comma 40):* i contratti d'importazione in capo ad ENEL S.p.A. e destinati al mercato vincolato possono essere trasferiti all'Acquirente Unico.
- *Obbligazioni relative all'acquisto dell'energia elettrica prodotta da altri operatori nazionali: cessione da ENEL al GRTN (comma 41)*
- *Partecipazioni dei produttori nazionali a realizzazione ed esercizio di impianti all'estero (comma 42):* la norma reintroduce dopo il referendum del 1987 la possibilità per le società italiane di partecipare ad attività del settore elettronucleare all'estero.
- *Delega al Governo per la riforma della disciplina delle piccole reti isolate (comma 43)*
- *Distribuzione e vendita di gas a clienti vincolati (comma 45) a clienti privi di fornitore (commi 46-47) o per motivi di continuità di servizio (comma 48)*

³¹ Tale norma è percepita dalle società di distribuzione come una barriera alla realizzazione delle attività di riduzione dei consumi finali di energia e di gas cui sono tenute ai sensi del D.M. 20/07/2004.

- *Altre modifiche al Decreto Legislativo 164/2000 (commi 49, 51 e 68-69 sul regime transitorio della distribuzione)*
- *Varie sul GPL e sul metano autotrazione, inclusi contributi (commi 52-54)*
- *Disciplina relativa al settore degli oli minerali (commi 55-58): l'attività di raffinazione non è più soggetta a regime di concessione ma a regime autorizzativo.*
- *Contratti e accordi di programma (commi 59, 62 e 70): è data facoltà al Ministero delle attività produttive di definire contratti e accordi di programma per investimenti localizzati in aree depresse (comma 59), per utilizzo di **idrocarburi liquidi derivati dal metano** (comma 62) e per la ricerca e l'utilizzo di tecnologie avanzate e ambientalmente sostenibili per la **produzione di energia elettrica o di carburanti da carbone** (comma 70)*
- *Terminali di rigassificazione (comma 60) e stoccaggio gas (comma 61)*
- *Contributi e agevolazioni metanizzazione del mezzogiorno (commi 63-67)*
- *Fonti energetiche rinnovabili, cogenerazione e Certificati Verdi (commi 71-76, 87, 109):*
a modifica della disciplina preesistente, è previsto il riconoscimento dei Certificati Verdi alla produzione di energia elettrica da idrogeno e alla cogenerazione per teleriscaldamento (comma 71), e alle produzioni da farine animali oggetto di smaltimento obbligatorio (comma 109), nonché la riduzione del valore dei C.V. da 100 a 50 MWh (comma 87).
- *Ricerca e coltivazione di idrocarburi (commi 77-84, 90-91 e 93-97):*
sono disciplinati in ottica semplificativa i permessi, la VIA, le compensazioni (commi 77-84), gli obblighi di scorta (commi 90-91) e le aliquote di prodotto (commi 93-97)
- *Microgenerazione e generazione distribuita (commi 85, 86, 88 e 89):*
viene definita la microgenerazione (produzione elettrica con capacità non superiore a 1 MW), alla quale sono riservate procedure autorizzative semplificate (comma 86) e specifiche attività di monitoraggio (comma 89).
- *Disciplina relativa al conferimento e trattamento dei rifiuti radioattivi (commi 98-106)*
- *Deleghe (commi 107, 108, 121):*
al Ministero delle attività produttive per disciplinare l'interconnessione con Stati il cui territorio è interamente compreso nel territorio italiano (comma 107);
all'Autorità per definire modalità di concorso dei gruppi generatori alla sicurezza per le reti di distribuzione e trasmissione (comma 108);
al Governo per adottare provvedimenti per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia (comma 121).
- *Concorso dei proponente alle spese sostenute per autorizzazioni, permessi o concessioni (commi 110-111) e spese a carico dello Stato (commi 112-117)*
- *Interventi per la diversificazione delle fonti e l'uso efficiente dell'energia (commi 119-120):*
è prevista una spesa di circa 13 milioni di euro all'anno per il triennio anni 2004-2006 per realizzare:
 - un piano nazionale di educazione e informazione sul risparmio e sull'uso razionale dell'energia (con limite di spesa di circa 2,5 milioni di euro l'anno);
 - progetti pilota per il risparmio e il contenimento dei consumi in edifici utilizzati come uffici pubblici da pubbliche amministrazioni (con limite di spesa di 5 milioni di euro l'anno);
 - un potenziamento della capacità operativa della Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie (con limite di spesa di 500.000 euro l'anno);

- la realizzazione di studi di fattibilità e progetti di ricerca in materia di tecnologie pulite del carbone a emissione zero, sui processi di sequestro dell'anidride carbonica e sull'idrogeno (con limite di spesa di 5 milioni di euro l'anno);
- la partecipazione dell'Italia all'International Energy Forum.

Disegno di Legge 2742 del 6 febbraio 2004 Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee. Legge comunitaria 2004

Il Disegno di Legge comunitaria 2004, approvato dal Senato il 20 luglio 2004, riporta le disposizioni generali per il conferimento di delega legislativa per l'attuazione delle Direttive europee che richiedono l'introduzione o la modifica di normative nazionali.

Relativamente al settore energetico il Disegno di Legge impone al Governo l'emanazione, entro 180 giorni, di decreti legislativi che diano attuazione alle nuove Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE relative al completamento del mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale e per il recepimento della Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra. In quest'ultimo caso sono individuati criteri che prescrivono di considerare le priorità date nei piani energetici del Governo alla costruzione di nuove centrali, la necessità di valutare i possibili effetti distorsivi sulla concorrenza, la coerenza fra il piano nazionale per la riduzione delle emissioni dei gas serra previsto dal Protocollo di Kyoto (delibera CIPE 19 dicembre 2002, n. 123) e il piano nazionale di assegnazione delle quote di emissioni per i settori disciplinati dalla Direttiva e infine il valore aggiunto in termini di efficienza economica e ambientale apportato dagli strumenti di programmazione negoziata previsti dalla normativa statale.

Il disegno di legge prevede invece il recepimento per normazione diretta per l'attuazione delle Direttive 2003/96/CE del Consiglio del 27 ottobre 2003 (che ristrutturava il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e l'elettricità) e 2003/92/CE del Consiglio del 7 ottobre 2003 (che modifica la Direttiva 77/799/CEE sulle norme sul luogo di cessione di gas e di energia elettrica).

3.2 Disposizioni economiche e fiscali

Esistono differenti aspetti relativi alle disposizioni economiche e fiscali. Essi fanno capo a provvedimenti relativi a misure di fiscalità diretta o indiretta contenute o adeguate nell'ambito di leggi e provvedimenti che stabiliscono, da un lato, forme di agevolazioni sull'imposizione diretta per interventi di risparmio energetico o di impiego delle fonti rinnovabili e, dall'altro, forme di accise (come la carbon tax), di esenzione dalle accise stesse in funzione del tipo di impiego energetico, di tassazione degli effluenti inquinanti o che regolamentano l'imposta sul valore aggiunto. Si rimanda a documenti come l'annuale Rapporto Energia e Ambiente dell'Enea per aggiornamenti sull'argomento.

3.3 Leggi ambientali

Dato il notevole sviluppo dei provvedimenti normativi e legislativi in campo ambientale e in particolare nell'ambito della regolamentazione delle emissioni atmosferiche e della qualità dell'aria, si affronteranno in questa sede solamente le questioni attinenti al recepimento e alla attuazione degli obblighi derivanti dall'adesione al Protocollo di Kyoto sui cambiamenti climatici.

Si ricorda in ogni caso l'importanza che l'attuazione della Direttiva 96/61/CE sulla Prevenzione e il Controllo Integrato dell'Inquinamento avrà anche su base regionale nella definizione delle politiche autorizzative. Il recepimento della Direttiva che istituisce l'Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) è avvenuto in Italia con **Decreto**

Leggislativo 4 agosto 1999, n. 372 *Attuazione della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento* solamente per gli impianti industriali esistenti. L'“autorità competente”, cioè la medesima autorità statale competente al rilascio del provvedimento di valutazione dell'impatto ambientale³² o quella individuata dalla regione, avrebbe dovuto stabilire un calendario delle scadenze per la presentazione delle domande entro il 30 giugno 2002 e concludere tutti i procedimenti entro il 30 ottobre 2004. La **Legge 27 febbraio 2004, n. 47** *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 24 dicembre 2003, n. 355, recante proroga di termini previsti da disposizioni legislative* ha prorogato tale termine al 30 aprile 2005. La Legge n. 306 del 31 ottobre 2003 (art. 22) ha delegato al governo l'adozione, entro il successivo anno, di un decreto legislativo per l'estensione della disciplina anche ai nuovi impianti e a quelli sostanzialmente modificati.

Altre Regioni hanno già presentato disposizioni in merito alla modulistica e al calendario delle scadenze per la presentazione delle domande da parte dei gestori degli impianti soggetti ad A.I.A.

3.3.1 Il recepimento del Protocollo di Kyoto

Con la **Delibera CIPE del 19 novembre 1998 n. 137** di approvazione del documento *Linee guida per le politiche e le misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra*, vengono fissati gli obiettivi intermedi e le azioni necessarie per la riduzione del 6,5% delle emissioni dei gas serra rispetto ai livelli del 1990 entro il 2008-2012. L'obiettivo di riduzione pari a 95-112 milioni di tonnellate equivalenti di CO₂ (Mt CO₂ eq), è ripartito su sei azioni nazionali:

- aumento dell'efficienza del parco termoelettrico
- riduzione dei consumi nel settore dei trasporti
- produzione di energia da fonti rinnovabili
- riduzione dei consumi nei settori industriale/abitativo/terziario
- riduzione delle emissioni nei settori non energetici
- assorbimento delle emissioni di CO₂ dalle foreste

Gli investimenti necessari sono indicati in oltre 51.600 milioni di euro nell'arco di 10-14 anni, il 20-25% di provenienza pubblica.

La legge di ratifica del protocollo di Kyoto (Legge 1° giugno 2002, n. 120 Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997) ha richiesto al Ministero dell'Ambiente la presentazione al CIPE di un piano nazionale per la riduzione dei gas serra, contenente lo stato di attuazione e la revisione della delibera CIPE 137/98. L'aggiornamento è stato così deliberato, sulla base del documento prodotto (*Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra: 2003-2010*) con la delibera del **CIPE del 19 dicembre 2002 n. 123** *Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra*.

Come indica l'analisi, l'impegno di riduzione del 6,5% applicato al quantitativo di emissioni del 1990 pari a 521 Mt CO₂ eq comporta un target di emissione pari a 487,1 Mt CO₂ eq al 2008-2012. Gli scenari previsti dalla Delibera CIPE indicano:

- emissioni complessive al 2008-2012 a legislazione vigente con aumento del PIL al 2%: 579,7 Mt CO₂ (scenario tendenziale) con una differenza rispetto al target di 92,6 Mt CO₂

³² L'art. 77 della Legge 27 dicembre 2002, n. 289 assegna esplicitamente alla competenza dello Stato l'emanazione dell'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti sia esistenti che nuovi relativi alle attività industriali di cui all'art. 1 c. 1 del D.P.C.M. 377/88 Regolamento delle pronunce di compatibilità ambientale rientranti nelle categorie di cui all'allegato I della direttiva 96/61/CE.

- emissioni complessive al 2008-2012 a legislazione vigente ma con le misure già approvate o decise: 528,1 Mt CO₂ (scenario di riferimento) di cui 12 Mt CO₂ da meccanismi flessibili (Joint-Implementation e Clean Development Mechanism) con una differenza rispetto al target di 41,0 Mt CO₂

In dettaglio i 51,8 Mt CO₂ risparmiati dello scenario di riferimento sono legati ad azioni:

- nel settore elettrico 26,0 Mt CO₂
- nel settore civile 6,3 Mt CO₂
- nel settore trasporti 7,5 Mt CO₂
- meccanismi flessibili 12,0 Mt CO₂

Per colmare la differenza residua la Delibera individuava ulteriori azioni:

- utilizzo integrale del potenziale nazionale di assorbimento del carbonio: riduzione prevista 10,2 Mt CO₂ eq.
- ricorso a ulteriori misure nazionali per tecniche e tecnologie energetiche, industriali, agricole e di gestione dei rifiuti a basso impatto serra: riduzione prevista 32,1-47,3 Mt CO₂ eq.
- ulteriore ricorso a meccanismi flessibili: riduzione prevista 20,5-48,0 Mt CO₂ eq.

Tab. 3: Emissioni e scenari secondo la Delibera 123/2002 e secondo la Revisione del CTE (2004)

	Revisione 123/2002 Mt CO ₂ eq.	Delibera 123/2002
Emissioni anno base	508,0	521,0
Emissioni anno 2000	543,9	546,8
Scenario tendenziale al 2010	613,4	579,7
Scenario di riferimento al 2010	575,8	540,1
Scenario di riferimento al 2010 inclusivo delle riduzioni di emissioni da JI/CDM già avviati (-12 Mt CO ₂ eq.)	563,7	528,1
Scenario di riferimento al 2010 inclusivo delle riduzioni di emissioni da sinks nazionali (-10,8 Mt CO ₂ eq.)	552,9	517,9
Obiettivo di Kyoto	475,0	487,1
Distanza dall'obiettivo di Kyoto	77,9	30,8
Riduzioni conseguibili con le "ulteriori misure", di cui	52,0-94,9	53,0 - 95,8
Nazionali	31,5-46,9	32,1-47,3
JI/CDM/ET	20,5-48,0	20,5 - 48,0

Nella seconda metà del 2003, un comitato interministeriale, denominato Comitato Tecnico Emissioni gas serra (CTE) e presieduto dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, ha avviato la revisione della delibera 123/2002, come prescritto dalla delibera stessa. Nel marzo 2004 il CTE ha prodotto i primi risultati riportati in tab. 3 che evidenziano una riduzione delle emissioni dell'anno base e del target ma anche un aumento delle emissioni dello scenario tendenziale e dello scenario di riferimento, legato a maggiori emissioni del settore elettrico per aumento di produzione e a ritardi nel conseguimento degli obiettivi nel settore dei trasporti. La distanza da colmare con le "ulteriori misure" risulta pertanto più che raddoppiata.

Nel marzo 2004 il Ministero dell'ambiente, congiuntamente al Ministero delle attività produttive in attuazione di quanto previsto dalla Direttiva 2003/87/CE, ha presentato un Documento per la consultazione relativo al Piano di Assegnazione Nazionale dei crediti di emissione, la cui versione finale è stata presentata alla Commissione Europea. Il Piano di Assegnazione Nazionale individua in primo luogo il numero totale delle quote assegnate per i settori soggetti alle disposizioni della Direttiva. Il computo considera in primo luogo l'evoluzione prevista dallo scenario di riferimento, con emissioni per i settori interessati che

passano dalle 224,0 Mt CO₂ eq del 2000 alle 258,1 Mt CO₂ eq del 2010³³. L'obiettivo intermedio per il triennio 2005-2007, cioè il numero totale di quote per settore, è valutato sulla base delle previsioni di sviluppo dei singoli settori, come riportato in tab. 4.

Per ogni settore vengono quindi riservate e scomutate dal totale delle quote per gli operatori nuovi entranti, che possono peraltro usufruire delle quote legate alle chiusure. Il quantitativo rimanente viene quindi assegnato ai singoli impianti sulla base di un coefficiente che rappresenta il contributo percentuale della produzione del singolo impianto sul totale degli impianti del settore, generalmente valutato su una media storica nel periodo 2000-2003. Esso è invece riferito ai dati di previsione per la produzione termoelettrica. Esistono tre criteri per la scelta del parametro descrittivo del livello di attività: la produzione, il lavorato o l'emissione. È in particolare stata scelta la produzione per le attività energetiche ad eccezione della produzione di calore e la raffinazione, per il settore della calce, dei ceramici e del cemento, mentre per la produzione di calore e la raffinazione, la carta, i laterizi, e il vetro il parametro considerato è quello delle emissioni.

Tab. 4: Emissioni e numero totale di quote del PAN per i settori soggetti alla 2003/87/CE.

	Emissioni		Incr.			Sc.rio rif.
	2000	Incr. Annuale 2005-2007	2005	2006	2007	2010
	Mt CO ₂	[%]	Mt CO ₂	Mt CO ₂	Mt CO ₂	Mt CO ₂
Attività energetiche	149,7		159,44	158,75	158,47	172,2
- Termoelettrico cogen. e non	130,6	1,1%-0,6%-0,3%	137,8	137	136,6	149,9
- Raffinazione (consumi diretti)	17,1		19,16	19,16	19,16	19,20
- Altri impianti di combustione	2,0		2,48	2,59	2,71	3,10
Compressione metanodotti	1,1	4,40%	1,36	1,42	1,49	1,70
Teleriscaldamento	0,9	4,50%	1,12	1,17	1,22	1,40
Produtz. e trasf. dei metalli ferrosi	27,6	2,30%	28,86	29,12	29,39	30,30
Industria dei prodotti minerali	41,6	0,90%	45,83	46,72	47,63	48,90
- Cemento	26,8	1,90%	29,44	30,00	30,57	30,80
- Calce	2,7	2,00%	2,98	3,04	3,10	3,30
- Vetro	4,0	2,50%	4,53	4,64	4,75	5,10
- Prodotti ceramici	3,8	2,00%	4,20	4,28	4,37	4,60
- Laterizi	4,3	1,70%	4,68	4,76	4,84	5,10
Altre attività	5,1		5,83	5,98	6,15	6,70
- Pasta per carta/carta e cartoni	5,1	2,70%	5,83	5,98	6,15	6,70
Totale	224,0		239,96	240,57	241,64	258,10

Il Decreto Legge 12 novembre 2004, n. 273 Disposizioni urgenti per l'applicazione della Direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità europea stabilisce la necessità per i gestori di impianti esistenti interessati dalla Direttiva di presentare domanda di autorizzazione all'emissione alla Direzione per la ricerca ambientale e lo sviluppo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio entro il 5 dicembre 2004. Entro il 30 dello stesso mese dovranno essere comunicate le informazioni necessarie all'assegnazione delle quote di emissione. Per gli impianti nuovi la domanda è presentata 30 giorni prima dell'entrata in esercizio o, per gli impianti termoelettrici, del primo parallelo con la rete.

³³ Non è ben chiaro il motivo per cui le quote di assegnazione siano valutate a partire dallo scenario di riferimento e al lordo delle riduzioni ottenibili con le altre iniziative: in questo modo il meccanismo dell'Emission Trading non apporta riduzioni delle emissioni ulteriori rispetto a quelle dello scenario di riferimento.

4. Normativa regionale

Lo sviluppo della politica energetica della Regione Veneto ha dovuto considerare e conciliare le esigenze specifiche provenienti dal territorio con la profonda evoluzione dell'assetto legislativo e istituzionale, legata alla liberalizzazione dei mercati, al risparmio energetico e allo sviluppo delle rinnovabili nonché al processo di decentramento amministrativo.

La Regione Veneto ha legiferato o assunto disposizioni specifiche in materia di fonti rinnovabili, risparmio energetico, gestione dei fondi di incentivazione e finanziamento delegati dallo Stato ed ha sviluppato studi e ricerche propedeutici alla definizione del piano energetico regionale.

La Regione risulta poi coinvolta nel processo autorizzativo di nuove centrali termoelettriche e nuove infrastrutture energetiche, sia per esprimere un parere nell'ambito della procedura di V.I.A., sia per realizzare l'intesa a chiusura del procedimento.

Se originariamente l'azione regionale in campo energetico si era spesso risolta nella gestione di limitate competenze amministrative derivanti da deleghe dello Stato, e nella definizione dei contesti regionali, la riformulazione dell'articolo 117 della Costituzione ha assegnato alla "legislazione concorrente" delle Regioni anche la materia "produzione, trasporto e distribuzione dell'energia". In tal modo ciascuna Regione, con vera autonomia decisionale, può definire una propria disciplina e attuare politiche energetiche con connotazioni fortemente legate al territorio, anche sensibilmente diverse da quelle di altre regioni.

L'innovatività di un simile approccio ha reso molto problematici i rapporti con l'amministrazione centrale e spesso molto più oneroso, in termini di gestione e di tempi, l'insediamento e l'autorizzazione di nuove infrastrutture energetiche, spingendo il Governo con la Legge 239/04 (Marzano) a individuare competenze specifiche e procedure agevolate per i progetti di interesse nazionale. Contestualmente, il recente disegno di legge costituzionale di nuova riforma del titolo V, all'esame della conferenza unificata Stato – Regioni – Autonomie locali, si muove in questa direzione e propone in particolare l'abolizione delle materie a legislazione concorrente.

In questo quadro di riassetto e di evoluzione dei poteri tra Stato e Regione permangono estreme difficoltà ed incertezze nella materia energetica. Queste sono dipanabili solo attraverso l'individuazione di una sede opportuna in cui sviluppare un serio raccordo e una vera concertazione, tra Stato e Regioni. A partire dai programmi regionali si possono individuare i fabbisogni prioritari di nuove installazioni energetiche, ricercando su questi la responsabilizzazione e la condivisione locale, anche tramite il ricorso agli strumenti più efficaci e compatibili con le caratteristiche del territorio da utilizzare per conseguire concreti risparmi energetici e più ampia valorizzazione delle fonti rinnovabili.

4.1 I primi obiettivi di politica energetica: le fonti rinnovabili, l'efficienza e il risparmio energetico

Uno dei primi interventi legislativi della Regione Veneto con riflessi sul settore energetico e in particolare sulle fonti rinnovabili risale al 1979. Con la **Legge Regionale n. 71 del 1979** *Provvedimenti in materia delle risorse idriche* (art. 8 punto d), era stata prevista una ricognizione della rete idrografica e l'individuazione delle ulteriori possibilità di utilizzazione e di

regolazione delle risorse idriche, anche ai fini di difesa idraulica e di produzione di energia, compatibili con l'ambiente e con il buon uso del territorio³⁴.

Successivamente la Regione Veneto varò il Progetto Montagna con **Legge Regionale n. 29 del 1983** *Interventi a favore dei territori montani e approvazione del progetto montagna*. Nell'ambito di tale progetto erano state riportate norme d'interesse per il settore energetico oltre all'inserimento tra gli interventi straordinari della "realizzazione di impianti idroelettrici di piccola derivazione", il potenziamento di elettrodotti e la modifica dell'art. 32 della L.R. 88/80 che prevede "l'estensione dei benefici anche alla realizzazione di piccoli impianti aziendali per la produzione di energia elettrica" con contributi in conto capitale fino al massimo del 50% del costo ammissibile dell'intervento. Al punto 6.4 riportato nel riquadro seguente, era anche introdotto il tema "l'energia come supporto di sviluppo" nel quale era focalizzata la necessità, per l'area montana, di avere energia a basso costo, di ampliare la rete di metanizzazione ed era previsto lo studio del potenziale sviluppo della produzione idroelettrica con il suo utilizzo a livello locale.

Legge Regionale n. 29 del 1983

...

6.4 L'energia come supporto allo sviluppo:

Il costo crescente dell'energia costituisce un grave limite per tutte le attività socio-economiche e in particolare per quelle poste nelle aree meno sviluppate e che, per le stesse condizioni ambientali, hanno costi di produzione in genere più elevati.

La disponibilità di energia, possibilmente rinnovabile e a basso costo, costituisce una premessa per garantire l'attuazione delle azioni e delle direttive per lo sviluppo, stabilite dal presente progetto.

La possibilità di ulteriori apporti della montagna nella produzione di energia rappresenta inoltre, sia pure nella limitata ampiezza delle qualità aggiuntive, un contributo alla situazione della più generale questione energetica.

I due modi per far fronte alla domanda energetica arretrata ed aggiuntiva sono costituiti:

- dall'estensione alle aree montane della rete per l'approvvigionamento di metano, nei tempi medio-brevi la risposta sarà possibile per le aree di fondovalle e in particolare per l'area della val Belluna;*
- dalla produzione e utilizzazione in sede locale di energia idroelettrica da piccole derivazioni, data la notevole disponibilità ancora esistente.*

L'approvvigionamento di metano è questione strettamente connessa da un lato alla disponibilità della risorsa e dall'altra all'attuazione di programmi di estensione della rete da parte della S.N.A.M. S.p.a.

La regione assume quindi l'impegno perché nei programmi di approvvigionamento e di estensione della rete S.N.A.M. S.p.a. siano poste in evidenza le esigenze delle aree montane.

In tal senso una prioritaria attenzione andrà riservata a quelle comunità montane della fascia delle prealpi per le quali sussistano particolari e più rilevanti problemi di sviluppo derivanti dalla scarsità delle alternative di interventi possibili e della più immediata "concorrenza" della limitrofa area centrale veneta.

Per quanto riguarda la produzione e l'utilizzazione in sede locale di energia idroelettrica da piccole derivazioni, constatato che l'energia idraulica è un'energia pulita con scarse controindicazioni ecologiche, rinnovabile e indipendente da situazioni di mercato, la Regione assume l'impegno di procedere entro tempi brevi, alla elaborazione di uno studio generale delle disponibilità residue in tutta l'area montana veneta, avendo anche riguardo alla riabilitazioni di centrali elettriche dimesse dall'ENEL.

Allo stato attuale viene acquisito nel contesto del presente "Progetto Montagna" lo studio preliminare sulle residue possibilità di sfruttamento idroelettrico del bacino del Piave, recentemente approvato dall'assemblea del consorzio dei comini del bacino imbrifero montano del Piave appartenenti alla provincia di Belluno.

Lo studio ha dimostrato la fattibilità di 11 impianti idroelettrici di piccola derivazione, con potenza massima efficiente superiore a 500 kW, e di altri 11 impianti con potenza superiore a 100 kW per i quali già sono state avviate le pratiche di autorizzazione (cfr. documento 3, allegato al "Progetto

³⁴ Il concetto del "buon uso del territorio" dovrebbe costituire un riferimento stabile rispetto a qualunque intervento sul territorio regionale. Sullo spunto della L.R. 71/79 la Regione potrebbe promuovere un costante monitoraggio della risorsa idrica e delle concessioni di sfruttamento anche al fine di individuare nuove possibilità di intervento o di riattivazione a scopo energetico.

montagna" capitolo 3.3)

Nella scelta degli impianti di cui al progetto B.I.M., e più in generale, anche nello studio che la Regione è impegnata a estendere alla restante parte dell'area montana veneta, la priorità dovrà essere riservata agli impianti che:

- assicurano una più elevata potenza con un più basso costo per kW installato;
- garantiscono scopi multipli: difesa dalle piene dei corsi d'acqua, invaso delle acque per usi potabili e irrigui;
- garantiscono la possibilità di uso locale da parte dei soggetti, pubblici e/o privati autoproduttori;
- comportano minori compromissioni ambientali e limitate controindicazioni ecologiche.

Lo sfruttamento idroelettrico delle residue risorse di piccola derivazione, se anche non potrà garantire totalmente la copertura delle crescenti richieste di energia, potrà sicuramente produrre significativi risparmi, particolarmente per le comunità locali, che affronteranno costi tanto più ridotti quanto maggiore potrà essere l'apporto finanziario pubblico nella fase iniziale di attuazione degli impianti.

L'utilizzazione dell'energia prodotta dovrà essere indirizzata a favore, in ordine prioritario, di:

- usi pubblici e sociali (ospedali, case di riposo, uffici pubblici, impianti pubblici per il sollevamento dell'acqua, ecc.);
- usi industriali, artigiani e agricoli, per nuove utenze e a consolidamento di quelle esistenti soprattutto nell'ambito delle industrie o degli impianti agro-industriali più dipendenti dall'utilizzazione elettrica al fine di migliorare la competitività del prodotto locale;
- usi turistici (attrezzature alberghiere, impianti di risalita, stadi per il ghiaccio, ecc.).

Il piano di investimento proposto per la Provincia di Belluno è affidato al consorzio B.I.M., il quale assicura, nei confronti degli utilizzatori, la più efficiente risposta agli aspetti imprenditoriali del problema (progettazione, ricerca dei finanziamenti, costruzione, avviamento, gestione e manutenzione degli impianti) e a quelli di tipo normativo e amministrativo (concessioni, vettoriamento, interscambio). Tale intervento rappresenta anche una prima pratica sperimentazione delle reali possibilità applicative della legge nazionale contenente norme sui consumi energetici e lo sviluppo delle fonti alternative di energia.

La Giunta regionale è impegnata perché nella fase di realizzazione degli interventi siano interessate anche le Comunità montane esterne alla Provincia di Belluno soprattutto per i consumi di tipo pubblico e in particolare per l'utilizzo dell'energia idroelettrica di supero (energia notturna) per impianti di sollevamento per acquedotti o altri interventi di tipo sociale.

Il decentramento amministrativo delle competenze sull'energia inizia di fatto sin dagli anni 80, con la citata Legge 308/1982 che delega alle Regioni le competenze in merito all'erogazione di contributi per interventi finalizzati al risparmio energetico ed alle fonti rinnovabili.

La Regione Veneto assumeva tali funzioni con la **Legge Regionale n. 8 del 1983** *Provvedimento generale di rifinanziamento*, articolo 18 *Interventi per il contenimento dei consumi energetici e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia*, e proseguiva tale opera con **Legge Regionale n. 8 del 31 gennaio 1984** *Provvedimento generale di rifinanziamento*. L'art. 8 *Misure per l'esercizio delle funzioni attribuite alla Regione dalla legge 308/82 per il contenimento dei consumi energetici e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia*, che autorizzava la Giunta a promuovere interventi a favore del risparmio energetico in vari settori, tra i quali dovevano essere privilegiati:

nel settore dell'edilizia (punto d):

- interventi negli edifici pubblici, sportivi e residenziali;
- interventi integrati e globali riguardanti l'intero edificio;
- interventi coordinati nell'ambito di progetti di razionalizzazione energetica e funzionale di interi stocks edilizi omogenei e di aree territoriali;
- interventi che prevedano l'impiego di componenti edilizi industrializzati, quali collettori e analoghi sistemi di captazione dell'energia solare integrati nella struttura edilizia;

- interventi che usano tecnologie che riducono l'impatto ambientale (ecologicamente compatibili);

nel settore industriale (punto e):

- interventi a favore delle piccole e medie imprese e interventi coordinati fra più imprese, o a favore di imprese entro aree di particolare concentrazione individuate con riferimento a crisi produttive e occupazionali;
- interventi integrati di processo nei servizi generali e di climatizzazione;

nel settore agricolo e forestale (punto f):

- interventi che promuovono l'utilizzazione delle energie rinnovabili anche mediante processi integrati, atti a consentire la migliore utilizzazione delle risorse energetiche disponibili, la ottimizzazione dei rapporti costi-benefici, l'incremento e il miglioramento della produzione agricola, zootecnica e forestale

Già dal 1993 la Regione Veneto stanziava contributi, attraverso la **Legge Regionale n. 18 del 22 giugno 1993** *Interventi regionali sul territorio a favore del settore artigiano*, per sviluppare presso le imprese artigiane “impianti comuni finalizzati al risparmio energetico con priorità ai progetti di recupero e/o utilizzo di fonti energetiche alternative e/o rinnovabili”. Tali incentivi erano riconosciuti in misura massima del 30% della spesa ritenuta ammissibile e non potevano superare l'importo di 250 milioni di lire ad intervento.

Sempre relativamente al risparmio energetico nel 1996 viene sviluppata una normativa edilizia volta a favorire l'attuazione delle norme sul risparmio energetico e con **Legge Regionale n. 21 del 30 luglio 1996** la Regione stabilisce che l'ispessimento del tetto e dei solai oltre i 30 cm fino ad un massimo di 25 cm, e dei muri portanti oltre i 30 cm fino ad un massimo di 15 cm, non devono essere considerati per la determinazione dei volumi, perché costituiscono un miglioramento dei livelli di coibentazione acustica, termica e di inerzia termica.

4.2 La tutela dell'ambiente e la valutazione dell'impatto ambientale

Con **Legge Regionale n. 33 del 16 aprile del 1985** *Norme per la tutela dell'ambiente*, la Regione Veneto assume disposizioni per la tutela dell'ambiente, disciplinando l'emissione nell'atmosfera di fumi, gas, polveri, odori, provenienti da insediamenti di qualunque genere; le emissioni di vibrazioni, rumori e radiazioni elettromagnetiche, causate da sorgenti fisse, ovvero da sorgenti mobili correlate a servizi, opere e attività, la cui competenza è trasferita alla Regione; l'uso delle acque superficiali e sotterranee; lo scarico, diretto o indiretto, di reflui di qualsiasi tipo, pubblici o privati, in tutte le acque superficiali, interne o marine, pubbliche o private, nonché in fognature, sul suolo o nel sottosuolo e la realizzazione di opere rilevanti per il loro impatto ambientale.

Essa individua le competenze regionali, provinciali e comunali, escludendo in particolare le Province dall'approvazione dei progetti e delle eventuali modifiche “degli impianti per l'incenerimento dei rifiuti, o per l'utilizzazione principale degli stessi come combustibili o altro mezzo per produrre energia”, lasciando tuttavia il compito di individuare nei piani provinciali di gestione dei rifiuti, le aree non idonee alla localizzazione di impianti di smaltimento e recupero dei rifiuti.

La legge definisce in particolare le caratteristiche del Piano Regionale per l'ambiente (che coordina i piani regionali ambientali di settore quali il Piano Regionale di Risanamento dell'Atmosfera e il Piano Regionale di Risanamento delle Acque), del Piano Regionale di riduzione e smaltimento dei rifiuti solidi urbani e del Piano Regionale di riduzione e smaltimento dei rifiuti speciali (poi rivisti dalla Legge Regionale 3/2000) e infine della Valutazione d'Impatto Ambientale (successivamente rivista dalle Leggi Regionali 10/99, 24/2000 e 27/2002).

La legge 33/85 ha subito diverse modifiche nel suo impianto, la prima delle quali ad opera della **Legge Regionale n. 28 del 23 aprile 1990** *Nuove norme per la tutela dell'ambiente. Modifiche alla legge regionale 16 aprile 1985, 33* (art. 17) che ha introdotto l'art. 29 bis "Compatibilità ambientale regionale" stabilendo che:

- “1. *La compatibilità ambientale di impianti di prima categoria è valutata dalla Commissione tecnica regionale, sezione ambiente, in sede di emanazione del parere preventivo al provvedimento di approvazione.*
2. *Sono altresì soggette a verifica di compatibilità ambientale in sede di autorizzazione, approvazione o intesa regionale, le seguenti opere:*
...
d) *oleodotti e gasdotti con pressione uguale o superiore ai 64 bar o di diametro uguale o superiore a 70 cm;*
e) *elettrodotti con tensione superiore a 180 kV;*
...
Le presenti opere qualora rivestano particolare rilievo sono sottoposte al parere della Commissione tecnica regionale a sezioni riunite.
3. *Quando le opere, di cui al comma 2, non sono soggette ad autorizzazione, approvazione o intesa regionale, il rilascio della concessione edilizia è sottoposto per gli stessi fini a nulla-osta del Presidente della Giunta Regionale.*
4. *I documenti previsti per la valutazione di compatibilità ambientale consistono essenzialmente in uno studio di impatto ambientale articolato secondo i quadri di riferimento programmatico, progettuale e ambientale, di cui agli articoli 3, 4 e 5 del D.P.C.M. 27 dicembre 1998.”*

Ulteriore modifica è stata apportata dalla **Legge Regionale n. 62 del 31 ottobre 1994** *Modifiche ed integrazioni alle leggi regionali 16 aprile 1985, n. 33 e n. 23 aprile 1990, n. 28 in tema di tutela dell'ambiente*, coinvolgendo il settore energetico nella sostituzione dell'art. 26 della legge 33/85 e disponendo in particolare che (punto 1, lettera c) il piano regionale di riduzione e smaltimento dei rifiuti solidi urbani provveda a individuare gli interventi per l'organica attività di raccolta, trasporto e smaltimento dei rifiuti, anche al fine di privilegiare il recupero dei materiali e la produzione di energia.

La **Legge Regionale n. 15 del 30 marzo 1995** *Modifiche ed integrazioni alla legge regionale 16 aprile 1985, n. 33 in tema di tutela dell'ambiente*, relativamente al comparto energetico (art. 62 punto h) definisce tra le competenze della Provincia il rilascio di autorizzazioni per le operazioni di trattamento, stoccaggio e riutilizzo, come materia prima o come fonte di energia, di residui derivanti da ricicli di produzione o di consumo in un processo produttivo o di combustione.

Una modifica definitiva alla 35/85 viene apportata dalla **Legge Regionale n. 3 del 21 gennaio 2000** *Nuove norme in materia di gestione dei rifiuti*. Essa, relativamente alla parte energetica, inserisce tra le competenze della Regione, sulla base di quanto stabilito dall'art. 19 comma 1 del D. Lgs. 22/97, l'approvazione dei progetti per l'incenerimento dei rifiuti come individuato ai punti D10 e D11 dell'allegato B dello stesso decreto, o l'approvazione dei progetti per l'utilizzazione principale dei rifiuti come combustibili o altro mezzo per produrre energia come individuato al punto R1 dell'allegato C del decreto. Spetta inoltre alla Regione stabilire la tipologia e la quantità degli impianti per l'incenerimento, con recupero energetico, dei rifiuti urbani e per l'utilizzazione principale degli stessi come combustibile o altro mezzo per produrre energia.

Nel **Piano Regionale di Sviluppo 1988-1990 Legge Regionale n. 6 del 31 gennaio 1989**, la Regione Veneto rilevava la relazione tra aumento del P.I.L. e aumento dell'inquinamento, constatando come un significativo apporto all'inquinamento provenisse dalle centrali termiche alimentate da combustibili fossili, con la necessità di promuovere sia il risparmio energetico, sia la produzione di energia richiesta mediante processi meno inquinanti, definendo interventi di:

- miglioramento tecnico alle centrali per massimizzare l'efficienza degli impianti ed il rendimento delle macchine
- pulizia dei bacini per ripristinare i volumi d'invaso originari e recuperare producibilità.

La Regione stabiliva inoltre che la massima attenzione doveva essere riservata allo sviluppo dell'autoproduzione di energia connessa all'utilizzo delle piccole risorse idroelettriche ed alla cogenerazione con l'utilizzo di combustibili non tradizionali. Era sviluppata inoltre l'intenzione di realizzare reti di teleriscaldamento e di utilizzare il calore residuo delle centrali termiche per l'acquicoltura e l'agritermia. Infine affermava l'importanza del risparmio energetico e del ruolo delle reti di trasmissione e distribuzione (come riportato nella scheda seguente).

Ai buoni propositi sono tuttavia seguite scarse iniziative per lo sviluppo di incentivi a favore della realizzazione di reti di teleriscaldamento e della realizzazioni di centrali cogenerative.

Risparmio energetico e ruolo delle reti di trasmissione e distribuzione nel P.R.S. 1988-1990

"In termini generalissimi il risparmio energetico consiste nel miglioramento dei rendimenti sia in senso passivo (ridurre la dispersione del calore nei processi di riscaldamento) sia in senso attivo (migliorare i rendimenti delle macchine termiche ed elettriche). La Regione è già significativamente impegnata nel risparmio "passivo" ed intende ulteriormente impegnarsi, mentre quello attivo – su cui la Regione è impegnata – dipende in larga parte dal progresso della tecnologia e delle normative di carattere nazionale. Sottolineare l'importanza del risparmio di fonti primarie significa richiamare l'attenzione sulle "tecnologie pulite" il che equivale all'intensificazione di fonti rinnovabili quali idrica, solare, fotovoltaica, eolica e biomasse. In particolare lo sfruttamento della energia idrica, solare, fotovoltaica ed eolica non comporta la produzione ed il rischio di inquinanti all'atmosfera. Inoltre il settore elettrico, per il suo ruolo strategico e per la sua forma organizzativa, si presta alla adozione sperimentale di numerose innovazioni tecnologiche, costituendo così un presupposto indispensabile per le applicazioni successive di queste su larga scala a tutti i settori energetici e quindi al trasferimento anche verso tutto il sistema produttivo. Restrungendo l'attenzione al settore termoelettrico, accanto ai nuovi impianti policombustibili sollecitati dal nuovo PEN, la Regione intende promuovere organici rapporti con l'ENEL, gli Enti locali, le Aziende Municipalizzate e i privati autoproduttori al fine di favorire particolarmente:

- *Lo sviluppo del teleriscaldamento, la costruzione di impianti sperimentali a tecnologie emergenti (gassificazione del carbone, utilizzazione di biomasse, combustibile derivato dai rifiuti (RDF), cogenerazione, teleriscaldamento;*
- *L'utilizzazione del calore residuo delle centrali termoelettriche per l'acquicoltura e l'agritermia."*

"Poiché le reti di trasmissione, le stazioni di trasformazione, le reti di distribuzione elettrica assolvono la funzione di garantire l'alimentazione dai centri di produzione all'utenza, ad esse dovrà essere rivolta una particolare attenzione al fine di garantire le esigenze di un razionale sviluppo rispetto ai bisogni del territorio. In particolare la Regione, nella salvaguardia dell'obiettivo primario della minimizzazione dell'impatto ambientale, intende favorire lo sviluppo della rete a 380 kV che ha una capacità di trasporto molto elevato per unità di territorio interessato."

La **Legge Regionale n. 24 del 6 settembre 1991**, fissa le norme in materia di opere concernenti linee ed impianti elettrici sino a 150.000 Volt, stabilisce la struttura della domanda autorizzativa e definisce il procedimento ordinario e il procedimento abbreviato nonché definisce la pubblica utilità, urgenza e indifferibilità di queste opere. Tali competenze sono state successivamente trasferite alle Province con circolare n. 15 del 31 luglio 2001.

Con la **Legge Regionale n. 10 del 26 marzo 1999** la Regione Veneto recepisce la direttiva europea 85/337/CEE e il D.P.R. del 12 aprile 1996 introducendo e disciplinando tutta la materia legata alla valutazione d'impatto ambientale. Modifiche alla legge sono state successivamente apportate con **Legge Regionale n. 24 del 27 dicembre 2000** e con **Legge Regionale n. 27 del 16 agosto 2002**. La legge sancisce l'istituzione della Commissione Regionale V.I.A. e della Commissione Provinciale V.I.A. per l'analisi del progetto a partire dal S.I.A. (Studio di Impatto Ambientale) presentato dai proponenti, ne obbliga la sua pubblicazione e la sua presentazione al pubblico, coinvolgendo i cittadini del territorio interessato. Risulta così possibile un effettivo controllo preventivo sulla realizzazione di nuovi impianti nel territorio regionale, verificando in modo preciso e puntuale la loro compatibilità di inserimento nel territorio stesso, e riservando alla Regione la facoltà di interdizione, nel caso di V.I.A. negativo (art. 19 comma 4).

Si ricorda che ai sensi del D.P.C.M. 277/1988 gli interventi nel settore energetico soggetti a procedura di V.I.A. nazionale sono:

- raffinerie di petrolio greggio (escluse le imprese che producono solo lubrificanti dal petrolio greggio), nonché impianti di gassificazione e di liquefazione di almeno 500 t al giorno di carbone o di scisti bituminosi
- centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW, nonché centrali nucleari e altri reattori nucleari (esclusi gli impianti di ricerca per la produzione e la lavorazione delle materie fissili e fertili, la cui potenza massima non supera 1 KW di durata permanente termica)
- impianti destinati esclusivamente allo stoccaggio definitivo o all'eliminazione definitiva dei rifiuti radioattivi
- impianti di eliminazione dei rifiuti tossici e nocivi mediante incenerimento, trattamento chimico o stoccaggio a terra
- impianti destinati a trattenerne, regolare o accumulare le acque in modo durevole, di altezza superiore a 15 m o che determinano un volume d'invaso superiore a 1.000.000 m³, nonché impianti destinati a trattenerne, regolare o accumulare le acque a fini energetici in modo durevole, di altezza superiore a 10 m o che determinano un volume d'invaso superiore a 100.000 m³
- elettrodotti aerei esterni per il trasporto di energia elettrica con tensione nominale di esercizio superiore a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 15 km
- oleodotti e gasdotti di lunghezza superiore a 40 km e diametro superiore o uguale a 800 mm, esclusi quelli disciplinati dal D.P.R. 18/4/1994, n. 526
- stoccaggio di prodotti chimici, petrolchimici con capacità complessiva superiore a 80.000 m³; stoccaggio superficiale di gas naturali con una capacità complessiva superiore a 80.000 m³; stoccaggio di prodotti di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva superiore a 40.000 m³; stoccaggio di prodotti petroliferi liquidi di capacità complessiva superiore a 80.000 m³
- impianti termoelettrici con potenza elettrica complessiva superiore a 50 MW con esclusione di quelli con potenza termica fino a 300 MW di cui agli accordi di programma previsti dall'art. 22, comma 11, del D. lgs. 5/2/1997, n. 22
- impianti per la produzione dell'energia idroelettrica con potenza di concessione superiore a 30 MW incluse le dighe ed invasi direttamente asserviti
- r) stoccaggio di prodotti combustibili solidi con capacità complessiva superiore a 150.000 t
- s) impianti di gassificazione e liquefazione
- t) impianti destinati: al ritrattamento di combustibili nucleari irradiati; alla produzione o all'arricchimento di combustibili nucleari; al trattamento di combustibile nucleare irradiato o residui altamente radioattivi; esclusivamente allo stoccaggio (previsto per più di dieci anni) di combustibile nucleare irradiato o residui radioattivi in un sito diverso da quello di produzione o l'arricchimento di combustibili nucleari irradiati, per la raccolta e il trattamento di residui radioattivi

u) attività minerarie per la ricerca, la coltivazione ed il trattamento minerallurgico delle sostanze minerali di miniera ai sensi dell'art. 2, comma 2, del Regio Decreto 29/7/1927, n. 1443, e successive modifiche, ivi comprese le pertinenti discariche di residui derivanti dalle medesime attività ed alle relative lavorazioni, i cui lavori interessino direttamente aree di superficie complessiva superiore a 20 ettari

Gli impianti assoggettati al VIA regionale o provinciale relativamente al comparto energetico sono:

Allegato A1 - Progetti assoggettati alla procedura VIA in tutto il territorio regionale

- impianti di smaltimento di rifiuti urbani, con capacità superiore a 10 t/giorno, mediante operazione di incenerimento di cui all'allegato B lett. D10 e D11 del D. Lgs. n. 22/97.

Allegato A2 - Progetti assoggettati alla procedura VIA in tutto il territorio regionale

- Stoccaggio di petrolio, prodotti petroliferi, petrolchimici e chimici pericolosi, ai sensi della legge 29 maggio 1974, n. 256 e successive modificazioni, con capacità complessiva superiore a 40.000 m³.

- Elettrodotti aerei esterni per il trasporto di energia elettrica con tensione nominale superiore a 100 kV con tracciato di lunghezza superiore a 3 km

Allegato B1 - Progetti assoggettati alla procedura VIA qualora ricadano, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette.

- impianti di smaltimento di rifiuti urbani, con capacità superiore a 5 t/giorno, mediante operazione di incenerimento di cui all'allegato B lett. D10 e D11 del D. Lgs. 22/97.

- derivazioni di acque superficiali ed opere connesse che prevedano derivazioni superiori a 100 l/minuto secondo o acque sotterranee, ivi comprese acque minerali e termali, che prevedano derivazioni superiori a 25 l/minuto.

Allegato B2 - Progetti assoggettati alla procedura VIA qualora ricadano, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette.

Industria Energetica ed Estrattiva

- Impianti termici per la produzione di vapore e acqua calda con potenza complessiva superiore a 25 MW.

- Impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda.

- Impianti industriali per il trasporto del gas, vapore e dell'acqua calda che alimentano condotte con lunghezza superiore a 10 km.

- Impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento.

- Installazione di oleodotti e gasdotti con la lunghezza complessiva superiore ai 10 km.

Progetti di Infrastrutture

- Elettrodotti aerei esterni per il trasporto di energia elettrica con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 1,5 km.

Altri Progetti

- Stoccaggio di petrolio, prodotti petroliferi, petrolchimici e chimici pericolosi, ai sensi della legge 256/74 e successive modificazioni, con capacità complessiva superiore a 500 m³ e inferiore al parametro indicato per la medesima tipologia progettuale nell'allegato A2.

Allegato C3 - Progetti assoggettati alla procedura VIA qualora ricadano, anche parzialmente, all'interno di aree sensibili come individuate e classificate nell'allegato D.

Industria Energetica ed Estrattiva

- Impianti termici per la produzione di vapore e acqua calda con potenza complessiva superiore a 50 MW. (Aree sensibili A – D – E).

- Impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda. (Aree sensibili D – E).

- Impianti industriali per il trasporto del gas, vapore e dell'acqua calda che alimentano condotte con lunghezza superiore a 20 km. (Aree sensibili D – E).

- Impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento. (Aree sensibili D – E).

- Installazione di oleodotti e gasdotti con la lunghezza complessiva superiore ai 20 km. (Aree sensibili D – E).

Altri Progetti

- Stoccaggio di petrolio, prodotti petroliferi, petrolchimici e chimici pericolosi, ai sensi della legge 256/74 e successive modificazioni, con capacità complessiva superiore a 500 m³ e inferiore al parametro indicato per la medesima tipologia progettuale nell'allegato A2. (Aree sensibili A – C3 – D – E).

Allegato C3 1bis - Progetti assoggettati alla procedura VIA qualora ricadano, anche parzialmente, all'interno di aree sensibili come individuate e classificate nell'allegato D.

- Derivazioni di acque superficiali ed opere connesse che prevedano derivazioni superiori a 200 l/minuto o acque sotterranee, ivi comprese acque minerali e termali, che prevedano derivazioni superiori a 50 l/minuto. (Aree sensibili B – C3 – D – E).

Allegato C4 - Progetti assoggettati alla procedura di verifica di cui all'art. 7 qualora non sottoposti obbligatoriamente alle procedure di VIA di cui al capo III.

Industria Energetica ed Estrattiva

- Impianti termici per la produzione di vapore e acqua calda con potenza complessiva superiore a 65 MW.
- Impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda.
- Impianti industriali per il trasporto del gas, vapore e dell'acqua calda che alimentano condotte con lunghezza superiore a 26 km.
- Impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento.
- Installazione di oleodotti e gasdotti con la lunghezza complessiva superiore ai 26 km.

Progetti di infrastrutture

- Derivazioni di acque superficiali ed opere connesse che prevedano derivazioni superiori a 260 l/minuto o acque sotterranee, ivi comprese acque minerali e termali, che prevedano derivazioni superiori a 65 l/minuto.

Altri Progetti

- Stoccaggio di petrolio, prodotti petroliferi, petrolchimici e chimici pericolosi, ai sensi della legge 256/74 e successive modificazioni, con capacità complessiva superiore a 1.300 m³ e inferiore al parametro indicato per la medesima tipologia progettuale nell'allegato A2.

La Legge regionale 10/99 distingue infine i casi in cui la procedura di valutazione viene condotta a livello provinciale, piuttosto che regionale.

4.3 Politiche energetiche regionali e decentramento amministrativo

La **Legge Regionale n. 25 del 27 dicembre 2000** *Norme per la pianificazione energetica regionale, l'incentivazione del risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia* definisce le norme per la pianificazione energetica regionale, per l'incentivazione del risparmio energetico e per lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e, nell'ambito dello sviluppo in forma coordinata con lo Stato e gli Enti locali, stabilisce la predisposizione del Piano Energetico Regionale.

Secondo la legge il P.E.R. è un piano di settore proposto dalla Giunta e approvato successivamente dal Consiglio che, nel rispetto dell'art. 5 legge 10/91, determina le linee di coordinamento delle Province relativamente al risparmio energetico e alla promozione delle fonti rinnovabili.

La legge 25/2000 stabilisce, inoltre, in attuazione della politica energetica comunitaria e nazionale e nell'ambito delle competenze conferite alla Regione, le finalità del P.E.R. In particolare, il P.E.R. deve promuovere l'uso razionale dell'energia, il contenimento del consumo energetico, la riduzione dei gas serra mediante la valorizzazione e l'incentivazione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia.

Infine si stabilisce che il P.E.R. può essere attuato per singole azioni programmatiche definite “progetti finalizzati”, predisposti ed approvati dalla Giunta Regionale sentita la Commissione Consiliare competente.

Il primo passo nel processo di decentramento amministrativo e chiarimento delle competenze locali è stato compiuto dalla Regione Veneto con la **Legge Regionale n. 20 del 3 giugno 1997 Riordino delle funzioni amministrative e principi in materia di attribuzione e di delega agli enti locali**, che si conforma ai principi delle Leggi 142/90 e 59/97 e disciplina il procedimento per la legislazione regionale di riordino della funzione amministrativa degli enti locali. La Regione si riserva le funzioni di programmazione, di sviluppo, di indirizzo e di coordinamento, demandando alle Province le funzioni amministrative e di programmazione nella generalità delle materie e nell’ambito delle competenze specificamente attribuite o delegate. Ai Comuni vengono delegate la generalità delle funzioni amministrative di tipo gestionale.

Con **Legge Regionale n. 11 del 13 aprile 2001** la Regione recepisce poi il Decreto Legislativo 112/98 e individua, tra le materie indicate dal succitato Decreto, le funzioni amministrative che richiedono l’unitario esercizio a livello regionale, conferendo e disciplinando le rimanenti alle Province, ai Comuni, alle Comunità montane, alle Autonomie funzionali.

In materia energetica i compiti risultano così ripartiti:

“Art. 42- *Funzioni della Regione*

1. *Nell’ambito delle funzioni relative alla materia energetica, come definite dall’articolo 28 del decreto legislativo 112/1998 la Regione promuove e incentiva la riduzione dei consumi energetici e l’utilizzo delle fonti rinnovabili di energia.*
2. *Salvo quanto disposto dall’art. 43 e 44, la Giunta Regionale esercita le funzioni amministrative in materia di energia di cui all’art. 30, commi 1, 2 e 5 del decreto legislativo n. 112/1998, con riferimento alle concessioni di contributi ed incentivi relativi a :*
 - a. *Contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, artigianale e terziario;*
 - b. *Risparmio di energia ed utilizzazione di fonti rinnovabili di energia o assimilate;*
 - c. *Progetti dimostrativi;*
 - d. *Incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili di energia nel settore agricolo;*
 - e. *Riattivazione o costruzione o potenziamento di nuovi impianti idroelettrici.*
2. *bis. Fino all’approvazione del Piano energetico regionale di cui all’articolo 5 della legge 9 gennaio 1991, n. 10 la Giunta regionale esercita le funzioni di cui all’articolo 44, comma 2 lettera b).*

Art. 43 – *funzioni dei Comuni.*

1. *sono delegati ai comuni le funzioni e i compiti in materia di certificazione energetica degli edifici di cui all’articolo 30 della legge 9 gennaio 1991 n. 10 “Norme per l’attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell’energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia” e per i Comuni con popolazione superiore ai 30.000 abitanti anche il controllo sul rendimento energetico degli impianti termici.*

Art. 44 – *Funzioni delle Province.*

1. *Sono sub-delegate alle Province le funzioni relative alla concessione ed erogazione dei contributi in conto capitale a sostegno dell’utilizzo delle fonti rinnovabili di energia nell’edilizia, di cui all’articolo 8 della legge n. 10/1991*
2. *Le Province esercitano inoltre, nell’ambito delle linee di indirizzo e di coordinamento previste dai piani energetici regionali, le funzioni di cui all’articolo 31, comma 2, del decreto legislativo n. 112/1998, relative:*
 - a. *Alla redazione e adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico;*
All’autorizzazione all’installazione ed esercizio degli impianti di produzione di energia, inferiori a 300 MW, salvo quelli che producono energia da rifiuti ai sensi del decreto

legislativo 5 febbraio 1997, n. 22 “Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio” per i quali la competenza al rilascio delle autorizzazioni relative alla costruzione, installazione ed esercizio resta disciplinata dall’articolo 4, comma 1, lettera f), numero 2 e dall’articolo 6, comma 1, lettera c) della legge regionale 21 gennaio 2000, n. 3; in tal caso, il provvedimento che approva il progetto ed autorizza la costruzione dell’impianto costituisce anche l’autorizzazione alla produzione di energia;

- b. *Al controllo sul rendimento energetico degli impianti termici nei Comuni con popolazione inferiore ai 30.000 abitanti.”*

Successivamente, la **Legge Regionale 16 agosto 2002 n. 27** ha modificato la legge 11/01 introducendo con l’Art. 83 bis una normativa in merito alle concessioni di derivazione d’acqua. In sostanza si stabilisce la possibilità che il concessionario di derivazione di acqua per qualunque uso, la utilizzi anche per produrre energia elettrica, ma si precisa che il canone di concessione dovrà essere corrispondentemente adeguato mentre gli usi per i quali è stata rilasciata la concessione dovranno essere considerati prioritari. Viene disposto inoltre che il concessionario che voglia utilizzare l’acqua per produrre energia elettrica è tenuto a presentare la denuncia di inizio attività al competente ufficio regionale e viene chiarito che qualunque variazione delle opere di presa, o della portata derivata è sanzionabile attraverso la chiusura dell’impianto.

Con la **Delibera n. 1728 del 29 giugno 2001** la Giunta Regionale ha formalizzato il passaggio di funzioni tra organismi dello Stato e organismi della Regione in applicazione del D. Lgs. 112/98, fra le quali anche quelle relative al rilascio di concessioni per l’installazione e l’esercizio di impianti e depositi di oli minerali e relativi oleodotti, di concessioni per l’installazione e la gestione di depositi e impianti di riempimento e travaso a depositi di gas di petrolio liquefatto, di concessioni per l’attività di distribuzione e vendita di GPL in bombole ed attività di controllo connesse. Sostanzialmente con questo atto la Regione ha stabilito il passaggio delle funzioni sugli argomenti elencati alla Direzione Regionale del Commercio, mentre le procedure per l’approvazione dei progetti relativi alla rete regionale di gasdotti e per la dichiarazione di pubblica utilità ed indifferibilità ed urgenza passano all’Unità Complesse Energia.

La **Delibera n. 721 del 21 marzo 2003** della Giunta Regionale dà corso a quanto previsto dalla Legge 11/01 all’art. 83 bis, che assegnava alla Giunta stessa il compito di definire le modalità per la denuncia di inizio attività relativamente alla possibilità di utilizzo della concessione idrica a qualunque uso anche di produzione di energia elettrica e stabiliva di individuare anche le strutture regionali competenti a riceverla, le procedure conseguenti e l’esercizio dell’attività di vigilanza.

Oltre a tutte le procedure, nella norma è contenuto il seguente importante paragrafo:

“ai sensi dell’art. 22, comma 2, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, i soggetti che intendono provvedere all’installazione degli impianti idroelettrici, oggetto del presente provvedimento, devono darne comunicazione alla Regione Veneto, U.C. Energia anziché al Ministero dell’industria del Commercio e dell’Artigianato (ora Ministero delle Attività produttive), al Gestore della Rete di Trasmissione nazionale, anziché all’ENEL, e all’Ufficio Tecnico di Finanza competente per territorio. Inoltre, ai fini dell’aggiornamento dei dati conoscitivi finalizzati alla redazione all’aggiornamento del Piano energetico regionale di cui all’art. 2 della legge regionale 27 dicembre 2000, n. 25 i medesimi soggetti, entro il 31 marzo di ciascun anno, comunicano alla Regione Veneto – U. C. Energia – l’energia elettrica prodotta su base mensile nell’anno solare precedente.”

Tale procedura andrebbe ampliata ed estesa per formare il catasto degli impianti che producono energia elettrica presenti nel territorio veneto.

Un particolare problema posto dal decentramento amministrativo riguarda la competenza e la pratica autorizzativa sui nuovi impianti energetici, in particolare sulle centrali termoelettriche e sugli elettrodotti. La Direttiva 96/92/CE attuata con D. Lgs. 79/99 disponendo la liberalizzazione del mercato elettrico aveva stabilito, oltre al fatto che la produzione di energia elettrica fosse una attività libera, che gli Stati membri definissero a priori e rendessero pubblici i criteri e le procedure di autorizzazione alla costruzione di impianti sul proprio territorio, fondando su motivi obiettivi e non discriminatori l'eventuale diniego di autorizzazione.

Risultava quindi indispensabile che i criteri di valutazione per il rilascio delle autorizzazioni fossero fissati in modo omogeneo a livello nazionale, lasciando poi all'applicazione delle linee comuni così stabilite l'adeguamento alla specificità delle singole aree territoriali.

Sulla base di queste considerazioni si è sviluppato l'**Accordo tra Governo, Regioni, Province, Comuni e Comunità montane del 5 settembre 2002** *relativamente ai criteri generali di valutazione dei progetti di costruzione ed esercizio di impianti di produzione di energia elettrica, nonché ai compiti e alle funzioni amministrative nel settore della produzione di energia elettrica.*

Tale accordo analizza il quadro di riferimento legislativo e sviluppa delle considerazioni generali in merito all'opportunità di individuare criteri comuni per la valutazione dei progetti di nuove centrali elettriche o di un potenziamento delle esistenti, anche per accelerare la valutazione stessa, salvaguardando nel contempo la possibilità, al fine di assicurare la sostenibilità ambientale, di sviluppare, contestualmente all'autorizzazione, accordi che individuino misure di comprensione ambientale locale.

L'accordo stabilisce perciò criteri generali di valutazione dei progetti e di adeguatezza della collocazione e della coerenza territoriale e risulta articolato come nel seguito.

"A) Criteri generali

- a. compatibilità che gli strumenti di pianificazione esistenti generali e settoriali d'ambito regionale e locale, anche ai sensi del D. Lgs. 351/99.*
- b. Coerenza con le esigenze di fabbisogno energetico e dello sviluppo produttivo della regione o della zona interessata dalla richiesta, con riferimento anche alle ricadute di soddisfacimento del fabbisogno energetico e di sviluppo produttivo sulle regioni confinanti;*
- c. Coerenza con le esigenze di diversificazione delle fonti primarie e delle tecnologie produttive; saranno in ogni caso considerati coerenti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, come definite dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 che risultano congruenti con gli atti e gli indirizzi regionali;*
- d. Grado di innovazione tecnologica, con particolare riferimento al rendimento energetico ed al livello di emissioni dell'impianto proposto;*
- e. Utilizzo delle migliori tecnologie ai fini energetici e ambientali, con particolare riferimento alla minimizzazione delle emissioni di NO_x e CO, tenendo conto della specifica dimensione d'impianto;*
- f. Massimo utilizzo possibile dell'energia termica cogenerata;*
- g. Riduzione o eliminazione, ove esistano, di altre fonti di produzione di energia e di calore documentata con apposite convenzioni e accordi volontari con le aziende interessate;*
- h. Diffusione del teleriscaldamento, in relazione alla specifica collocazione dell'impianto, finalizzato alla climatizzazione anche delle piccole utenze produttive e delle utenze private di piccole dimensioni, con la messa a disposizione di un servizio di pubblica utilità per i centri urbani coinvolti;*
- i. Minimizzazione dei costi di trasporto dell'energia e dell'impianto ambientale delle nuove infrastrutture di collegamento dell'impianto proposto alle reti esistenti;*
- j. Riutilizzo prioritario di stili industriali già esistenti, anche nell'ambito dei piani di riconversione di aree industriali;*
- k. Concorso alla valorizzazione e riqualificazione delle aree territoriali interessate compreso il contributo allo sviluppo e all'adeguamento della forestazione ovvero tutte le altre misure*

di compensazione delle criticità ambientali territoriali assunte anche a seguito di eventuali accordi tra il proponente e l'Ente locale;

- l. Completezza ed affidabilità delle modalità previste per ottemperare all'obbligo posto dall'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79, relativamente all'immissione di nuova energia da fonti rinnovabili;
- m. Nel caso uno stesso territorio sia interessato da più progetti le Regioni possono promuovere la valutazione comparativa degli stessi sulla base dei criteri suesposti.

B) *Adeguatezza della collocazione e della coerenza territoriale*

1. Fatti salvi gli approfondimenti in sede di valutazione d'impatto ambientale, nonché gli indirizzi programmatori derivanti da atti regionali, dai piani territoriali di coordinamento provinciale e dai piani comunali e provinciali energetici, verranno tenute in considerazione, oltre ai criteri generali:
 - a. l'esistenza di eventuali aree individuate come ambientalmente critiche ai sensi della legge 19 maggio 1997 n. 137, nelle quali è consentito l'insediamento di nuovi impianti, a condizione che i medesimi utilizzino la migliore tecnologia industriale disponibile per l'abbattimento delle emissioni e contribuiscano a migliorare la situazione preesistente, coerentemente con il piano previsto per l'area suddetta;
 - b. l'esistenza di eventuali aree dal piano delle qualità dell'aria e da altri strumenti di programmazione come critiche, nelle quali è consentito l'insediamento di nuovi impianti termoelettrici, a condizione che i medesimi utilizzino la migliore tecnologia industriale disponibile per l'abbattimento delle emissioni e contribuiscano a migliorare la situazione preesistente, coerentemente con il piano previsto per l'area suddetta;
 - c. l'esistenza di centrali termoelettriche suscettibili di risanamento, ammodernamento e innovazione tecnologica, anche attraverso il loro ripotenziamento;

C) *Nella valutazione complessiva del progetto si terrà in considerazione altresì l'impatto occupazionale ed economico sul tessuto produttivo locale, considerato nel suo bilancio complessivo esistente in relazione alla situazione economica locale;*

D) *Le richieste di autorizzazione di nuovi impianti, o di potenziamento o ristrutturazione di impianti esistenti, vengono esaminate singolarmente, secondo l'ordine di priorità temporale di presentazione delle domande;*

Nella valutazione verrà specificato l'eventuale carattere di priorità attribuito, sulla base dei criteri generali di cui alla lettera A, ad un progetto valutato positivamente, al fine di valorizzare gli aspetti positivi, che qualificano il progetto come meritevole di appoggio da parte di tutte le amministrazioni coinvolte, e gli aspetti migliorabili, in un'ottica di massimizzazione dei benefici.

Il giudizio negativo verrà anch'esso motivato, tenendo conto dei criteri sopraelencati;

E) *L'autorizzazione rilasciata ai diversi livelli istituzionali dovrà avere una validità temporale definita (un anno normalmente, modificabile in presenza di progetti di particolare complessità o motivi particolari) per l'inizio dei lavori di realizzazione."*

Un atto importante nel definire e coordinare le politiche energetiche locali è anche l'**Accordo Regioni e Autonomie locali** sottoscritto a Torino il **5 giugno 2001** Protocollo di intesa della Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province autonome per il coordinamento delle politiche finalizzate alla riduzione delle emissioni gas-serra nell'atmosfera. Questo accordo richiama l'importanza della definizione dei Piani Energetico-Ambientali Regionali, prefiggendosi lo scopo di "pervenire alla riduzione dei gas-serra, così contribuendo" con l'assunzione di obiettivi regionali congruenti "all'impegno assunto dallo Stato italiano nell'ambito degli obblighi della UE stabiliti dagli accordi internazionali e programmato nella delibera CIPE 137/98 del 19 novembre 1998". I Piani Energetico-Ambientali sono visti, in particolare, come strumenti quadro flessibili, che prevedono azioni per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, la razionalizzazione della

produzione energetica, in particolare quella elettrica, la riduzione dei consumi energetici e ottimizzazioni tecniche che devono vedere coinvolte sia l'offerta che la domanda. Vengono inoltre richiamati la necessità di un raccordo ed integrazione con gli altri settori di programmazione, l'importanza dello sviluppo dell'innovazione e il ruolo determinante degli strumenti finanziari e delle leve fiscali tariffarie ed incentivanti.

4.4 Sviluppi recenti

La Regione Veneto in conformità a quanto stabilito da diverse leggi regionali ha promosso la produzione di biomasse attraverso la **Legge Regionale n. 14 del 2 maggio 2003** *Interventi agro-forestali per la produzione di biomasse* prevedendo l'utilizzo di queste colture anche per la produzione di energia, la produzione di fibra oppure per gli assortimenti da lavoro. La legge intende sviluppare la filiera agricoltura-legno-energia sulle linee di quanto indicato dal Piano di sviluppo rurale, proponendosi in particolare, tra le varie finalità, di individuare opportunità alternative di reddito collegate alla produzione di energie rinnovabili e di favorire l'assorbimento di anidride carbonica CO₂ da parte di nuove formazioni arboree.

Nella seduta del Consiglio Regionale Veneto del 16 ottobre 2003 viene presentata la risoluzione "Per una iniziativa strategica regionale in materia di energia compatibile con l'ambiente, la qualità della vita, per uno sviluppo eco-compatibile", che porta alla **Deliberazione n. 46 del 2003**. Questa, dopo diversi richiami alle leggi dello Stato e della Regione e al protocollo d'intesa con l'ENEL stipulato in data 25 marzo 2003, interroga la Giunta su punti precisi di notevole rilevanza per la definizione del piano energetico. In particolare la Giunta Regionale è impegnata:

“ *alla redazione del Piano energetico ambientale regionale strutturato, per quanto concerne l'energia elettrica, sulla definizioni delle seguenti questioni:*

- 1. definizione dell'attuale assetto di produzione elettrica in Veneto con un programma di ottimizzazione della produzione sulle attuali centrali con la modernizzazione degli impianti, le ambientalizzazioni, la manutenzione dei bacini idrici e le strutture connesse;*
- 2. la realizzazione di nuove centrali in veneto potrà avvenire solo dopo la piena realizzazione del progetto di cui al comma precedente e a fronte di un oggettivo bisogno di maggiore produzione elettrica in Regione;*
- 3. verifica della tempistica dei lavori di ambientalizzazione della centrale ENEL di Porto Tolle secondo il progetto approvato, impedendo pericolosi slittamenti temporali, dandone opportuna comunicazione alla competente Commissione consiliare;*
- 4. un osservatorio permanente sulla situazione della rete di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, sul suo ammodernamento, la sua efficienza ed affidabilità al fine di ridurre le condizioni di rischio e di interruzione per guasti;*
- 5. il controllo sugli accordi con l'ENEL soprarichiamati attraverso una precisazione dei tempi della loro attuazione. L'accordo dovrà essere opportunamente reso pubblico;*
- 6. un progetto veneto di incentivazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili: fotovoltaica, solare-termica, eolica e piccole centrali idroelettriche con relativo programma di incentivi, agevolazioni;*
- 7. definizione di un programma di incentivazione all'innovazione orientato alla ricerca e allo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione e il risparmio/isolamento termico;*
- 8. definizione delle linee guida per promuovere e incentivare la razionalizzazione e il contenimento del consumo di energia elettrica sia per uso domestico che per uso produttivo.”*

Il 6 Aprile 2004 la Regione con la **Deliberazione della Giunta Regionale n° 1000**, *Derivazioni d'acqua ad uso idroelettrico – D.lgs 387/2003; L.R. 26 marzo 1999, n° 10 e successive*

modifiche ed integrazioni – R.D. 1775/1933. *Criteri e procedure*, recepiva quanto stabilito con l'art. 12 “ Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative”, del D.lgs. 29 dicembre 2003 n° 387, che dispone, per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, un'unica autorizzazione a carico della Regione.

Tale deliberazione modifica ed integra quanto stabilito dalla L.R. 26 marzo 1999, n°10 modificato dalla L.R. n° 24 del 27 dicembre 2000 e dalla L.R. n°27 del 16 agosto 2002, la quale prevedeva che, gli impianti di produzione inclusi nelle tipologie riportate negli allegati di dette leggi, fossero sottoposti ad una valutazione preventiva di impatto ambientale delle opere.

Con questo provvedimento, relativamente agli impianti idroelettrici, la Regione specifica ed ottimizza le modalità operative, procedurali ed istruttorie e definisce i tempi di rilascio delle concessioni.

Suddivide gli interventi in due tipologie:

- a) Interventi per i quali né le opere né le derivazioni d'acqua (sulla base di quanto disposto dalla precedente normativa) sono soggette a procedure VIA
- b) Interventi per i quali le opere e/o le derivazioni d'acqua (sulla base di quanto disposto dalla precedente normativa) sono soggette a procedure VIA

Inoltre fornisce tutte le direttive, i criteri e le modalità alle quali le strutture regionali competenti devono attenersi, nel trattare le richieste di concessione di derivazione d'acqua per uso idroelettrico, e nelle procedure di valutazione di impatto ambientale quando previsto.

4.5 Altri strumenti di pianificazione del territorio regionale

La Regione Veneto nel 2003, nel presentare gli obiettivi di programmazione del settore energia predisposti nel **P.R.S. 2003 Programma regionale di sviluppo**, traccia un quadro di riferimento con gli indirizzi della politica energetica regionale.

Il P.R.S. ricorda l'impegno ad elaborare il Piano Energetico assunto con l'accordo Regioni Autonomie locali sottoscritto a Torino il 5 giugno 2001. Tale Piano dovrà essere redatto “sulla base dell'evoluzione dei bilanci energetici regionali e valutando anche gli aspetti ambientali” in modo da integrare i numerosi piani di settore tra i quali:

- Piano regionale per la gestione dei rifiuti urbani;
- Piano regionale per la gestione dei rifiuti speciali;
- Piano regionale di tutela e risanamento dell'atmosfera;
- Piano regionale per la bonifica e il risanamento delle aree inquinate;
- Piano regionale dei trasporti;
- Programmazione della rete di distribuzione di carburanti.

Nelle linee guida della politica energetica Regionale stabilisce che:

- a) la pianificazione energetica regionale dovrà prevedere interventi sul lato dell'offerta di energia (produzione), sulle infrastrutture di trasporto e di distribuzione (elettrodotti, gasdotti, oleodotto) e sul lato della domanda (razionalizzazione dei consumi);
- b) si dovranno definire le caratteristiche di idoneità dei siti per la localizzazione dei nuovi impianti di produzione di energia da fonti fossili, tenendo conto dei criteri di valutazione dei progetti di costruzione e di esercizio delle centrali indicati nell'Accordo Governo-Enti locali del 5 settembre 2002.
- c) la pianificazione energetica regionale dovrà consentire al sistema produttivo regionale l'autoproduzione di energia elettrica con impianti di piccola taglia (<25 MW) secondo un nuovo modello di “generazione distribuita”. A tal fine dovrà essere prevista, ferma restando l'esigenza di tutele dell'ambiente, una semplificazione delle procedure;

d) con riferimento alle infrastrutture di trasporto e di distribuzione di energia, il piano energetico regionale dovrà individuare modalità operative efficaci per un corretto utilizzo della capacità di trasporto della rete esistente e per una programmazione delle realizzazioni sul territorio, attuata anche attraverso uno scambio di informazioni con i soggetti promotori degli interventi.

e) si dovrà favorire il coordinamento delle aziende dei servizi pubblici del Veneto sia per la produzione di energia elettrica da fonti fossili, sia soprattutto per la realizzazione di impianti di termovalorizzazione dei rifiuti e per la connessa distribuzione del calore mediante teleriscaldamento.

Relativamente agli strumenti di attuazione del piano il P.R.S. indica la necessità di:

- prevedere un coordinamento dei strumenti pubblici di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili e di uso razionale di energia;
- favorire l’apporto di capitale privato attraverso la promozione della finanza di progetto e delle società di servizi energetici che investono nel recupero dell’efficienza energetica;
- definire, anche attraverso i mezzi di comunicazione di massa, la realizzazione di progetti dimostrativi regionali al fine di stimolare l’imitazione e la replica degli interventi;
- attuare politiche di formazione e di informazione nel settore energetico;
- prevedere un sistema di rilevazione dei dati della produzione di energia da fonti rinnovabili nonché l’implementazione di una metodologia statistica per l’acquisizione e l’elaborazione dei dati relativi ai consumi energetici regionali.

Il **Piano di Sviluppo Rurale per il periodo 2000 – 2006** (approvato con Deliberazione n. 3079 del 29 settembre 2000) prevede nell’Azione 6, l’incentivazione delle colture ai fini energetici e poneva tra gli obiettivi quello di “diffusione di colture poliannuali a fini energetici” (punto a).

Tra i contenuti della sua azione vi è l’impianto e il mantenimento di colture poliannuali ai fini energetici con una superficie minima di 5000 mq e una durata dell’impegno per le colture erbacee di 10 anni e per le colture arboree di 20 anni.

Definisce aree, categorie interessate e modalità applicative.

Come impatti economici, ambientali, sociali e risultati attesi si propone:

- Risparmio di tonnellate di petrolio equivalente.
- Riduzione emissioni di CO₂ in atmosfera.
- Riduzione rilascio nutrienti e residui di principi attivi nel terreno.
- Formazione di nuovi posti di lavoro in aziende agricole, che dedicano terreni alla coltura a fini energetici e nella filiera delle biomasse.

Nel **Piano Regionale per la gestione rifiuti urbani** in fase di approvazione, all’elaborato D, si affronta la “Organizzazione del sistema di recupero energetico dei rifiuti urbani e stima degli organi finanziari”, definendo le competenze regionali, effettuando la stima delle quantità di riferimento per recupero energetico, valutando la situazione impiantistica in essere e sviluppando le proposte.

Il piano stabilisce che la Regione definisca, tenendo conto dei vincoli derivanti dalla normativa statale:

- i criteri per la localizzazione e le modalità di costruzione degli impianti di trattamento termico con recupero energetico dei rifiuti grezzi;
- le scelte di pianificazione per lo sviluppo della produzione del CDR e suo utilizzo in impianti di produzione di energia;

con l’obiettivo di favorire il raggiungimento di uno sviluppo sostenibile attraverso una limitazione dello sfruttamento delle risorse non rinnovabili del pianeta. Propone inoltre di:

- creare e consolidare sistemi integrati di smaltimento dei rifiuti che favoriscano il recupero energetico, sotto forma di calore e di energia elettrica, della quota di rifiuti che residua a valle della raccolta differenziata;
- favorire, nelle attività produttive, l'impiego di CDR in sostituzione dei combustibili fossili tradizionali con ciò limitando contestualmente l'inquinamento causato dal sistema di trasporto attuale;
- definire e consolidare l'azione di governo degli Enti pubblici territoriali sulle attività di trattamento termico dei rifiuti;
- promuovere e sviluppare il teleriscaldamento con l'obiettivo di ridurre le emissioni in atmosfera nel rispetto dei principi del protocollo di Kyoto sulla riduzione dei gas responsabili dell'effetto serra.

Gli impianti, inoltre, dovranno garantire:

- la minimizzazione della produzione di ceneri volanti e di scorie;
- la minimizzazione del contenuto di incombusti putrescibili nelle scorie, fermo restando il limite al contenuto di incombusti in genere fissato dal D.M.A. 503/97.

Dopo tutta una serie di analisi il piano evidenzia inoltre due possibili scenari.

Lo scenario 1 prevede che, oltre al potenziamento della capacità di trattamento dell'impianto di Ca' del Bue, vengano realizzati almeno 3 nuovi impianti a servizio dei "bacini d'utenza energetici" situati tra Belluno - Treviso, Verona - Vicenza e Padova - Rovigo e la possibilità di costruire un nuovo impianto in provincia di Venezia, per ulteriori 710.000 t/anno di rifiuto trattato.

Il secondo scenario che prefigura il soddisfacimento di tutto il fabbisogno di termovalorizzazione in vaso mediante l'impiego di impianti di recupero alimentati a CDR soprattutto di natura industriale. Esso prevede infatti la possibilità dell'utilizzo del CDR come sostitutivo parziale di combustibile solido, ipotizza tale utilizzo nei cementifici, conferma l'utilizzo del CDR nella centrale ENEL di Fusina e propone di incentivare le richieste di utilizzo CDR in nuovi impianti dedicati di cogenerazione che dovrebbero favorire la produzione combinata di energia elettrica e calore.

La realizzazione dei succitati impianti dovrebbe privilegiare:

- la dismissione di corrispondenti impianti industriali di produzione di calore di potenzialità inferiore;
- la fornitura di calore (teleriscaldamento) a nuclei abitati, con conseguente dismissione di corrispondenti impianti termici privati;
- la fornitura di energia elettrica a distretti industriali.

Un ulteriore importante contributo al Piano Energetico è fornito dall'elaborato E dove sono sviluppati i criteri per l'individuazione da parte delle Province, delle aree non idonee alla localizzazione degli impianti di smaltimento e recupero rifiuti, nonché l'individuazione dei luoghi e impianti adatti allo smaltimento.

Il Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera, approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale del Veneto n. 57 dell' 11 novembre 2004, individua tra i settori strategici d'intervento:

- il biogas dalle discariche dei rifiuti
- gli impianti di incenerimento di rifiuti.

In particolare per migliorare lo sfruttamento del biogas da discariche definisce una scala di priorità d'utilizzo:

- produzione combinata di calore e elettricità (cogenerazione)
- produzione di energia elettrica
- produzione di energia termica

puntando al raddoppio della produzione annuale di energia da biogas e stabilendo che " *i progetti di riutilizzo del biogas avranno una priorità di finanziamento nell'ambito dei fondi disponibili per le fonti di energia rinnovabili ed assimilate e per la gestione dei rifiuti*".

Relativamente agli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani richiede soluzioni che mitighino il loro impatto ambientale a livello locale, richiesta, questa, che va considerata nella stesura di questo piano. Rileva anche il problema della C.le di Porto Tolle e riporta gli estremi dell'accordo siglato tra ENEL e Regione.

Sviluppa misure di contenimento delle emissioni inquinanti in atmosfera nei vari settori (trasporti, residenziale, industriale) e individua azioni che, riducendo sostanzialmente l'utilizzo di combustibile, incentivano il risparmio energetico, queste azioni vanno, naturalmente, coordinate con gli interventi proposti in questo piano.

Il Piano di tutela e risanamento dell'atmosfera realizza, anche, delle zonizzazioni del territorio individuate sulla base del grado di inquinamento rilevato (comuni di fascia A, comuni di fascia B e Comuni di fascia C), all'interno delle quali prevede l'applicazione di "misure di carattere generale, azioni integrate e azioni dirette" volte a mitigare/ risolvere il problema, risanare e mantenere. Nella Zona A sono previste anche "azioni specifiche" per le attività industriali.

I provvedimenti previsti nel Piano di azione dal Piano regionale di tutela e risanamento dell'atmosfera, o nei provvedimenti collegati, riguardano interventi finalizzati alla riduzione delle emissioni dovute agli impianti produttivi, sia termici che tecnologici, ed a tutte le altre attività che causano inquinamento atmosferico, presenti nelle stesse aree, o in aree viciniori. Hanno un ruolo decisivo, pertanto, anche il traffico veicolare, gli impianti termici civili, le eventuali centrali termoelettriche, gli impianti di trattamento dei rifiuti e delle acque reflue, ed altre, come meglio indicato nelle specifiche sezioni del Piano.

Considerata la "speciale attenzione" che il Piano di tutela e risanamento dell'atmosfera riserva per le sopraccitate aree, anche il presente piano, nelle stesse aree, potrà riconoscere la possibilità di realizzare centrali di produzione elettrica solo nel caso siano previsti progetti che sviluppino la compensazione delle emissioni in atmosfera.

Il piano dedica un paragrafo specifico alle politiche energetiche, indicando che gli interventi e le decisioni in materia di energia devono mirare ad una costante riduzione delle emissioni di tutti i macro- e micro-inquinanti, ad un uso più efficiente delle fonti energetiche e ad un uso più efficiente dell'energia prodotta. Tra le tecnologie e le pratiche da privilegiare, sostenere e sviluppare sono indicati il teleriscaldamento e il telecondizionamento associati a centrali di cogenerazione (produzione combinata di calore ed energia elettrica) del tipo a turbogas, la cogenerazione per usi industriali e civili e il risparmio energetico. Vanno inoltre favoriti e promossi l'utilizzo di fonti rinnovabili e assimilate, il recupero energetico, l'impiego dei rifiuti, con particolare riguardo alla legna e suoi scarti, come fonte di energia, in impianti dotati di idonei sistemi di regolazione e di abbattimento degli inquinanti e nelle aree a bassa densità di popolazione e lo sviluppo di reti di teleriscaldamento alimentate con biomassa.

Per il rilascio di autorizzazioni e pareri riguardanti la modifica delle centrali termoelettriche esistenti e la realizzazione di nuove centrali, di potenza superiore a 50 MW termici, il Piano invita a seguire i criteri indicati nel citato Accordo Stato-Regioni del 5 settembre 2002 fra Governo, Regioni, Province, Comuni e Comunità montane.

Ai sensi del Piano la Regione coordina le linee di politica energetica con le Province e queste a loro volta con i Comuni, fornendo la necessaria collaborazione nella redazione dei Piani energetici comunali di cui alla Legge 10/91. Regione e Province sono tenute a svolgere azioni di promozione per razionalizzare l'uso di energia elettrica in fasce orarie a scarso utilizzo.

Con frequenza biennale, i Comuni con più di quarantamila abitanti e le Province per la restante parte del territorio devono inviare alla Regione una relazione sulle caratteristiche e sullo stato di efficienza e manutenzione degli impianti termici nel territorio di propria competenza, mentre, con frequenza annuale, i gestori degli impianti di cogenerazione, teleriscaldamento e riutilizzo di fonti energetiche rinnovabili, compresi i rifiuti, di potenza

termica superiore a 0,5 MW, inviano alla Regione Veneto, una relazione riassuntiva sulla produzione annuale di energia.

4.6 Disponibilità finanziaria

I fondi di cui la Regione Veneto può disporre, annualmente, per attività in campo energetico derivanti dalla normativa nazionale sono: (in miliardi di euro) circa 6,60 derivanti dalla carbon tax DMA 21/05/01 (non si sa se sarà riconfermato); circa 2,20 derivanti dal D.L. 112/98; circa 4,05 derivanti dall'1% accisa sulle benzine.

Inoltre la Regione si è posta come obiettivi, relativamente alla misura 2.2 del DOCUP "interventi di carattere energetico" quelli di:

- a. aumentare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili;
- b. incentivare il risparmio energetico e il miglioramento degli impianti;
- c. realizzare progetti dimostrativi per la promozione del risparmio energetico.

Per la finalità A sono previsti : impianti per l'utilizzo di biomasse per la produzione di energia termica e/o elettrica, anche connessi a rete di distribuzione del calore; impianti idroelettrici fino a 10 MW ; impianti per l'utilizzo dell'energia solare; impianti e/o reti per l'utilizzazione energetica delle risorse geotermiche.

Per la finalità B la misura si propone di incentivare: impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore da fonti convenzionali; sistemi di recupero di energia termica e/o meccanica in processi o in impianti e sistemi atti ridurre i consumi di combustibili e le immissioni in atmosfera; realizzazione di reti pubbliche di teleriscaldamento; ottimizzazione della produzione di energia elettrica in relazione alla richiesta della rete.

Per la finalità C è prevista la realizzazione di edifici dimostrativi, di proprietà pubblica, con destinazione culturale, ricreativa, sportiva, che prevedono l'integrazione di sistemi solari attivi e passivi e l'adozione di componenti edilizi e impiantistici innovativi volti a ridurre i consumi energetici.

Un bando relativo alla 2.2 è stato pubblicato in data 12/7/2002 sul bollettino ufficiale della Regione.

Fino ad oggi sono stati sviluppati dalla Regione Veneto degli interventi che hanno portato ad impegnare circa 17.000.000 di € suddivisi come di seguito riportato.

Tab. 5: Legge Regionale 25/2000: finanziamento regionale di infrastrutture energetiche

	Tipologia di intervento	N° interventi	investimento finanziabile	contributo
Anno 2001			€	€
	centraline idroelettriche con potenza fino a 300 kW	6	1.088.218,58	326.465,57
	impianti fotovoltaici in edifici non allacciati alla rete	10	869.309,30	869.309,30
	utilizzo energetica delle biomasse legnose	2	249.825,64	76.420,36
Anno 2002				
	impianti di cogenerazione e teleriscaldamento	1	1.024.134,00	502.770,84
	recupero di energia da espansione di gas naturale	1	976.103,00	292.830,90
	impianti fotovoltaici in edifici non allacciati alla rete	6	495.000,00	495.000,00
Anno 2003				
	utilizzo energetica delle biomasse legnose	2	14.961.149,41	1.950.000,00

Tab. 6: DOCUP Obiettivo 2 2000 – 2006 Asse 2 misura 2.2 investimenti di carattere energetico

	Tipologia di intervento	N° interventi	investimento finanziabile	contributo
Anno 2003			€	€
	utilizzo energetica delle biomasse legnose	7	2.390.496,39	1.195.248,22
	centraline idroelettriche con potenza fino a 10 MW	22	13.175.157,44	3.952.547,25
	sistemi solari attivi	25	6.128.865,71	5.546.035,71
	reti pubbliche di teleriscaldamento	5	3.928.275,65	1.827.400,95

Per ora i contributi sono stati sostanzialmente impegnati e gli effetti di questi interventi si devono ancora vedere.

Riferimenti

- [1] Commissione Europea, 1995, *Libro Verde - Per una politica energetica dell'Unione europea*, Bruxelles, 11 gennaio 1995, COM(94) 659
- [2] Commissione Europea, 1995, *Libro bianco - Una politica dell'energia per l'Unione europea*, Bruxelles 13 dicembre 1995, COM(95) 682
- [3] Commissione Europea, 1997, *Panoramica della politica e delle azioni energetiche*, Bruxelles, 23 aprile 1997, COM(97) 167 def.
- [4] Commissione Europea, 2000, *Libro Verde – Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico*, 29 novembre 2000, COM(2000) 769
- [5] Commissione Europea, 2002, *Comunicazione della Commissione – Relazione finale sul Libro verde Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico*, 26 giugno 2002, COM(2002) 321
- [6] Commissione Europea, 1997, *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili*, 12 settembre 2001, COM(1997) 599
- [7] Commissione Europea, 2001, *La politica europea dei trasporti fino al 2010: il momento delle scelte*, 12 settembre 2001, COM(2001) 370 def.
- [8] Commissione Europea, 2003, *Proposta di Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e per gli investimenti nelle infrastrutture*, 10 dicembre 2003, COM(2003) 740 def.
- [9] First Competitiveness Advisory Group, 1996, *Enhancing European Competitiveness - Fourth Report to the President of the Commission, the Prime Ministers and Heads of State*, December 1996
- [10] Commissione Europea, 1998, *L'efficienza energetica nella Comunità europea – Verso una strategia per l'uso razionale dell'energia*, 29 aprile 1998, COM(1998) 246 def.
- [11] Consiglio Europeo, 1998, *Risoluzione relativa all'efficienza energetica*, 7 dicembre 1998, GU C 394/01 del 17.12.1998
- [12] Commissione Europea, 2000, *Piano d'azione per migliorare l'efficienza energetica nella Comunità europea*, 26 aprile 2000, COM(2000) 247 def.
- [13] Commissione Europea, 2003, *Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa all'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia e recante modifica della direttiva 92/42/CEE del Consiglio*, 1 agosto 2003, COM(2003) 453 def.

- [14] Commissione Europea, 2003, *Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici*, 10 dicembre 2003, COM(2003) 739 def.
- [15] Commissione Europea, 1997, *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili - Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità*, COM(97) 0599 def.
- [16] Commissione Europea, 2001, *Comunicazione sull'attuazione della strategia e del piano di azione della Comunità sulle fonti energetiche rinnovabili (1998-2000)*, 16 febbraio 2001, COM(2001) 69 def.
- [17] Commissione Europea, 2004, *Quota di energia rinnovabile nell'Unione europea – Rapporto della Commissione secondo l'art. 3 della Direttiva 2001/77/CE*, 26 maggio 2004, COM(2004) 366 def.
- [18] Commissione Europea, 2001, *Sviluppo sostenibile in Europa per un mondo migliore: strategia dell'Unione europea per lo sviluppo sostenibile*, 15 maggio 2001, COM(2001) 264 def.
- [19] Commissione Europea, 2002, *Verso un partenariato mondiale per uno sviluppo sostenibile*, COM(2002) 82 def.
- [20] Commissione Europea, 1997, *La dimensione energetica del cambiamento climatico*, 14 maggio 1997, COM(1997) 196 def.
- [21] Commissione Europea, 1998, *Integrazione della dimensione ambientale nella politica energetica europea*, 14 ottobre 1998, COM(1998) 571 def.
- [22] Commissione Europea, 2003, *Relazione sull'applicazione e sull'efficacia della direttiva VIA (Dir. 85/337/CEE, modif. dalla Dir. 97/11/CE). Risultati ottenuti dagli Stati membri nell'attuazione della direttiva VIA*, 23 giugno 2003, COM(2003) 334 def.
- [23] Commissione Europea, Direttorato Generale JRC, EIPPCB, 2003, *IPPC Draft Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants*, march 2003.
- [24] Commissione Europea, 2003, *Sulla via della produzione sostenibile - Progressi nell'attuazione della direttiva 96/61/CE del Consiglio sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento*, COM(2003) 354 def.
- [25] IEA, 2002, *Dealing with climate change, Policies and measures in IEA Member Countries*, 2002 Edition, IEA Publications, Paris.
- [26] Commissione Europea, 2000, *Sulle politiche e misure dell'Unione europea per ridurre le emissioni di gas a effetto serra: verso un programma europeo per il cambiamento climatico (ECCP)*, COM(2000) 0088 def.
- [27] ECCP, 2002, *Second ECCP Progress Report – Can we meet our Kyoto targets?*, April 2002
- [28] Commissione Europea, 2000, *Libro verde sullo scambio dei diritti di emissione di gas ad effetto serra all'interno dell'Unione europea*, COM(2000) 0087 def.
- [29] M. Babiker, J. Reilly, L. Viguier, *Is international emission trading always beneficial?*, Energy Journal, vol. 25 (2), 33-56.
- [30] A. Karmaly, M. Price-Jones, 2002, *Carbon and the strategic implications of emission limits on European power*, Power Economics, July/August 2002.
- [31] Global Insight, 2004, *Impact of the EU ETS*, in *European Power Price Service*, Q1 2004.
- [32] Ilex Energy Consulting, 2004, *Impact of the EU ETS on European Electricity prices – a report to DTI*, July 2004.
- [33] Commissione Internazionale per la Protezione dalle Radiazioni Non Ionizzanti (ICNIRP), 1998, *Guidelines for Limiting Exposure to Time-varying Electric, Magnetic, and Electromagnetic Fields (up to 300 GHz)*, Health Physics, vol. 74, 494-522.
- [34] Commissione Europea, 2003, *Strategia europea per l'ambiente e la salute*, COM(2003) 0338 def.
- [35] Consiglio Europeo, 1999, *Raccomandazione del Consiglio, del 12 luglio 1999, relativa alla limitazione dell'esposizione della popolazione ai campi elettromagnetici (da 0 Hz a 300 GHz)*.
- [36] Commissione Europea, 2003, *Background Report, Undergrounding of Electricity Lines in Europe*, Brussels 10 December 2003.

- [37] B. Menne, A. Markandya, 2004, *Energy, sustainable development and health*, World Health Organization, Regional Office for Europe, Global change and health series
 - [38] European Environment Agency, 2004, *Energy subsidies in the European Union: a brief overview, EEA Technical Report*.
 - [39] Regolamento (CE) n. 1260/1999 del Consiglio, del 21 giugno 1999, *recante disposizioni generali sui Fondi Strutturali*.
 - [40] Commissione Europea, 2004, *Costruire il nostro futuro comune: sfide politiche e mezzi di budget dell'Unione allargate*, COM(2004) 101 def.
 - [41] Decisione n. 182/1999/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 dicembre 1998, *relativa al Quinto programma quadro delle azioni comunitarie di ricerca, di sviluppo tecnologico e di dimostrazione (1998-2002)*.
 - [42] Decisione n. 170/1999/CE del Consiglio, del 25 gennaio 1999, *che adotta un programma specifico di ricerca, di sviluppo tecnologico e di dimostrazione nel settore "Energia, ambiente e sviluppo sostenibile" (1998-2002)*.
 - [43] Decisione n. 1513/2002/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 giugno 2002, *relativa al Sesto programma quadro di azioni comunitarie di ricerca, di sviluppo tecnologico e di dimostrazione volto a contribuire alla realizzazione dello Spazio europeo della ricerca e all'innovazione (2002-2006)*.
 - [44] Decisione n. 21/1999/CE del Consiglio, del 14 dicembre 1998, *che adotta un programma quadro di azioni nel settore dell'energia (1998-2002) e misure connesse*.
 - [45] Decisione n. 1230/2003/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 9 aprile 2003, *che adotta un programma pluriennale di azioni nel settore dell'energia: Programma "Energia intelligente per l'Europa" (2003-2006)*.
 - [46] Regolamento (CEE) n. 1655/2000 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 luglio 2000, *riguardante lo strumento finanziario per l'ambiente (LIFE)*.
 - [47] European Commission, Directorate General Taxation and Custom Union, 2004, *Structures of the taxation systems in the European Union*.
 - [48] The White and Green Consortium, 2004, *"White and Green" Project: Comparison of Market-Based Instruments to Promote Energy Efficiency, Conclusions and Recommendations*.
 - [49] Commissione Europea, 1996, *Disciplina comunitaria per gli aiuti di Stato alla ricerca e sviluppo*,
 - [50] Commissione Europea, 2003, *State Aid Scoreboard – Spring 2003 update*, Brussels 30 April 2003, COM(2003) 225 def.
-



1. Situazione energetica regionale

La situazione energetica regionale al 2002 (tab. 1), anno di riferimento per i quali i dati relativi alle diverse fonti sono più completi³⁵, vede consumi interni lordi di gas naturale per 7.280,2 milioni di m³ di gas naturale, pari a 6.006 ktep (migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio).

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. Sono escluse dalle considerazioni alcune voci relative ai derivati del petrolio, come i dati relativi alla benzina per usi agricoli, al carboturbo per aeronautica, al gasolio per la piccola marina, ai lubrificanti, ai prodotti non energetici e infine alle perdite di raffinazione. Non sono considerati i bunkeraggi. Essendo inoltre i dati relativi ai derivati del petrolio riferiti alle vendite sul territorio, non sono considerati gli effetti di scambio tra regioni. In particolare i dati di vendita di olio combustibile sul territorio appaiono sottostimare largamente i reali consumi, dato che non considerano l'olio combustibile proveniente dall'Emilia Romagna che alimenta la centrale di Porto Tolle, per un consumo di circa 2.460 ktep nell'anno in esame.

La quantificazione relativa ai combustibili solidi, poco rilevante sui consumi finali ma importante per il settore della produzione di energia, vede i due principali impianti presenti in Regione (Fusina e Porto Marghera) responsabili del consumo di 2,16 milioni di tonnellate di carbone da vapore, corrispondenti a 1.611 ktep.

Tra le rinnovabili la produzione di energia idroelettrica ha inoltre fornito circa 863 ktep.

La stima dei consumi riguardante le fonti energetiche rinnovabili non idroelettriche considera le biomasse, in particolare quelle legnose e, solo con valutazioni di massima, la risorsa geotermica. Stando alle statistiche ENEA il contributo della legna da ardere sarebbe di circa 458 ktep, mentre i dati ISTAT per il 2002 riportano un valore di circa 19,5 ktep. Le indicazioni per la risorsa geotermica sarebbero di circa 116,2 ktep/anno.

I soli rifiuti urbani e speciali smaltiti nei termoutilizzatori, valutati a un potere calorifico di 3.000 kcal/kg, contribuivano per circa 45 ktep (42 ktep per i soli rifiuti urbani), ma quote confrontabili sono attribuibili alla produzione di biogas, per le quali tuttavia esistono solo indicazioni sulle conversioni in energia elettrica.

Tra gli impieghi energetici dei rifiuti speciali si devono considerare inoltre almeno 60 ktep, da circa 251.000 t di residui della lavorazione del legno (non riportati in tabella). Per altre

³⁵ Risultano in particolare disponibili i dati relativi ai rifiuti speciali.

tipologie di rifiuto speciale sono disponibili solamente indicazioni sulle quantità fisiche che indicano l'uso energetico di ulteriori 65.000 t di materiale.

Il consumo interno lordo accertato per il 2002 dunque pari a circa 15.140 ktep in termini di energia primaria (circa 15.400 ktep considerando anche usi finali di combustibili solidi e impieghi energetici dei rifiuti speciali).

In fig. 1 si riportano graficamente gli andamenti dei consumi delle principali fonti primarie.

Tab. 1: Consumo interno lordo per fonte primaria della Regione Veneto (ktep)

ktep	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
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 import	-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

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



Fig. 1: Consumo interno lordo per fonte primaria della Regione Veneto (ktep)

Poco agevole per l'indisponibilità di un sufficiente livello di disaggregazione dei dati la ripartizione dei consumi lordi tra consumi e perdite del settore energetico, usi non energetici e consumi finali. Questi ultimi risultano costituiti da 30.318 GWh di energia elettrica, da una quota stimabile in circa 5.102,7 milioni di m³ di gas naturale (corrispondente agli usi soggetti ad addizionale regionale) e presumibilmente dalla totalità dei quantitativi relativi a benzina, gasolio e GPL, mentre dovrebbe risultare trascurabile l'uso finale dell'olio combustibile indicato tra le vendite, il cui impiego è attribuibile al settore energetico.

In termini di energia primaria i corrispondenti consumi finali assommerebbero a circa 10.700 ktep.



2. Il gas naturale

I dati disponibili per quanto riguarda i consumi interni lordi di gas naturale corrispondono ai quantitativi trasportati da Snam Rete Gas [1] e si possono ritenere definitivi. L'operatore dell'attività di trasporto fornisce in particolare una disaggregazione per provincia e distingue tra tre tipologie di utenze: riconsegne a rete cittadina, industria, autotrazione e termoelettrico.

Il volume annuale per provincia suddiviso per settore è stato ottenuto sommando i consumi registrati e previsti ai punti di riconsegna direttamente allacciati alla rete Snam Rete Gas.

A tal proposito occorre precisare che i settori indicati sono costituiti come segue:

- 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;

Ogni ulteriore possibilità di disaggregazione è legata alla reperibilità di dati specifici presso gli operatori della distribuzione.

Snam Rete Gas rende tra l'altro disponibili i dati fino al 2003. Il consumo interno lordo nel 2003 è stato pari a 7.648,4 milioni di m³, pari a 6.309,9 ktep. In tabella 2 si riportano i valori relativi ai consumi lordi regionali nel periodo 1998-2003, disaggregati rispetto alle quattro tipologie d'impiego descritte. I consumi totali nel 2002 e nel 2003 si rivelano in crescita dopo la flessione registrata negli anni 2000 (per fattori climatici) e nel 2001, registrando un incremento rispetto all'anno precedente di un +2,3% nel 2002 e addirittura di 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.

La ripartizione dei consumi vede nel 2002 (fig. 2) il 53% legato agli impieghi delle reti cittadine, il 25% al termoelettrico, il 23% all'industria e solo l'1% all'autotrazione.

La rappresentazione grafica di fig. 3 consente di evidenziare il trend di crescita e il peso percentuale dei singoli impieghi.

Tab. 2: Consumo interno lordo di 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>	3.616,7	3.838,3	3.738,3	3.907,1	3.857,5	4.164,7
	<i>Normalizzato</i>	(3.640,9)	(3.845,0)	(3.932,8)	(4.000,6)	(3.975,2)	(4.053,9)
INDUSTRIA		1.992,0	1.786,8	1.866,7	1.710,6	1.520,4	1.472,1
TERMOELETTRICO		1.472,9	1.577,2	1.559,7	1.445,1	1.849,6	1.961,8
TOTALE	<i>Consuntivo</i>	7.130,7	7.251,3	7.217,5	7.118,4	7.280,2	7.648,4
	<i>Normalizzato</i>	(7.154,9)	(7.258,1)	(7.412,0)	(7.211,9)	(7.397,9)	(7.537,7)

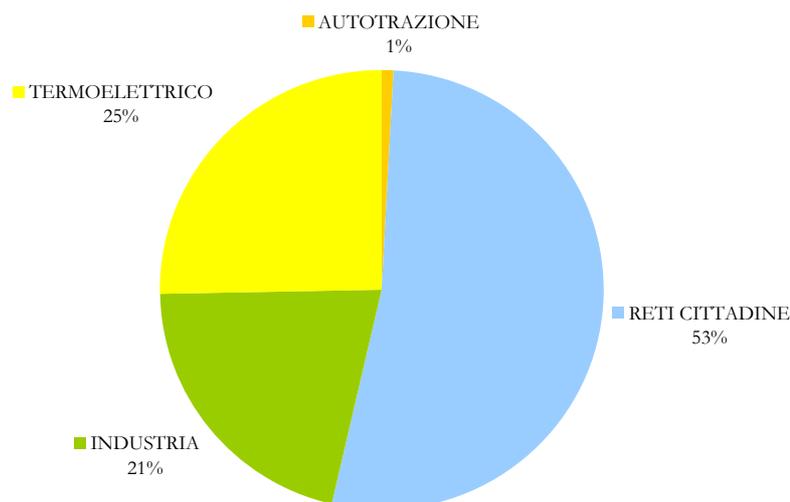


Fig. 2: Ripartizione dei consumi interni lordi di gas naturale (anno 2002).

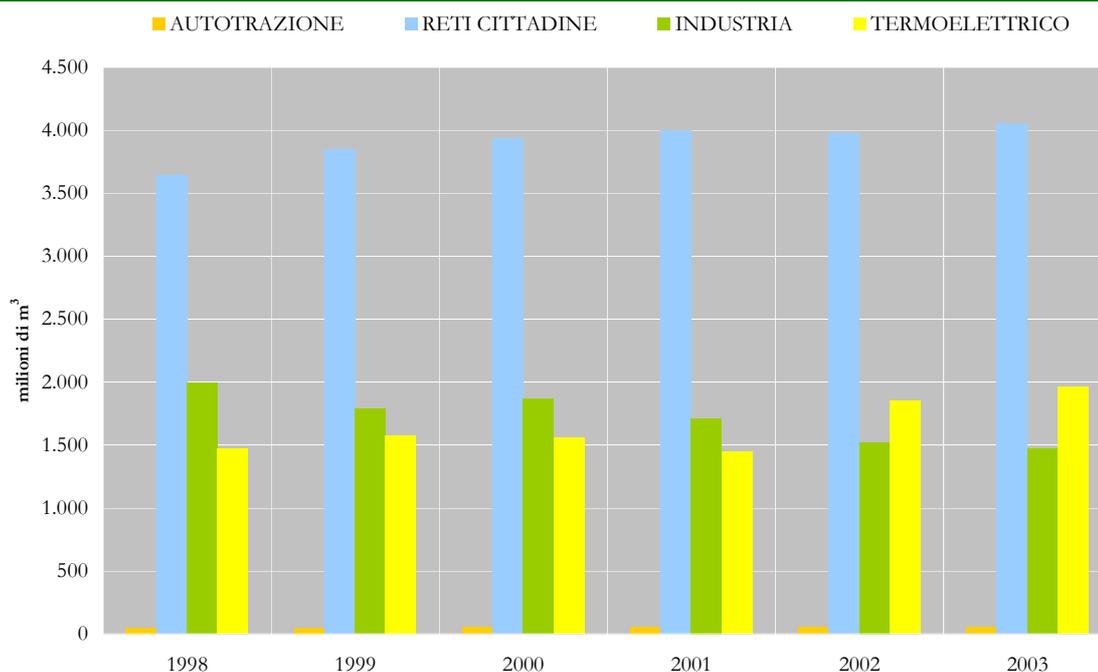


Fig. 3: Trend 1998- 2003 del consumo interno lordo regionale di gas naturale (milioni di m³). Valori normalizzati rispetto al clima.

I consumi considerati per le reti cittadine sono quelli normalizzati rispetto al clima. Si può notare in particolare:

- una tendenza in riduzione per gli usi per autotrazione dopo il massimo del 2001, calati di un 6,0% medio annuo in due anni (2002 e 2003);
- una sostanziale stabilità degli impieghi nelle reti cittadine tra il 2001 e il 2003;
- una rilevante riduzione degli usi industriali calati del 7,0% medio annuo in tre anni dopo l'ultimo massimo del 2000;

Assessorato PMI - Piano Energetico Regionale

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

A partire dai dati riportati in tab. 3, è inoltre possibile operare un'analisi dei consumi disaggregata su base provinciale.

Tab. 3: *Impieghi di gas naturale nelle province del Veneto (1998-2003) – Milioni di Sm³.*

PROVINCIA	SETTORE	1998	1999	2000	2001	2002	2003
BELLUNO	Autotrazione	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Reti cittadine <i>consuntivo</i>	86,1	94,2	96,6	100,8	98,4	109,0
	<i>normalizzato</i>	(87,0)	(94,0)	(99,9)	(101,7)	(101,1)	(106,9)
	Industria	52,9	56,0	56,7	55,5	54,0	55,2
Totale provincia BELLUNO	<i>Consuntivo</i>	139,4	150,5	153,7	156,6	152,7	164,5
	<i>normalizzato</i>	(140,2)	(150,3)	(157,0)	(157,5)	(155,3)	(162,5)
PADOVA	Autotrazione	7,1	7,0	7,5	7,4	7,2	7,1
	Reti cittadine <i>consuntivo</i>	686,5	736,1	706,7	741,0	722,6	773,5
	<i>normalizzato</i>	(681,3)	(726,9)	(738,9)	(757,6)	(752,2)	(759,0)
	Industria	119,7	128,1	135,1	130,6	145,1	133,7
Totale provincia PADOVA	<i>Consuntivo</i>	813,3	871,2	849,3	879,0	874,9	914,3
	<i>normalizzato</i>	(808,1)	(862,0)	(881,4)	(895,6)	(904,5)	(899,8)
ROVIGO	Autotrazione	13,3	12,8	13,5	14,3	13,6	12,3
	Reti cittadine <i>consuntivo</i>	209,9	227,0	214,2	221,0	212,3	227,1
	<i>normalizzato</i>	(208,2)	(223,9)	(222,8)	(225,0)	(219,9)	(222,5)
	Industria	115,3	120,7	132,9	134,9	137,4	126,2
Totale provincia ROVIGO	<i>Consuntivo</i>	347,1	299,0	325,1	325,9	338,4	340,6
	<i>normalizzato</i>	685,6	659,5	685,7	696,2	701,7	706,3
TREVISO	Autotrazione	5,1	5,4	6,2	7,0	6,9	6,6
	Reti cittadine <i>consuntivo</i>	488,3	516,6	515,1	548,5	545,4	625,7
	<i>normalizzato</i>	(484,9)	(512,2)	(538,3)	(561,4)	(568,5)	(613,7)
	Industria	218,3	221,9	226,7	221,0	215,0	215,1
Totale provincia TREVISO	<i>Consuntivo</i>	711,7	743,9	747,9	776,5	767,3	847,3
	<i>normalizzato</i>	(708,3)	(739,5)	(771,1)	(789,4)	(790,4)	(835,4)
VENEZIA	Autotrazione	4,5	4,4	4,6	4,6	4,2	4,1
	Reti cittadine <i>consuntivo</i>	631,2	663,1	631,9	659,5	641,2	692,8
	<i>normalizzato</i>	(627,1)	(656,1)	(662,6)	(676,6)	(668,4)	(681,0)
	Industria	950,3	710,7	744,6	592,4	402,1	362,3
Totale provincia VENEZIA	<i>Consuntivo</i>	1.125,8	1.278,2	1.234,7	1.119,2	1.511,2	1.621,2
	<i>normalizzato</i>	2.711,7	2.656,4	2.615,8	2.375,7	2.558,8	2.680,4
VICENZA	Autotrazione	2,5	2,5	2,8	3,0	2,8	2,7
	Reti cittadine <i>consuntivo</i>	742,3	793,0	782,9	810,1	813,8	835,6
	<i>normalizzato</i>	(753,6)	(794,0)	(820,8)	(827,2)	(813,8)	(813,8)
	Industria	262,4	265,9	277,0	281,6	271,7	277,8
Totale provincia VICENZA	<i>Consuntivo</i>	1.007,2	1.061,4	1.062,6	1.094,7	1.088,3	1.116,2
	<i>normalizzato</i>	(1.018,6)	(1.062,4)	(1.100,5)	(1.111,8)	(1.088,3)	(1.094,4)
VERONA	Autotrazione	16,2	16,6	18,0	18,9	17,8	16,7
	Reti cittadine <i>consuntivo</i>	772,4	808,2	790,9	826,1	823,7	900,9
	<i>normalizzato</i>	(798,8)	(837,8)	(849,5)	(851,2)	(851,2)	(856,9)
	Industria	273,1	283,6	293,7	294,7	295,1	301,8
Totale provincia VERONA	<i>Consuntivo</i>	1.061,7	1.108,3	1.102,5	1.139,7	1.136,6	1.219,3
	<i>normalizzato</i>	(1.088,2)	(1.138,0)	(1.161,2)	(1.164,8)	(1.164,1)	(1.175,4)

Considerando i valori normalizzati rispetto al clima, il 36% dei consumi del 2003 è attribuibile alla provincia di Venezia, seguono Verona e Vicenza, rispettivamente con il 16% e 15%, Padova con il 12%, Treviso con l'11%, Rovigo con il 9% e chiude Belluno con il 2%.

La ripartizione degli impieghi per provincia per il 2002 segue l'andamento riportato in fig. 4. Come si può osservare, nelle province di Padova, Treviso, Verona e Vicenza gli impieghi più rilevanti sono quelli relativi alle reti urbane, mentre a Rovigo e soprattutto a Venezia, dove sono in forte espansione, gli usi termoelettrici. Significativa anche la quota industriale, specialmente per Venezia e in secondo luogo per Verona e Vicenza.

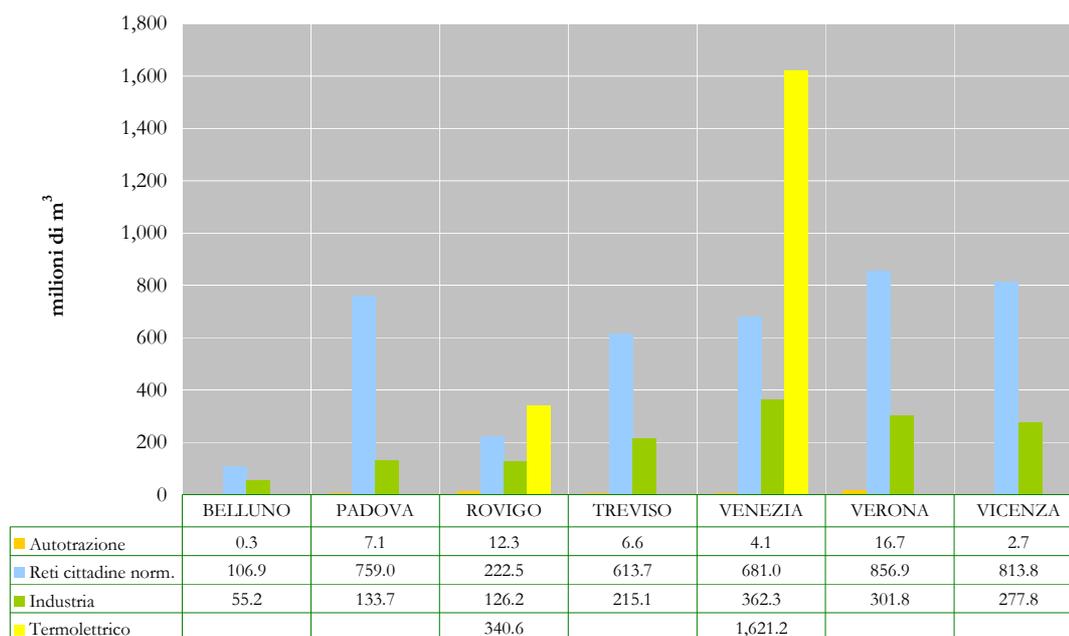


Fig. 4 Ripartizione degli impieghi di gas naturale del 2003 su base provinciale

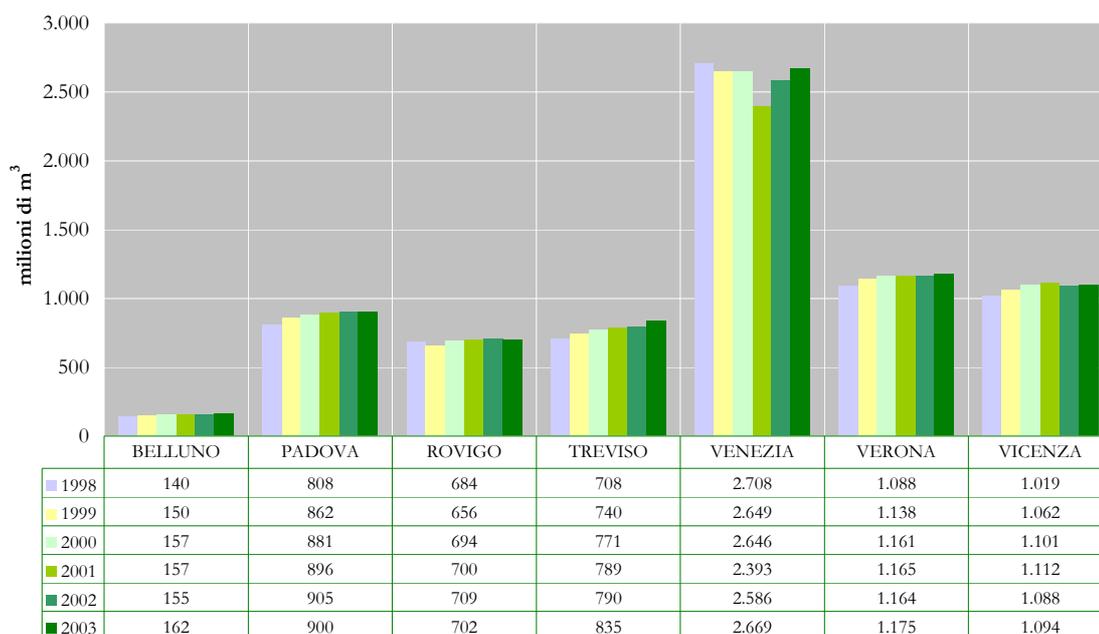


Fig. 5 Andamento dei consumi provinciali di gas naturale (1998-2003)

Lo sviluppo temporale dei consumi del periodo 1998-2003 segue un andamento leggermente crescente per Belluno, Padova (ad eccezione del 2003), Treviso e Verona. Stabilizzati se non in leggero calo i consumi per Rovigo e Vicenza. Particolare la situazione per Venezia dove ad un consistente calo tra il 1998 e il 2000 è seguito un altrettanto rilevante aumento nel 2002 e nel 2003 (fig. 5).

Completano il quadro i dati resi disponibili dalla Direzione regionale per la Ragioneria e i Tributi, relativi alla classificazione dei consumi regionali e provinciali rispetto alle aliquote fiscali relative all'addizionale regionale sul gas o alla relativa imposta sostitutiva.

L'imposta regionale è in vigore dal 16 settembre 1991 ed è definita da ciascuna Regione in base al decreto Legislativo n. 213 del 24 giugno 1998 e al D.P.R. n. 22 del 21 gennaio 1999. L'ammontare di tale imposta viene determinata da ciascuna regione, entro i limiti minimo di 0,52 c€ e massimo di 2,58 c€ al m³ di gas erogato.

Gli usi esenti da imposta di consumo non sono soggetti ad addizionale regionale ma possono essere sottoposti a imposta sostitutiva. In particolare le amministrazioni dello Stato e degli altri Enti pubblici, le aziende municipalizzate e altri soggetti sono esentati dall'Amministrazione finanziaria dal pagare l'imposta erariale di consumo sul gas metano.

Con risoluzione n. 4/FL del 29 maggio 2001, il Ministero delle Finanze, Dipartimento per le Politiche Fiscali, ha inoltre precisato che l'addizionale regionale sull'imposta di consumo sul gas metano non si applica quando viene usato per la produzione diretta o indiretta di energia elettrica.

La Regione Veneto con Legge Regionale 17 gennaio 2002 n. 2, all'art. 38 ha stabilito in particolare che:

“ 1. A decorrere dal 1° gennaio 2002, le aliquote dell'addizionale regionale all'imposta erariale di consumo sul gas metano e dell'imposta sostitutiva di detta addizionale per le utenze esenti, di cui al Capo II del decreto legislativo 21 dicembre 1990, n. 398, e successive modificazioni ed integrazioni, sono, per quanto riguarda le tariffe T2, ridotte ai nuovi valori indicati ai punti 2 e 3 della tabella in calce al presente articolo [tab. 4 nel testo], per quanto riguarda la tariffa T1, confermate nei valori indicati al punto 1 della medesima tabella, mentre quelle relative ai consumi per usi industriali e artigianali ed agricoli, sono determinate nella misura del cinquanta per cento della corrispondente imposta erariale.

2. Sono abrogate le seguenti leggi regionali:

a) 6 settembre 1991, n. 25 "Determinazione delle aliquote dell'addizionale regionale all'imposta erariale di trascrizione; dell'addizionale regionale all'imposta di consumo sul gas metano e dell'imposta regionale sostitutiva dell'addizionale medesima.";

b) l'articolo 2 "Tributi propri" della legge regionale 28 gennaio 1992, n. 12 (legge finanziaria 1992);

c) 18 dicembre 1993, n. 52 "Addizionale regionale all'imposta erariale di consumo sul gas metano." ”

L'addizionale per gli altri usi è commisurata inoltre al 50% della corrispondente imposta erariale con un minimo di 0,5165 c€/m³. Data la riduzione dell'imposta erariale prevista per gli utilizzatori industriali, termoelettrici esclusi, con consumi superiori a 1,2 milioni di m³ l'anno, sono disponibili i dati disaggregati relativi anche alle due corrispondenti fasce di consumo.

Tab. 4: *Addizionale regionale all'imposta di consumo sul gas metano e imposta sostitutiva per le utenze esenti dall'imposta erariale.*

TIPOLOGIA CONSUMI	Addizionale regionale all'imposta erariale di consumo sul gas metano €/m ³ di gas metano erogato	Imposta sostitutiva per le utenze esenti dall'imposta erariale di consumo €/m ³ di gas metano erogato
1 Consumi uso domestico cottura cibi e produzione acqua calda (T1)	0,005165	0,005165
2 Consumi uso domestico cottura cibi, produzione acqua calda e riscaldamento individuale (T2) - fino a 250 metri cubi	0,005165	0,005165
3 Consumi uso domestico cottura cibi, produzione acqua calda e riscaldamento individuale (T2) - oltre 250 metri cubi e altri usi civili	0,012911	0,012911

L'analisi consente un primo confronto con i dati Snam Rete Gas, evidenziando l'incidenza degli usi esenti (in particolare degli usi per generazione termoelettrica) e non esenti in ciascuna provincia (fig. 6). La diversa provenienza dei dati produce una incongruità da chiarire per la Provincia di Treviso, per la quale i consumi tassati risultano superiori a quelli complessivi. Probabilmente il fatto è legato alla approssimazione introdotta nei conteggi dalle aziende distributrici nello stimare parte dei consumi imputati all'anno considerato in sede di fatturazione ai clienti. Si riconferma l'incidenza degli impieghi termoelettrici nelle Province di Rovigo e Venezia mentre compare una certa quota di usi esenti anche nelle Province di Verona e Padova.

Si riporta infine la composizione dei consumi soggetti ad addizionale regionale secondo le cinque categorie di imposizione definite (fig. 7).

È evidente sia il diverso peso che le categorie residenziali hanno nelle varie province rispetto agli usi diversi, sia la diversa composizione dei consumi "industriali" tra utilizzatori con meno di 1,2 milioni di m³ di consumo annuo e utilizzatori con consumi superiori a tale soglia (singolare il caso di Padova).

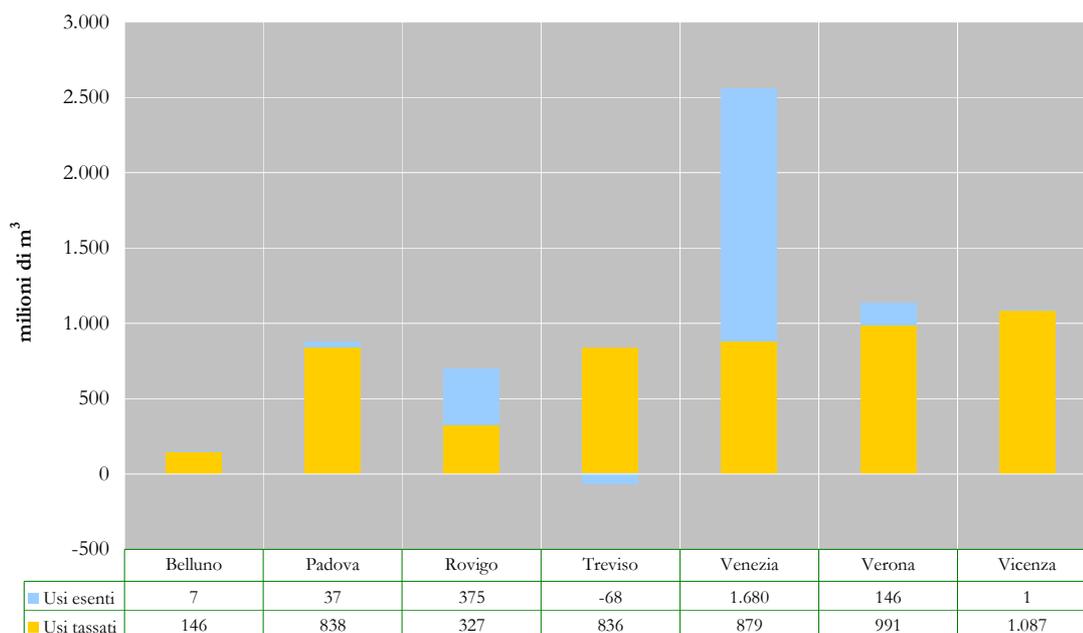


Fig. 6: *Ripartizione dei consumi tra usi soggetti ad addizionale regionale e usi esenti (anno 2002).*

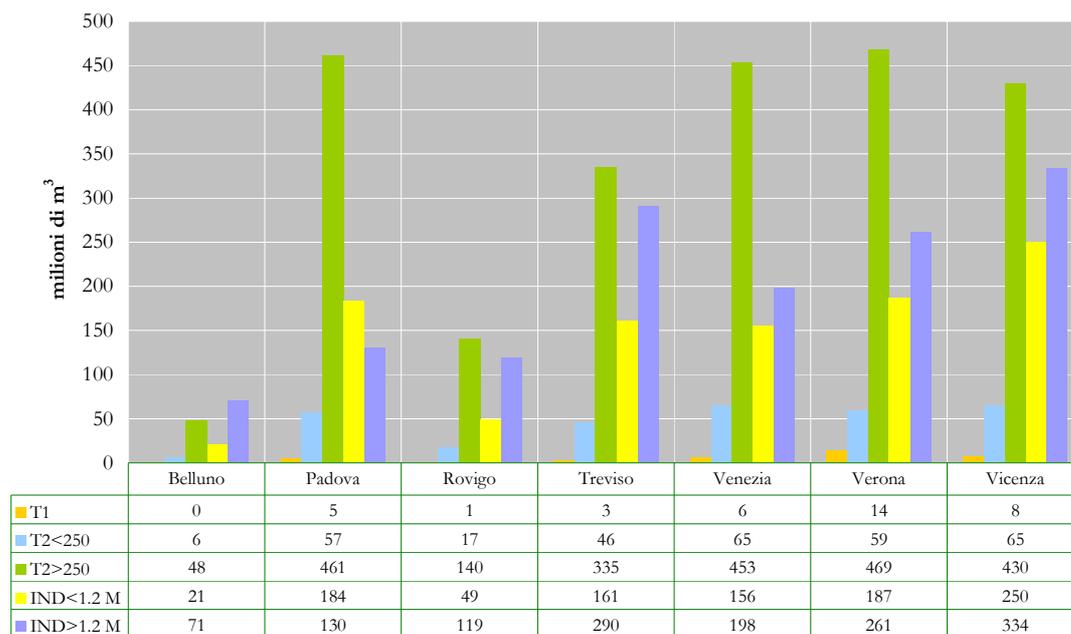


Fig. 7: Ripartizione dei consumi tra categorie di imposizione (anno 2002).

3. I derivati del petrolio

I dati reperiti sui combustibili derivati del petrolio sono quelli relativi alle vendite per provincia diffusi dai Bollettini Petroliferi Trimestrali del Ministero delle Attività Produttive. Il riferimento a dati di vendita comporta alcune approssimazioni nell'attribuzione territoriale dei consumi, dato che il luogo di vendita può non corrispondere con quello di consumo. Se tale approssimazione si può ritenere accettabile per quanto concerne i combustibili per autotrazione, nel caso Veneto introduce una forte sottostima relativamente ai consumi di olio combustibile per usi termoelettrici. L'olio combustibile impiegato dalla centrale termoelettrica di Porto Tolle risulta infatti venduto fuori regione, provenendo in particolare dall'Emilia Romagna.

La fonte fornisce quindi una disaggregazione per provincia delle vendite distinguendo tra i combustibili la benzina, il gasolio, l'olio combustibile e il G.P.L. e tra gli impieghi l'autotrazione, per benzina, gasolio e G.P.L., il riscaldamento, per gasolio e G.P.L., e gli usi agricoli per il solo gasolio. Si fermano solo alla scala nazionale le indicazioni locali su alcuni combustibili come il carboturbo, il petrolio da riscaldamento, il coke di petrolio o su alcuni impieghi, come l'uso termoelettrico, gli impieghi aeronautici e marittimi, i bunkeraggi.

Il consumo interno lordo che si può desumere dai dati raccolti, vede nel 2002 3,96 milioni di tonnellate di prodotti, escludendo i lubrificanti, pari a 4.087,6 ktep. Questi non comprendono le stime di consumi per la centrale termoelettrica di Porto Tolle.

In tabella 5 si riportano i valori relativi ai consumi lordi regionali (in realtà alle vendite) nel periodo 1998-2002, disaggregati rispetto alle tipologie d'impiego descritte ed espresse in quantità fisiche (tonnellate). Sono anche riportati per confronto i dati nazionali relativi al 2002. In tabella 6 seguono le quantità in termini di energia primaria.

Appare evidente una riduzione delle vendite sia in termini di quantità fisiche, con un -4,1% medio annuo tra il 1998 e il 2002, sia in termini di energia, con un -4,0% medio annuo.

Assessorato PMI - Piano Energetico Regionale

Tab. 5: Vendite regionali di combustibili nel periodo 1998-2003: quantità fisiche (tonnellate).

		1998	1999	2000	2001	2002	2003	Nazionale 2002
Benzina	autotrazione s.za piombo	241.539	251.198	1.040.871	1.128.079	1.300.720	1.269.963	16.069.799
	autotrazione con piombo	1.325.049	1.281.684	396.131	247.551	0	0	0
	<i>Totale</i>	<i>1.566.588</i>	<i>1.532.882</i>	<i>1.437.002</i>	<i>1.375.630</i>	<i>1.300.720</i>	<i>1.269.963</i>	<i>16.069.799</i>
<i>Petrolio</i>	<i>Totale</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>66.102</i>
<i>Carboturbo</i>	<i>Totale</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>3.196.066</i>
Gasolio	autotrazione	1.583.315	1.706.923	1.716.260	1.811.440	1.882.906	1.972.193	21.510.764
	riscaldamento	301.071	316.332	321.203	298.156	222.579	274.707	2.907.585
	agricolo	167.727	185.714	174.040	110.540	120.305	143.195	1.833.620
	piccola marina	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	463.669
	<i>Totale</i>	<i>2.052.113</i>	<i>2.208.969</i>	<i>2.211.503</i>	<i>2.220.136</i>	<i>2.225.790</i>	<i>2.390.095</i>	<i>26.715.638</i>
Olio	Olio termoel.	solo aggr.	12.178.140					
	Olio altro	solo aggr.	3.286.158					
	<i>Totale</i>	<i>853.959</i>	<i>545.431</i>	<i>188.671</i>	<i>204.455</i>	<i>188.490</i>	<i>157.535</i>	<i>15.464.298</i>
GPL	Autotrazione	87.578	84.316	85467	80333	69409	65.864	1.313.061
	Altro	174.178	174.111	160.678	177.314	173.157	167.935	2.405.512
	<i>totale</i>	<i>261.756</i>	<i>258.427</i>	<i>246.145</i>	<i>257.647</i>	<i>242.566</i>	<i>233.799</i>	<i>3.718.573</i>
Altri non energetici	Lubrificanti	48.751	50.471	52.310	49.024	49.526	50.678	755.644
	Bitume	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.544.163
	Altro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.118.072
	Petrolchimica carica netta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	140.314
<i>Totale</i>	<i>4.783.167</i>	<i>4.596.181</i>	<i>4.135.631</i>	<i>4.106.892</i>	<i>4.007.092</i>	<i>4.102.070</i>	<i>69.788.669</i>	
Totale usi energetici	4.734.416	4.545.709	4.083.321	4.057.868	3.957.566	4.051.392	4.061.758	

Tab. 6: Vendite regionali di combustibili nel periodo 1998-2002: valori energetici (tep).

		1998	1999	2000	2001	2002	2003
Benzina	autotrazione s.za piombo	253.616	263.758	1.092.915	1.184.483	1.365.756	1.333.461
	autotrazione con piombo	1.391.301	1.345.768	415.938	259.929	0	0
	<i>Totale</i>	<i>1.644.917</i>	<i>1.609.526</i>	<i>1.508.852</i>	<i>1.444.412</i>	<i>1.365.756</i>	<i>1.333.461</i>
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
	piccola marina	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	
	<i>Totale</i>	<i>2.093.155</i>	<i>2.253.148</i>	<i>2.255.733</i>	<i>2.264.539</i>	<i>2.270.306</i>	<i>2.437.897</i>
Olio comb.	<i>Totale</i>	<i>836.880</i>	<i>534.522</i>	<i>184.898</i>	<i>200.366</i>	<i>184.720</i>	<i>154.384</i>
GPL	Autotrazione	96.336	92.748	94.014	88.366	76.350	72.450
	Altro	191.596	191.522	176.746	195.045	190.473	184.729
	<i>totale</i>	<i>287.932</i>	<i>284.270</i>	<i>270.760</i>	<i>283.412</i>	<i>266.823</i>	<i>257.179</i>
Totale	4.862.884	4.681.467	4.220.242	4.192.728	4.087.605	4.182.921	

La ripartizione dei consumi vede nel 2003 (fig. 8) il 32% legato alla benzina per autotrazione, il 58% al gasolio (di cui l'83% per autotrazione, l'11% per riscaldamento e il 6% per usi agricoli), il 4% all'olio combustibile (esclusi i grandi impianti termoelettrici) e il restante 6% al G.P.L. (di cui il 28% per autotrazione e il restante 72% per altri usi).

In fig. 9 viene invece evidenziata la destinazione d'uso delle diverse fonti energetiche.

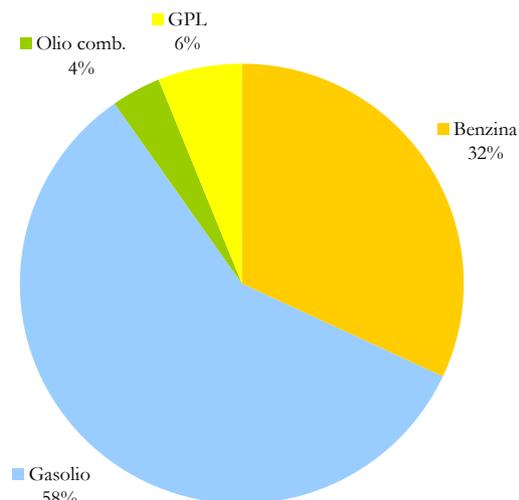


Fig. 8: Ripartizione delle vendite regionali in termini di energia tra le fonti (anno 2003).

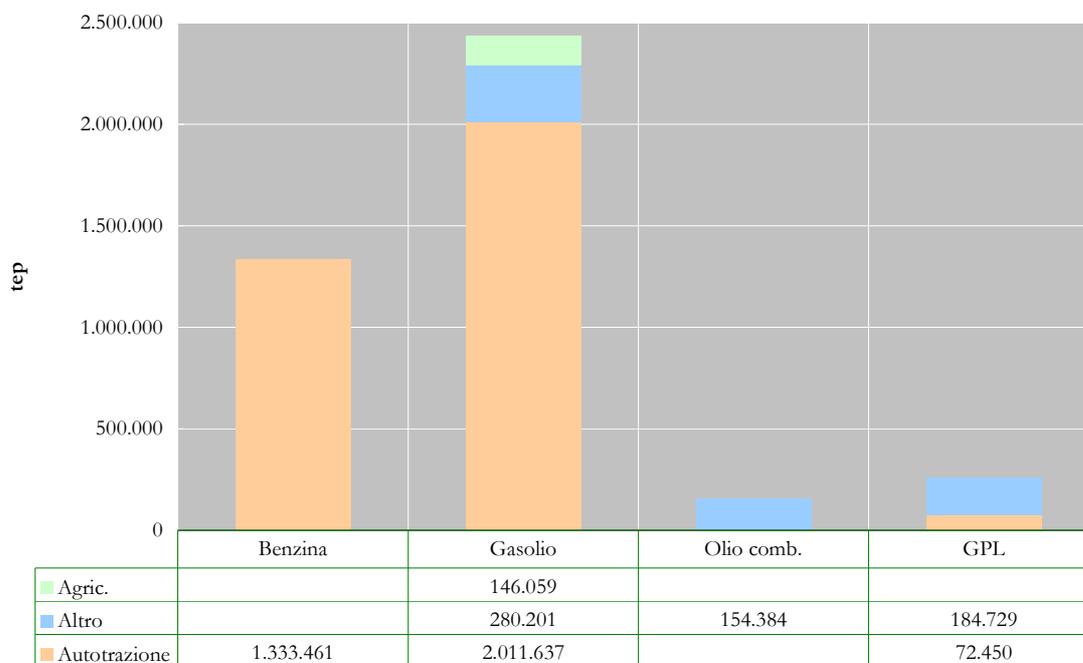


Fig. 9: Vendite regionali delle fonti energetiche derivate dal petrolio suddivise per tipologie di impiego (anno 2003).

L'evoluzione temporale dell'impiego delle diverse fonti (fig. 10) evidenzia in particolare:

- 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 G.P.L. (-2,7% medio annuo);
- una rilevante riduzione delle vendite di olio combustibile, con un -20,4% medio annuo;

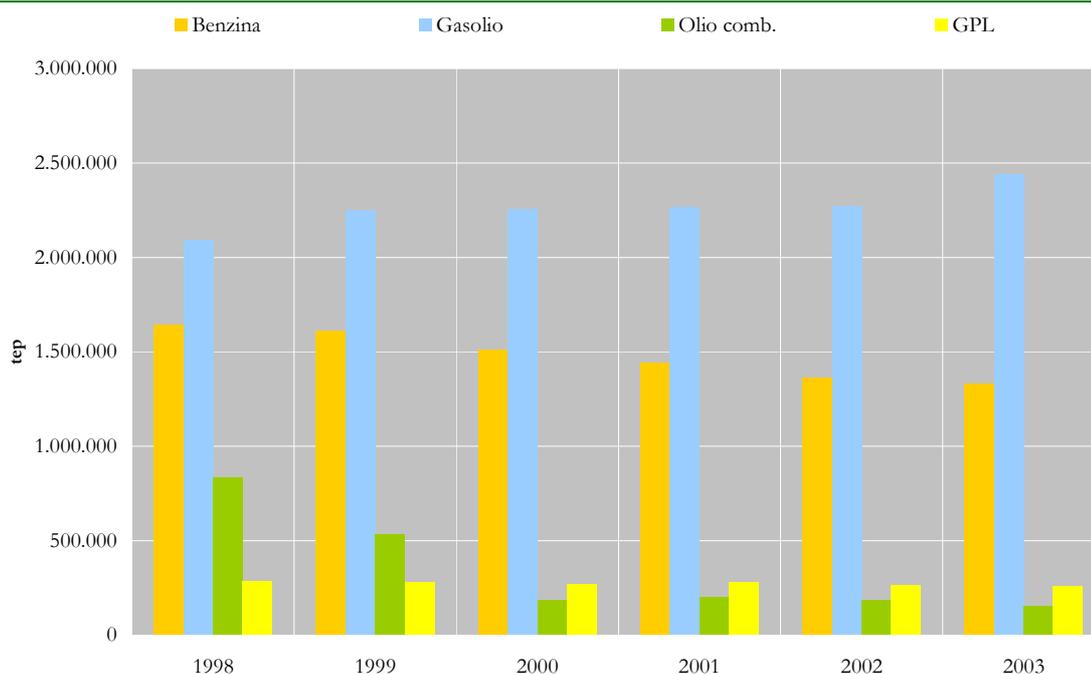


Fig. 10: Evoluzione delle vendite delle fonti energetiche derivate dal petrolio (1998-2003).

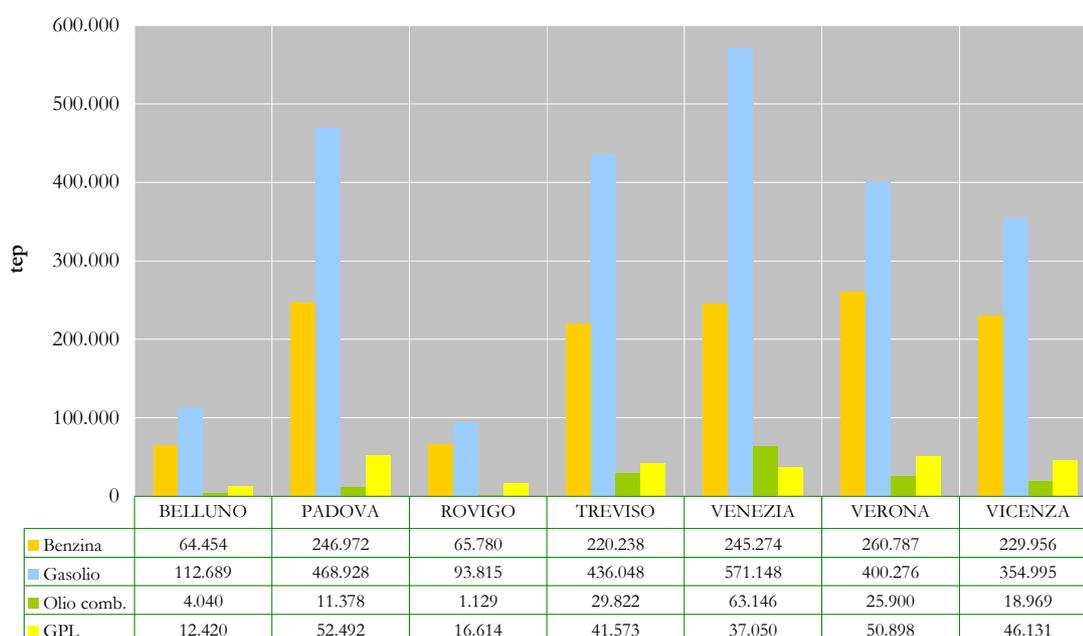


Fig. 11: Ripartizione delle vendite delle fonti energetiche derivate dal petrolio su base provinciale (2003).

La ripartizione delle vendite delle fonti energetiche derivate dal petrolio su base provinciale segue l'andamento riportato in fig. 11. In tutte le province è il gasolio a costituire la principale fonte venduta, con i più larghi quantitativi relativi nell'ordine alle province di Venezia, Padova, Treviso e Verona. Come si può osservare, inoltre, nelle province di Padova, Treviso, Venezia, Verona e Vicenza registrano anche valori molto simili per le vendite di benzina. Modeste le vendite di olio combustibile, concentrate soprattutto a Venezia, Treviso e Verona e di GPL, abbastanza uniformi in tutte le province tranne che a

Belluno e Rovigo, con valori più bassi. In queste ultime province le vendite sono peraltro molto contenute anche per le altre fonti energetiche.

Lo sviluppo temporale dei consumi del periodo 1998-2003 (fig. 12) segue un andamento leggermente decrescente per Treviso e Vicenza, un andamento costante con leggere oscillazioni per Belluno, Padova, Verona e Rovigo. Particolare la situazione per Venezia dove ad un consistente calo tra il 1998 e il 2000 è seguito un andamento stabile, rispetto ai valori del 2000, nel 2001 e nel 2002 per realizzare un nuovo consistente incremento nel 2003.

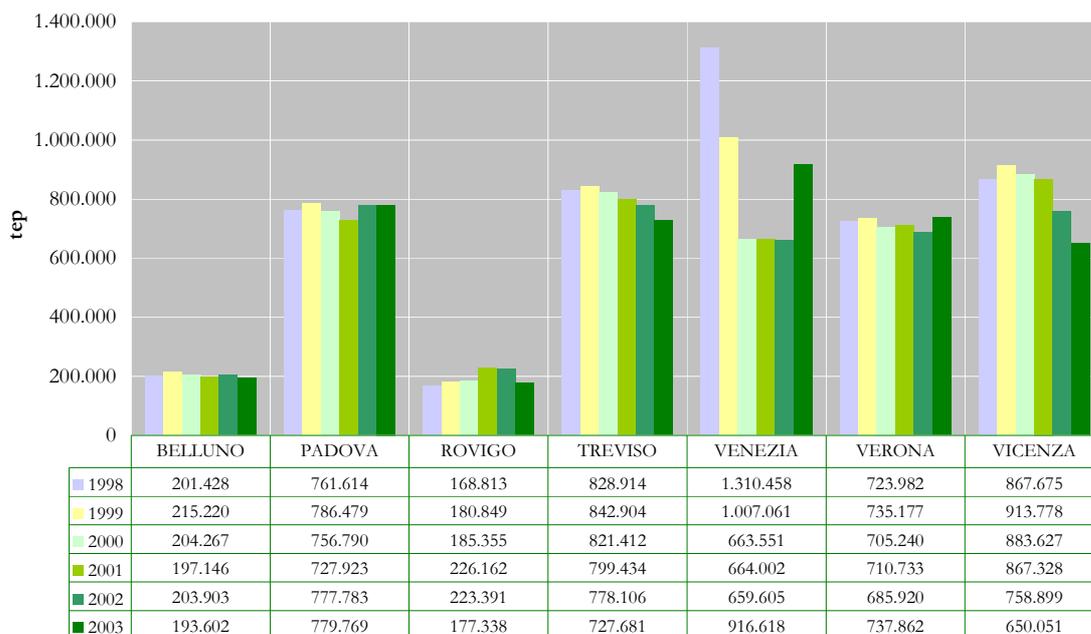


Fig. 12 Andamento delle vendite provinciali dei derivati del petrolio (1998-2003)



Fig. 13 Stime dei consumi di olio combustibile per la centrale di Porto Tolle (1999-2003)

Infine si riportano le stime di consumo di olio combustibile per la centrale termoelettrica di Porto Tolle (fig. 13). Queste sono state condotte a partire dalla produzione annuale lorda di energia elettrica dell'impianto, assumendo un rendimento di conversione medio pari al 39%. È evidente che la centrale, pur passando tra il 2002 e il 2003 dai 2,5 agli 1,5 milioni di tep, mantiene un peso non trascurabile non solamente sul consumo interno lordo di combustibili derivati del petrolio, ma persino sul complesso dei consumi interni lordi della regione, come indicato nell'introduzione.

4. I combustibili solidi

Allo stato attuale dell'analisi gli unici dati disponibili sono quelli relativi ai consumi di carbone da vapore delle centrali termoelettriche ENEL di Fusina e di Porto Marghera [3], dichiarati nelle rispettive dichiarazioni ambientali EMAS 2002. Essi costituiscono i soli impieghi per le trasformazioni in energia elettrica (buona la corrispondenza dei dati 2000 e 2001 rispettivamente pari a 1.522 ktep e 1.582 ktep, con i valori riportati nei Bilanci Energetici Regionali del 2000 e del 2001 redatto da ENEA [4, 5], pari a 1.513 e 1.551 ktep) ma rappresentano tuttavia anche la quasi totalità degli impieghi: nei due bilanci 2000 e 2001 ENEA riporta infatti consumi diversi per sole 156 ktep (pari a circa 245.000 t/a di combustibili solidi). Su tale quantitativo non è stato possibile avere riscontri diretti, se non l'indicazione contenuta nel Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti Urbani (PRGRU) del 2000 di circa 330.000 t/a consumate in sei cementifici presenti nel territorio regionale. I dati dell'ultimo rapporto sui rifiuti dell'APAT, riportavano altresì per uno di questi un impiego di 25.374 t di pneumatici fuori uso nel 2002.

Si può pertanto ritenere che gli usi del settore energetico rappresentino in buona approssimazione la totalità dei consumi interni lordi. Il consumo stimato per il 2003 è dunque pari a 1,81 milioni di tep, con una tendenza in aumento specialmente tra il 1999 e il 2000 (+37,9% in un solo anno) e tra il 2002 e il 2003 (+12,7%) ed una crescita moderata nel 2001 e nel 2002 (+2,9% medio annuale nel biennio).

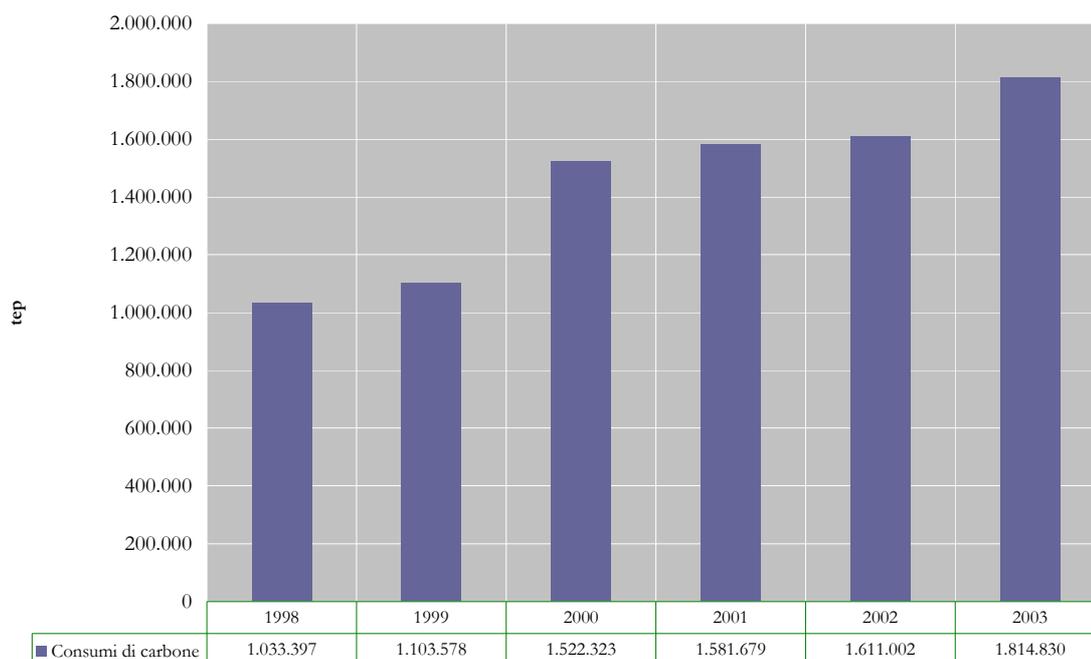


Fig. 14: Consumi di carbone per trasformazioni in energia elettrica (1998-2003).

5. Le fonti rinnovabili

Le fonti energetiche rinnovabili principalmente impiegate sul territorio regionale sono quella idroelettrica e le biomasse, in particolare quelle legnose, ma anche quelle che costituiscono la frazione organica o biodegradabile dei rifiuti. Piuttosto limitato risulta essere l'impatto dell'energia solare, sia essa utilizzata per la produzione termica o fotovoltaica, dell'energia geotermica (ad eccezione degli usi legati al turismo termale) e del tutto trascurabile se non inesistente quello delle rimanenti fonti.

Nel presente paragrafo si analizzeranno in particolare gli impieghi della biomassa legnosa, lasciando al paragrafo 6 sui rifiuti le indicazioni relative alla quota biodegradabile degli stessi e al paragrafo 7 quelle sulla fonte idroelettrica.

5.1 Le biomasse

Con il termine biomasse si intende l'insieme delle sostanze organiche di origine vegetale o animale dalle quali sia possibile ottenere energia. Si tratta tanto di produzioni dirette del settore agroforestale (colture energetiche), quanto di sottoprodotti e scarti dell'industria e di rifiuti dei consumi.

L'impiego energetico delle biomasse richiede la realizzazione di processi di trasformazione che possono essere distinti in termochimici o biochimici.

Tra i processi termochimici i più importanti sono la combustione diretta e la pirolisi. La **combustione diretta** rappresenta l'approccio più tradizionale e richiede combustibili sufficientemente secchi, come le biomasse legnose. Prevede l'ossidazione esotermica del combustibile in presenza di aria comburente e il conseguente sfruttamento del combustibile sotto forma di energia termica.

La **pirolisi** prevede invece il riscaldamento delle biomasse in assenza di aria e permette di ottenere prodotti liquidi, solidi e gassosi in proporzioni dipendenti dalla temperatura alla quale si opera. A temperature inferiori a 400-500°C, la pirolisi è definita *carbonizzazione*, e produce carbone di legna, combustibili gassosi e combustibili liquidi (oli pesanti e leggeri). Quando la temperatura raggiunge i 1.000°C si ha invece la *gassificazione* completa della biomassa. Viene così ottenuto un combustibile direttamente impiegabile nei motori termici per la produzione di energia elettrica.

Tra i processi biochimici si considerano la digestione anaerobica e la trasformazione idrolitica con fermentazione ad alcool etilico.

Nella **digestione anaerobica**, particolari famiglie di microbi, operando sulla biomassa in assenza di ossigeno, producono *biogas*, costituito principalmente da metano, anidride carbonica, idrocarburi saturi e tracce di acido solfidrico. Richiede residui organici caratterizzati dal rapporto carbonio/azoto (C/N) compreso tra 16 e 30 e da una percentuale di umidità superiore al 50%, quali deiezioni animali e sottoprodotti di colture vegetali (mais, patate, pomodori, barbabietole, colture ortive).

Nella **trasformazione idrolitica** i materiali cellulosici di scarto sono convertiti in monomeri zuccherini. La successiva **fermentazione** produce ad alcool etilico (bioetanolo). Una delle destinazioni più considerate è il suo utilizzo nella sintesi dell'ETBE (etil-terbutil-etero), usato in miscela alle benzine come additivo ossigenato ed antidetonante in sostituzione degli idrocarburi aromatici.

Il biodiesel deriva invece dalla **transesterificazione** degli oli vegetali provenienti da colture di colza e girasole effettuata con alcol metilico ed etilico. Se ne ottiene un combustibile simile al gasolio ed impiegabile, sia puro che in miscela, tanto negli impianti di riscaldamento quanto nell'autotrazione.

Altri processi come la digestione aerobica ed il compostaggio non sono destinati alla produzione di energia. La prima trova impiego per la depurazione di liquame e acque di scarto industriale, mentre il compostaggio o decomposizione biologica della materia organica, prevalentemente solida, in condizioni aerobiche, è utilizzato per la produzione di ammendanti agricoli.

A monte e a valle di tutti i processi di conversione sono necessari opportuni processi per il pretrattamento del materiale di base (lavaggio con acqua, essiccazione con mezzi meccanici o termici, riduzione in piccole dimensioni, densificazione con produzione di pellets, cubetti o formelle, separazione delle fibre ed estrazione con solventi) e per il miglioramento dei prodotti finali (separazione dal substrato, dai catalizzatori, dai microrganismi, dai solventi, purificazione e concentrazione).

Le biomasse, in particolare quella legnosa costituiscono la seconda fonte energetica per rilevanza sulla copertura del consumo interno lordo regionale, come del resto accade anche su base nazionale.

5.2 Le biomasse legnose

In parte legato agli usi tradizionali, il legno rappresenta un combustibile diffusamente impiegato sia ad integrazione degli impieghi per riscaldamento domestico, sia in ambito industriale, presso le attività che dispongono di scarti della lavorazione.

L'interesse per questa fonte rinnovabile è legato non solamente alla sua funzione di sostituzione dei combustibili fossili e di riduzione delle emissioni nette di anidride carbonica, ma anche alle ricadute in termini di sviluppo delle aree marginali e di utilizzo alternativo dei terreni agricoli, con valenza di diversificazione e stabilizzazione delle economie rurali, e in termini di gestione dell'assetto geologico del territorio.

La competitività economica dell'impiego della legna risente degli effetti di un mercato che da un lato non è in grado di internalizzare completamente nel prezzo delle fonti dell'energia i rispettivi costi o benefici sociali, dall'altro, proprio per la legna, non appare sufficientemente trasparente e competitivo.

L'impiego della biomassa legnosa e la sua utilizzazione anche su scala industriale sono in particolare condizionati dai costi di reperimento e di trasporto.

Esistono inoltre elementi di incompatibilità dell'impiego energetico delle biomasse con usi alternativi del legno, in particolare nelle filiere di lavorazione di minor valore unitario (produzione industriale di pannelli truciolati, di paste ad uso cartario, di paleria, carbone vegetale, segatura, ecc.), anche se le medesime o altre attività della filiera forniscono una certa disponibilità di scarti impiegabili a scopi energetici.

Infine sono i sistemi di produzione dell'energia, con le proprie specificità in termini taglia, modalità di alimentazione, requisiti sui formati del combustibile e rendimento energetico, a rivestire una notevole importanza nella diffusione degli usi energetici del legno.

Informazioni di particolare interesse anche a livello regionale sono riportate nel rapporto APAT sulle biomasse legnose ad uso energetico [6], che, assieme agli studi realizzati specificamente per la Regione Veneto [7] consentono di fornire un quadro sintetico sia della situazione, sia delle prospettive di sviluppo.

Anche se talvolta la valutazione è legata alle tecniche di rilevazione disponibili, è il patrimonio forestale nazionale è aumentato costantemente dal secondo dopoguerra in poi. Fonti diverse forniscono indicazioni specifiche sull'estensione delle foreste, consentendo raffronti incrociati per gli anni 1985, 1995 e anni 2000-2004.

Nel 1985 l'Inventario Forestale Nazionale Italiano (IFNI 88) [8] registrava una estensione di 6,5 milioni di ettari, in linea con le indicazioni ISTAT³⁶ pari a 6,73 milioni di ettari.

³⁶ I dati ISTAT citati nel presente paragrafo non considerano le formazioni forestali in evoluzione e minori.

Considerando anche le formazioni forestali minori l'IFNI 88 arrivava a stimare una superficie forestale complessiva di circa 8,675 milioni di ettari, 351.000 dei quali in Veneto. Nel raffronto incrociato per il 1995, i dati CORINE Land Cover [9] indicavano una superficie forestale di 7,19 milioni di ettari, contro un valore ISTAT di 6,82, oltre a 1,63 milioni di ettari di formazioni a vegetazione in evoluzione e altri 0,90 milioni di ettari di formazioni minori, per complessivi 9,72 milioni di ettari. Di questi, 439.200 ettari si trovavano in Veneto.

Per gli anni 2000-2004 possono essere raffrontati i dati dell'aggiornamento CORINE Land Cover 2000, i dati ISTAT e i dati provvisori dell'aggiornamento dell'Inventario Nazionale delle Foreste e dei serbatoi forestali di Carbonio (IFNC) [10] relativi al 2004.

I dati CORINE Land Cover indicavano una superficie forestale di 7,21 milioni di ettari, contro un valore ISTAT dello stesso anno di 6,85, oltre a 1,50 milioni di ettari di formazioni a vegetazione in evoluzione e altri 0,86 milioni di ettari di formazioni minori, per complessivi 9,56 milioni di ettari. La quota regionale assommava a 439.100 ettari. A differenza di quanto avviene su scala nazionale, il valore regionale CORINE Land Cover relativo alle sole formazioni forestali proprie (escluse quelle in formazione e le minori) pari a 342.916 ettari risulta piuttosto diverso da quello ISTAT, pari a 272.359 ettari.

Infine, i dati provvisori dell'IFNC riportati in tabella 7, forniscono indicazioni piuttosto coerenti per quanto riguarda la situazione regionale, mentre sembrano dimostrare uno sviluppo forestale maggiore per quanto riguarda l'intero paese.

Tab. 7: Copertura del suolo ed estensione delle foreste al 2004 - ettari

	Bosco e altre terre boscate	Impianti di arboricoltura da legno	Superficie forestale totale	Praterie pascoli e incolti	Aree con vegetazione rada o assente	Altri usi del suolo	Totale
Veneto	428.028	7.600	435.628	78.905	41.803	1.283.783	1.840.119
Italia	10.528.080	145.509	10.673.589	2.216.343	862.556	16.380.357	10.132.845

Dati Provvisori INFC (Inventario Nazionale delle Foreste e dei serbatoi forestali di Carbonio) 2004

Per quanto riguarda gli impieghi energetici della biomassa legnosa esistono principalmente due riferimenti, costituiti dai dati annuali dell'ISTAT e dalle indicazioni emerse nell'ambito dell'indagine commissionata da ENEA all'Istituto CIRM in occasione della Conferenza Nazionale per l'Energia e l'Ambiente del 1998, relativi ai soli consumi domestici.

I dati ISTAT riportati nella tabella 8 indicherebbero un impiego di legname per combustibile attestato sui 200.000 m³ l'anno nei tre anni 1999-2001 e, in forte riduzione, sui 100.000 m³ l'anno nei due anni successivi. Assumendo un'umidità media del 20% e una densità basale media di 600 kg/m³ i due valori corrisponderebbero a 150.000 e 75.000 t/anno (37,5 e 18,8 ktep, al potere calorifico inferiore di 2.500 kcal/kg impiegato nel Bilancio Energetico Nazionale). Il dato nazionale, riportato per confronto, varia tra 5,98 e 4,88 milioni di m³ l'anno (rispettivamente 4,48 e 3,66 milioni di t/anno).

A tali valori si potrebbe aggiungere un quantitativo dell'ordine di 20.000-30.000 m³ (15.000-22.500 t/anno pari a 3,75-5,63 ktep/anno) se tutti gli scarti delle utilizzazioni forestali da opera venissero impiegati per scopi energetici [6].

I dati ENEA, basati su rilevazioni statistiche realizzate mediante intervista telefonica a 1.727 famiglie utilizzatrici, porterebbero invece a considerare un consumo di biomassa di circa un ordine di grandezza superiore. Il quantitativo sarebbe pari a 2,44 milioni di m³ (1,83 milioni di t e 458 ktep) su base regionale e a ben 28,75 milioni di m³ (21,56 milioni di t) su base nazionale, per il 98% rappresentati da legna da ardere. Se è pur probabile che una quota dei consumi sfugga alla contabilizzazione ufficiale ISTAT, appare tuttavia realistico, sulla base delle considerazioni riportate nel capitolo 4, che il consumo reale sia in qualche misura più ridotto di quello indicato da ENEA. Diversamente i consumi sarebbero confrontabili con la somma delle stime del potenziale non impiegato e del prelievo potenziale.

Tab. 8: Impieghi regionali di legname da opera e per combustibile in Veneto tra il 1999 e il 2003.

Anno	Superficie forestale regionale	Superficie forestale nazionale	Totale legna	Legna da opera (m ³)			Legna per combustibili (m ³)		
			m ³	Tondame grezzo (1)	Legname per pasta e pannelli	Altri assortimenti (2)	Totale	Totale naz.le per raffronto	
1999	272.368	6.853.108	329.811	102.484	16.258	6.444	125.186	204.625	5.977.318
		<i>di cui forestali</i>	<i>285.481</i>	<i>74.803</i>	<i>2.572</i>	<i>6.096</i>	<i>83.471</i>	<i>202.010</i>	<i>5.413.925</i>
2000	272.359	6.853.796	313.520	116.755	12.261	7.621	136.637	176.883	5.458.277
		<i>di cui forestali</i>	<i>271.587</i>	<i>86.755</i>	<i>367</i>	<i>7.621</i>	<i>94.743</i>	<i>176.844</i>	<i>4.957.624</i>
2001	272.350	6.855.216	371.592	131.458	9.273	4.658	145.389	226.203	5.150.762
		<i>di cui forestali</i>	<i>333.130</i>	<i>102.458</i>	-	<i>4.658</i>	<i>107.116</i>	<i>226.014</i>	<i>4.737.038</i>
2002	272.345	6.855.844	240.685	120.587	11.066	4.820	136.473	104.212	4.883.273
		<i>di cui forestali</i>	<i>198.380</i>	<i>89.587</i>	<i>66</i>	<i>4.820</i>	<i>94.473</i>	<i>103.907</i>	<i>4.461.443</i>
2003	272.337	6.856.441	193.046	92.299	64	5.708	98.071	94.975	5.580.796
		<i>di cui forestali</i>	<i>192.682</i>	<i>92.299</i>	<i>64</i>	<i>5.708</i>	<i>98.071</i>	<i>94.611</i>	<i>5.117.073</i>

(1) da sega, trancia, compensati, per travame, asciato e traverse ferroviarie

(2) inclusa paleria grossa e minuta

Si deve infine considerare come una quota significativa (tra 100.000 e 250.000 t nel 2002) della biomassa legnosa destinata ad usi diversi (legna da opera), ancorchè in gran parte di provenienza non locale, ritorni nella filiera energetica come indicato nel paragrafo dedicato ai rifiuti.

Al 2001 operavano in particolare due impianti [11] che utilizzavano anche biomassa legnosa vergine, quello della società SICET S.r.l. di Ospitale di Cadore (BL) e quello della società SEP S.p.A. di Castellavazzo (BL), in grado di produrre energia elettrica per complessivi 22,5 MW_e e circa 170 GWh/anno.

5.3 Altri impieghi di biomassa

Nella regione si registrano altri utilizzi energetici di biomassa [11], legati alla digestione anaerobica di liquami, fanghi, frazione organica del rifiuto urbano e scarti verdi. Data la natura del combustibile trattato le informazioni relative a tali impianti sono riportate nel paragrafo 6 sui rifiuti.

5.4 Altre fonti rinnovabili

Non è stato possibile rilevare informazioni dettagliate relative al solare termico e fotovoltaico. In particolare per la seconda tecnologia è nota l'esistenza di un certo numero di applicazioni o progetti asserviti ad utenze isolate o ad impianti di illuminazione pubblica e stradale. L'impianto più grande presente sul territorio, lo Zambelli di AGSM con una potenza di picco di 70 kW_e e una producibilità di circa 105 MWh/anno, risulta attualmente non operativo, mentre sono presenti alcuni altri impianti significativi della potenzialità media di circa 20 kW_e. Al metà 2002 risultavano inoltre approvati nella Regione Veneto 26 progetti per 321 kW_e sul programma tetti fotovoltaici (enti pubblici) mentre erano stati presentati 6 progetti per ulteriori 251 kW_e sul programma Alta valenza architettonica. A questi ultimi progetti corrisponderebbe una producibilità potenziale di circa 658 MWh l'anno. Si stima pertanto che il contributo attuale del fotovoltaico non superi comunque il GWh.

Per quanto riguarda il geotermico, la situazione è nota per quanto concerne l'impiego diretto di sorgenti termali. Nel caso dell'impianto AIM di Vicenza il calore ricavato da un pozzo geotermico veniva valorizzato termicamente per mezzo di pompe di calore e utilizzato nella locale rete di teleriscaldamento. Attualmente l'impianto di teleriscaldamento è alimentato tramite il recupero termico cogenerativo da motori endotermici a gas naturale. Esistono poi gli impieghi diretti degli hotel di Abano e delle stazioni termali della zona [12]. Sono produttivi circa 230 pozzi ad una profondità media di 400 m, con una produzione massima di 3.600 m³/h e media di 2.500 m³/h di acqua tra 65°C e 87°C. Gli impieghi prevedono sia il riscaldamento ambientale di una volumetria di circa 2,5 milioni di m³ in sostituzione di circa 25 ktep/anno, sia gli impieghi termali e ricreativi per circa 90 ktep/anno sostituiti. A valle degli impieghi l'acqua viene normalmente scaricata in superficie ad una temperatura di circa 40-45°C che sarebbe altresì sufficiente per altri impieghi diretti (per esempio in sistemi di riscaldamento a bassa temperatura) o indiretti, tramite pompa di calore.

Esiste inoltre una applicazione significativa per produzioni agricole in serra situata a Galzignano (PD), dove circa 3 ettari di serre sono riscaldati grazie all'acqua a circa 60°C proveniente da tre pozzi profondi da 200 a 300 m. L'acqua è quindi scaricata a 30-35°C. Il calore impiegato è pari a circa 1,2 ktep/anno [12] (3,5 ktep/anno secondo altre fonti [13]).
Proceedings World Geothermal Congress 2000

6. I rifiuti

L'analisi della situazione regionale relativa alla produzione e gestione dei rifiuti, con particolare riguardo all'impiego energetico, può essere sintetizzata a partire dalle indicazioni contenute nel Rapporto Rifiuti 2004 dell'Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i servizi Tecnici (APAT) [14]. A seguito delle modifiche nell'approccio di analisi e di classificazione recentemente intervenute, risulta spesso difficoltoso operare raffronti disaggregati su un arco temporale come quello considerato per le altre fonti energetiche. Per tale ragione si considereranno solamente i dati del 2002 e, nel caso dei rifiuti urbani, del 2003. Si avvisa il lettore che i valori riportati possono in qualche caso differire da quelli riferiti da altre fonti, come ad esempio dal Programma regionale per la riduzione dei rifiuti biodegradabili da avviare in discarica [15].

Nel 2002 la produzione di rifiuti del Veneto è stata complessivamente di 15.228.748 t, delle quali 2.177.344 t (476 kg/abitante) di rifiuti urbani (R.U.) e 13.051.404 t (2.851 kg/abitante) di rifiuti speciali (R.S.). Con l'8,0% della popolazione nazionale la regione è responsabile del 7,3% della produzione di R.U. e del 14,2% della produzione di R.S. Il dato del 2003 indica per i R.U. una produzione di 2.136.221 t, in leggera riduzione rispetto all'anno precedente.

6.1 I rifiuti urbani

I R.U. prodotti sono classificabili in:

- rifiuto urbano differenziato, pari a 851.418 t nel 2002 e a 899.692 t nel 2003:
 - la raccolta prevede la separazione di
 - una componente biodegradabile (rifiuto organico, sfalci e potature, carta e imballaggi in carta e cartone, imballaggi in legno, rifiuti tessili) per 591.930 t nel 2002 e 613.466 t nel 2003
 - una componente non biodegradabile data da altri rifiuti di imballaggio (imballaggi in plastica, imballaggi metallici, imballaggi in alluminio, imballaggi in vetro), ingombranti a recupero, rifiuti da apparecchiature

elettriche ed elettroniche, multimateriali e raccolta selettiva (farmaci, batterie, inchiostri, oli, ecc.) per la quota restante

- rifiuto urbano indifferenziato, pari a 1.273.766 t nel 2002 e a 1.170.526 t nel 2003
- rifiuto urbano ingombrante, pari a 52.160 t nel 2002 e a 66.003 t nel 2003

A fonte di tale produzione, la gestione dei R.U. nel Veneto è stata pari a 2.137.184 t nel 2002 e 2.114.527 t nel 2003, articolata in:

- Compostaggio rifiuti selezionati: 604.697 t nel 2002, 565.495 t nel 2003
- Selezione, biostabilizzazione, bioessiccazione e produzione di C.D.R.:
371.643 t nel 2002, 570.703 t nel 2003 (di cui
circa 394.000 t negli impianti di produzione
di C.D.R.)
- Incenerimento a recupero energetico:
141.025 t nel 2002 e 198.455 t nel 2003
- Messa a discarica: 1.019.819 t nel 2002 e 779.910 t nel 2003

L'impiego energetico dei R.U. è dunque legato da un lato alla produzione di C.D.R. e dall'altro all'incenerimento.

Nel 2003 gli impianti di produzione di C.D.R. in Veneto erano 6, uno per provincia a Rovigo, Treviso, Verona e Vicenza, e due a Venezia. La potenzialità di trattamento è pari a 606.200 t/anno a fronte di circa 394.000 t trattate effettivamente, per una produzione di C.D.R. stimabile in circa 131.000 t, corrispondenti a circa 45 ktep. Il Rapporto Rifiuti 2004 APAT non indica tuttavia impieghi energetici di C.D.R. in regione, ad eccezione di circa 3.000 t utilizzate nell'impianto di termovalorizzazione di Verona Cà del Bue. È inoltre in corso una sperimentazione per la combustione di C.D.R. nella centrale termoelettrica ENEL di Fusina (Venezia), che vede per ora la co-combustione da 2 a 7 t/h di C.D.R. nel gruppo 4 per una quota tra il 2 e il 6% del combustibile impiegato. A regime il progetto dovrebbe interessare anche il gruppo 3, con un consumo di C.D.R. a regime stimabile in circa 100-140.000 t/anno.

Allo stesso anno gli impianti di incenerimento operativi erano 3, Padova, Schio (Vicenza) e Fusina (Venezia), mentre un quarto, quello di Verona, risultava in collaudo. Tutti gli impianti trattano in diversa misura una quota di R.S. sanitari (17.556 t nel 2003), di R.S. non pericolosi (8.139 t nel 2003) e di R.S. pericolosi (3.650 t/a) e tutti recuperano energia sotto forma di elettricità, con una produzione complessiva nel 2003 di circa 57,3 GWh lordi. Modesto il contributo dell'impianto di Verona che a fronte di un totale di 81.870 t di rifiuto trattato ha prodotto solamente 7,6 GWh. L'avvio della terza linea del termovalorizzatore di Schio nel corso del 2004 permetterebbe di aumentare la quantità di rifiuto trattata di circa 100 t/giorno (al P.C.I. di riferimento di 3.500 kcal/kg) e la corrispondente produzione di energia elettrica di 23 GWh/anno lordi. È anche previsto l'avvio della terza linea per il termovalorizzatore S. Lazzaro di Padova, in grado di smaltire ulteriori 257 t/giorno di rifiuto e C.D.R., per una produzione elettrica incrementale stimabile in circa 59 GWh/anno lordi.

6.2 I rifiuti speciali

Le 13.051.404 t di R.S. prodotte nel 2002 sono classificabili in tre categorie:

- rifiuti speciali non pericolosi da costruzioni e demolizioni: 5.015.831 t
- rifiuti speciali non pericolosi diversi: 7.402.370 t
- rifiuti speciali pericolosi: 633.203 t

Il totale dei RS gestiti nel Veneto nel 2002, compresi la messa a riserva e il deposito preliminare ammonta a 13.827.301 t, di cui 12.522.043 t di rifiuti non pericolosi e 1.104.258 t di pericolosi, sono ripartiti come segue:

Assessorato PMI - Piano Energetico Regionale

- rifiuti destinati ad operazioni di recupero			
non pericolosi	8.299.714 t	pericolosi	68.754 t
di cui			
per recupero energetico:			
non pericolosi	318.748 t	pericolosi	1.098 t
- rifiuti destinati a operazioni di smaltimento			
non pericolosi	4.222.329 t	pericolosi	1.035.504 t
di cui			
in discarica per R.U.:			
non pericolosi	119.217 t	pericolosi	0 t
in discarica per R.S.:			
non pericolosi	2.464.907 t	pericolosi	164.107 t
trattamento chimico/fisico/biologico:			
non pericolosi	1.772.824 t	pericolosi	628.708 t
incenerimento in impianti per R.U. (con recupero energetico):			
non pericolosi	5.046 t	pericolosi	3.949 t
incenerimento in impianti dedicati (per differenza):			
non pericolosi	143.695 t	pericolosi	6.382 t

In questo caso l'impiego energetico è prevalentemente legato alla attività di recupero energetico in impianti dedicati che hanno trattato le 319.846 t di R.S., mentre l'attività di incenerimento, ad eccezione della ridotta quota smaltita nei quattro impianti di termovalorizzazione per R.U., risulta accompagnata solo da un limitato sfruttamento energetico in termini di recupero di calore, che ha fornito complessivamente 26.800 Mcal (2,68 Mtep).

La quota preponderante del R.S. destinato a recupero energetico è rappresentata da biomassa, in particolare legnosa (legata alla fabbricazione di mobili, serramenti e prodotti in legno), ma anche da lavorazioni agroalimentari o della carta. Quote minori derivano da biogas e da pneumatici. Sul territorio sono identificati ben 110 impianti di smaltimento dedicati, in gran parte localizzate presso le stesse attività produttive responsabili della produzione del rifiuto. Non è stato possibile identificare la forma energetica attraverso cui si realizza il recupero, ma si ritiene che a parte il caso specifico dell'impianto di produzione termoelettrica di Ospitale di Cadore, caratterizzato da una potenza elettrica di circa 20 MW (17,5 netti) e da una produzione nel 2002 di circa 126 GWh elettrici, questa sia prevalentemente rappresentata da calore autoconsumato.

Nel 2002 i 110 impianti dedicati hanno trattato 316.125 t di R.S., così suddivisi:

- segatura, trucioli e residui della produzione di pannelli truciolari e affini: 44.213 t
- rifiuti della lavorazione del legno, carta e affini: 60.462 t
- rifiuti di attività agricola, agroalimentare e della distillazione delle bevande alcoliche: 15.315 t
- rifiuti per produzione di biogas da raccolta e smaltimento R.U. e in quota minore da processi agroalimentari, smaltimento e depurazione acque di scarico: 23.006 t
- pneumatici esausti: 25.374 t
- misto di rifiuti da attività agricola e agroalimentare, rifiuti della lavorazione del legno carta e affini, imballaggi, rifiuti legnosi dal trattamento meccanico dei rifiuti (Ospitale di Cadore): 146.979 t
- altri: 776 t

Il dato relativo ai rifiuti derivanti dalla lavorazione del legno o dalla produzione dei pannelli e affini impiegati per usi energetici (104.675 t, escludendo la quota della centrale SICET di Ospitale, già descritta nel paragrafo sulle biomasse) può essere raffrontato con la

disponibilità di rifiuto legnoso, con le stime riportate sulla relazione APAT sulle biomasse legnose [6] e con gli studi predisposti per la Regione Veneto [7]. In particolare la disponibilità di tali rifiuti registrata nel rapporto APAT è pari nel 2002 a 183.588 t per l'industria del legno e a 197.769 t per quella del mobile, per un totale di 381.357 t. Sarebbe stata invece pari a 710.000 t per la Relazione APAT sulle biomasse legnose e per gli studi della Regione, secondo specifiche analisi di settore. Ciò significherebbe che una quota variabile tra 276.700 e 605.000 t potrebbe ancora essere disponibile per l'utilizzazione energetica.

Va infine citata tra gli usi energetici di R.U. e R.S. la produzione e l'impiego di biogas in particolare in alcune delle discariche per R.U. (sono complessivamente 19 gli impianti presenti sul territorio) e in quelle per R.S. Il Rapporto ARPAV sugli Indicatori Ambientali del Veneto del 2002 [16] riferisce una produzione di energia elettrica da biogas nelle discariche per R.U. pari a 62,6 GWh nel 2001.

Tre impianti, di cui uno sperimentale e uno in costruzione, trattano matrici organiche da rifiuto urbano o di diversa provenienza (deiezioni animali) mediante un processo di digestione anaerobica, con una potenzialità di trattamento autorizzata pari a 301.500 t/a [15]. Si tratta dell'impianto Agrilux di Lozzo Atestino (PD), dell'impianto del Comune di Treviso (sperimentale) e dell'impianto della S.E.T.A. (ex Tergola) a Camposampiero (PD) (in costruzione).

In dettaglio, il primo è autorizzato a trattare 60.000 t/a di fanghi agro-industriali, frazione organica da R.S.U. (o F.O.R.S.U.) e liquame bovino, il secondo 121.500 t/a di fanghi da depurazione di reflui urbani e l'ultimo 120.000 t/a di fanghi, liquami zootecnici e FORSU e scarti verdi.

Anche gli impianti di Verona Cà del Bue e di Bassano del Grappa (VI) prevedono lo sfruttamento della produzione di biogas da fanghi biologici e FORSU e prevedono complessivamente la produzione lorda di circa 30-35 GWh/a³⁷, che nel caso di Verona si aggiungono alla produzione da termoutilizzazione del rifiuto o di C.D.R. delle rimanenti sezioni dell'impianto.

³⁷ A regime il solo impianto di Cà del Bue dovrebbe produrre 140 GWh/a di elettricità e 140 milioni di Mcal/a di calore per teleriscaldamento con una quota di impiego di gas naturale (circa 21 milioni di m³/anno).

7. L'energia elettrica

7.1 Premessa

L'analisi del comparto produttivo dell'energia elettrica per la Regione Veneto è ripartita in due sezioni:

1. analisi dei dati dell'anno 2003 sul parco produttivo e del 2002 sulla disaggregazione della produzione nelle diverse tipologie di impianto e delle produzioni e consumi su base provinciale;
2. analisi di dati del periodo 1998-2003 per evidenziare l'andamento dei fenomeni anche al fine di valutare le ipotesi degli scenari futuri.

Produrre energia elettrica significa trasformare l'energia ottenuta da fonti primarie in elettricità.

La trasformazione avviene nelle centrali elettriche, che si possono distinguere sulla base del processo di conversione in:

- centrali termoelettriche: la produzione di energia elettrica deriva dalla preventiva conversione in energia meccanica di energia termica (ciclo termico), generalmente derivante da un processo di combustione di carbone, olio combustibile, gas, biomasse-rifiuti; anche le centrali geotermoelettriche operano secondo cicli termici, ma il calore è direttamente ricavato dal sottosuolo
- centrali idroelettriche: la produzione di energia elettrica è realizzata a partire dall'energia meccanica ottenuta sfruttando l'energia potenziale gravitazionale di una certa quantità d'acqua che elabora un determinato salto; gli impianti si dividono in impianti ad acqua fluente, impianti a serbatoio, impianti a bacino;
- centraline fotovoltaiche: l'energia solare è direttamente convertita in energia elettrica sfruttando il comportamento di determinati materiali semiconduttori (silicio).
- celle a combustibile: l'energia chimica del combustibile (in genere idrogeno) è convertita direttamente in energia elettrica secondo un processo elettrochimico.

Nel paragrafo seguente si riportano alcune essenziali definizioni relative alla terminologia utilizzata successivamente.

7.2 Definizioni

Per “*produzione lorda di energia elettrica*” di un insieme di impianti si intende la somma delle quantità di energia elettrica prodotte misurate ai morsetti dei generatori elettrici.

Per “*produzione netta di energia elettrica*” di un insieme di impianti si intende la somma delle quantità di energia elettrica prodotte misurate in uscita dagli impianti sottratta la quantità di energia elettrica destinata ai consumi dei servizi ausiliari della produzione.

Per “*energia elettrica destinata ai pompaggi*” si intende l'energia elettrica impiegata per il sollevamento di acqua con pompe e l'accumulo in appositi bacini per il suo utilizzo in tempi successivi al fine di produrre energia elettrica. Sottraendo alla “produzione netta di energia elettrica” la quantità di “energia elettrica destinata ai pompaggi” si ottiene la “produzione destinata al consumo”.

Per “*energia richiesta sulla rete*”, in un certo periodo, si intende:

1. la “produzione destinata al consumo” meno l'energia esportata più l'energia importata o
2. la somma dei consumi di energia elettrica presso gli utilizzatori finali e delle perdite di trasmissione e di distribuzione.

Per “*potenza efficiente*” di un impianto di generazione si intende la 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 ed in condizioni ottimali per il funzionamento. Tale potenza è *lorda* se viene misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell’impianto o *netta* se viene misurata all’uscita dell’impianto, cioè detratta la potenza assorbita dai servizi ausiliari dell’impianto e delle perdite nei trasformatori della centrale.

Per “*autoproduttore*” si intende 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 controllante, nonché per uso dei soci cooperative di produzione e distribuzione dell’energia elettrica.

7.3 Analisi dei dati degli anni 2002 e 2003

La produzione lorda di energia elettrica nella Regione Veneto relativa all’anno 2003 [17], risulta 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.

Il parco di generazione responsabile della produzione riportata è costituito da 293 impianti distinti in:

- 176 impianti idroelettrici dei quali
 - a. 151 impianti di produttori con 1067,3 MW di potenza efficiente lorda e una produzione lorda di 2925,0 GWh e
 - b. 25 impianti di autoproduttori con 11,5 MW di potenza efficiente lorda e una produzione lorda pari a 44,2 GWh ;
- 116 impianti termoelettrici dei quali
 - a. 50 impianti di produttori con 5.284,1 MW di potenza efficiente lorda e una produzione lorda di 23.411,5 GWh e
 - b. 66 impianti di autoproduttori con 302,7 MW di potenza efficiente lorda e una produzione lorda di 1.375,7 GWh.

Seppure sia ottenuta per gran parte da fonti convenzionali, la produzione termoelettrica comprende una quota generata da fonti alternative, quali le biomasse e i rifiuti, valutata in 334,4 GWh lordi che rappresentano l’1,2 % della produzione totale lorda.

Sempre secondo i dati del GRTN, la produzione elettrica complessiva da fonti rinnovabili è invece pari a 3.271,7 GWh e rappresenta l’11,8% della produzione lorda e comprende i numerosi impianti idroelettrici di piccola e media taglia e gli impianti di produzione da biomasse-rifiuti.

I primi coprono il 10,6% della produzione lorda Regionale con 2.937,3 GWh, mentre i secondi solo l’1,2 % con 334,4 GWh.

Nel territorio Veneto non sono presenti impianti eolici se non sperimentali e solamente dei piccoli impianti fotovoltaici, la cui produzione di energia elettrica non viene per ora rilevata.

Per un utile raffronto si è provveduto a dettagliare l’analisi degli impianti presenti sul territorio attraverso i dati richiesti agli uffici UTF. Le informazioni pervenute sino alla pubblicazione del Piano Energetico Regionale consentono valutazioni parziali, perché sono riferite a sole quattro delle sette province venete. Per la provincia di Vicenza, inoltre, si sono integrati i dati disponibili sulle centrali idroelettriche con i risultati di una indagine

inedita realizzata dall'agenzia provinciale per l'energia AGENER in collaborazione con l'Università di Padova.

Escludendo dal computo le centrali di proprietà ENEL e EDISON, considerando cioè i soli impianti dei "produttori minori", la situazione per le quattro province è la seguente:

TREVISO:

Impianti Termoelettrici 129 dei quali	pot. Installata circa	56 MW
9 alimentati a biogas	pot. Installata circa	6,6 MW
1 alimentato a biomasse	pot. Installata circa	0,9 MW
Impianti Idroelettrici 15	pot. Installata circa	9,3 MW

BELLUNO:

Impianti Termoelettrici 17 dei quali	pot. Installata circa	39 MW
2 alimentati a biomasse	pot. Installata circa	26 MW
Impianti Idroelettrici 13	pot. Installata circa	33 MW

VICENZA :

Impianti Termoelettrici 95 dei quali	pot. Installata circa	55 MW
3 alimentati a biogas	pot. Installata circa	3,5 MW
3 alimentati a RSU	pot. Installata circa	9,3 MW
Impianti Idroelettrici 59	pot. Installata circa	43 MW

VENEZIA:

Impianti Termoelettrici 75 dei quali	pot. Installata circa	118 MW
5 alimentati a biogas	pot. Installata circa	6 MW
1 alimentato a RSU	pot. Installata circa	6 MW

Nelle quattro province risulta quindi un totale di 403 "impianti minori" per circa 412 MW. Di questi 87 sono idroelettrici, con una potenza di circa 85 MW (taglia media 977 kW) e 316 termoelettrici, con una potenza di circa 327 MW (taglia media 1.035 kW). Si può supporre che per conseguire una gestione economicamente competitiva con le taglie ridotte rilevate, una parte significativa dei termoelettrici operi in regime cogenerativo.

L'analisi evidenzerebbe inoltre una presenza d'impianti di produzione d'energia elettrica superiore a quella rilevata dal GRITN. Al conteggio effettuato da quest'ultimo potrebbe in effetti sfuggire una parte delle realtà operanti in regime di produzione per autoconsumo totale. Ne deriverebbe che sia i consumi interni complessivi, sia le produzioni (in particolare quelle da fonte rinnovabile) siano sottostimati.

Per verificare queste ipotesi e monitorare questo fenomeno è indispensabile la realizzazione di un sistema informativo regionale, quale ad esempio un "Catasto Regionale delle centrali elettriche" che preveda obbligatoriamente una iscrizione sia per le nuove centrali che per quelle esistenti e la comunicazione annuale sia delle produzioni lorde, sia dei quantitativi di combustibile eventualmente impiegati.

Mentre le precedenti forme di incentivazione derivanti dalla Legge 9/91 e dal CIP 6/92 hanno sicuramente dimostrato una certa efficacia in termini di sviluppo della cogenerazione e della produzione da fonti rinnovabili, non si hanno dati che confermino un effetto paragonabile per il meccanismo dei certificati verdi introdotto a seguito del D. Lgs. 79/99.

Questi certificati sono scambiati su apposito mercato al fine del raggiungimento dell'obbligo di produzione d'energia elettrica "pulita", ricadente su tutti i produttori.

Rimane per ora esclusa da analoghe forme di sostegno buona parte delle iniziative di produzione di tipo cogenerativo.

La strada da percorrere, relativamente alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione, appare ancora lunga e necessita di incentivi importanti e di facilitazioni nelle concessioni. Il contributo dell'energia elettrica così prodotta, rispetto al totale della produzione della Regione, è quindi destinato a rimanere modesto.

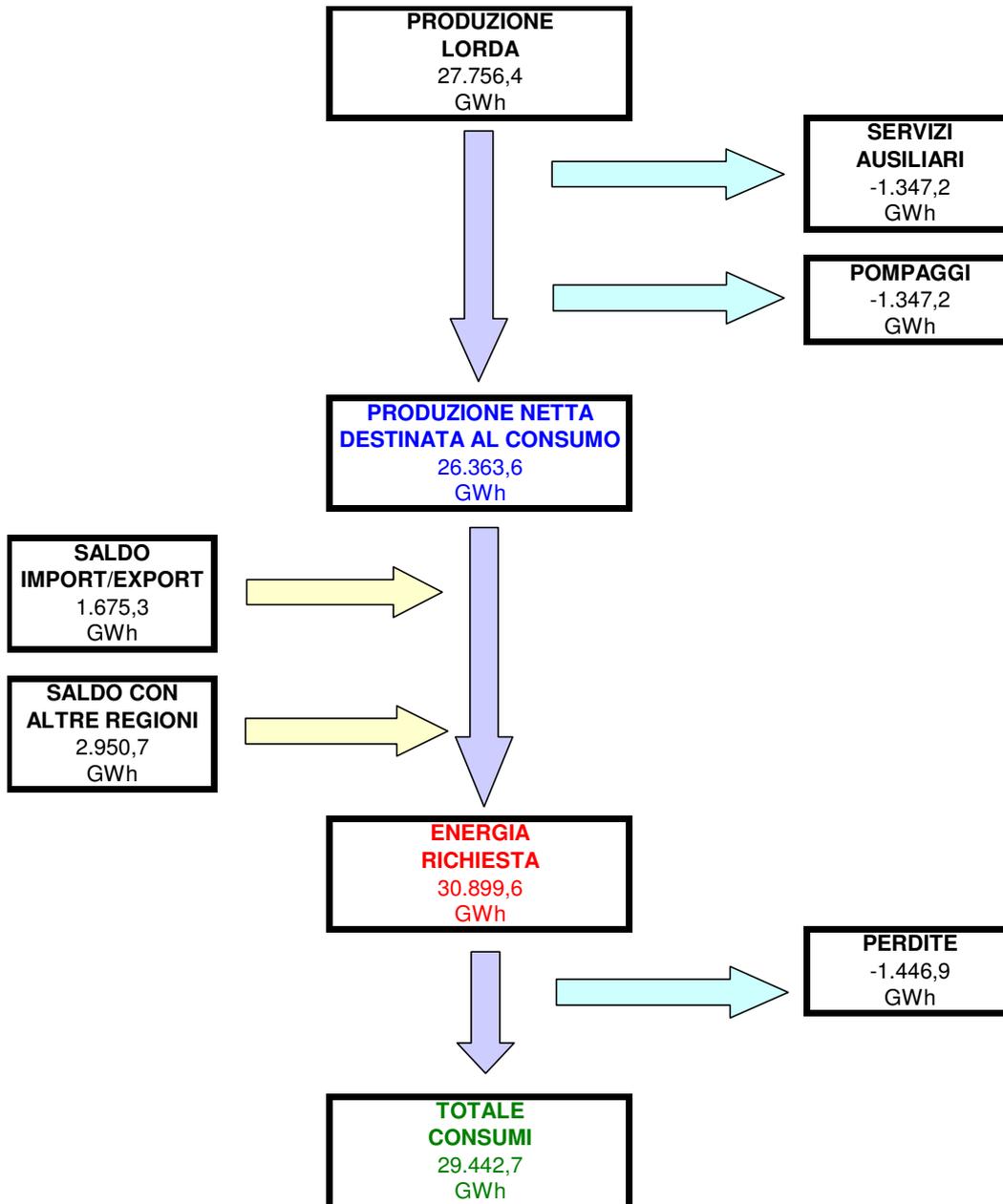


Fig. 15: schema di bilancio elettrico anno 2003 della Regione Veneto in GWh

Con riferimento all'anno 2002 è inoltre possibile valutare la produzione lorda di energia elettrica nel Veneto per tipologia di impianto di generazione, come riportato nella seguente tab. 9. Per lo stesso anno sono anche disponibili i dati di produzione disaggregati su base provinciale, come riportato in tab. 10.

Tab. 9: Produzione termoelettrica e idroelettrica per tipologia di impianto. Anno 2002

Produzione Termoelettrica	Produzione lorda	Potenza efficiente lorda
	[GWh]	[MW]
Ciclo combinato con produzione di calore	7.056,35	970,86
Combustione interna	99,73	32,32
Combustione interna con produzione di calore	154,15	50,32
Condensazione	17.988,64	3.918,70
Condensazione e spillamento	1.312,47	303,71
Contropressione	658,48	173,87
Turbina a gas con produzione di calore	510,03	95,61
Turbo espansore	72,18	13,25
Totale Produzione	27.852,03	5.558,64

Produzione Idroelettrica	Produzione lorda	Potenza efficiente lorda
	[GWh]	[MW]
Impianti a bacino	1.085,67	
Impianti fluenti	1.632,59	
Impianti a serbatoio	931,33	
Impianti a pompaggio	272,50	
Totale Produzione	3.922,06	1.078,60

Tab. 10: Produzione lorda per provincia. Anno 2002.

Province	Termica [GWh]	Idrica [GWh]	Totale [GWh]	% sul totale
Venezia	13.815,3	-	13.815	43
Rovigo	12.687,0	-	12.687	40
Belluno	228,5	2.148,7	2.377	7
Verona	529,2	640,6	1.170	4
Treviso	117,2	742,0	859	3
Vicenza	197,8	363,1	561	2
Padova	277,0	27,7	305	1
Totale	27.852,0	3.922,1	31.774,1	

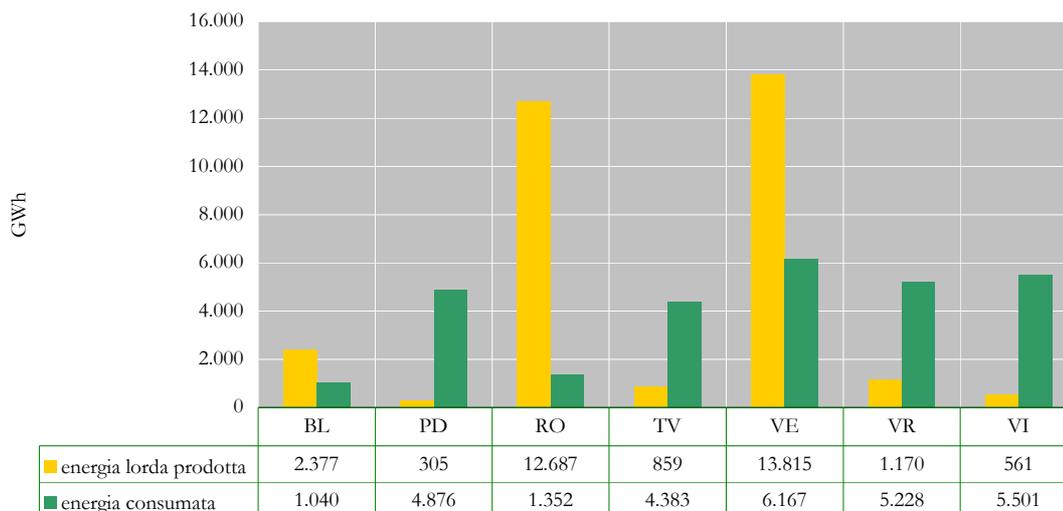


Fig. 16: Confronto tra province su energia lorda prodotta e consumi per l'anno 2002.

Confrontando i dati relativi alla produzione lorda di energia elettrica con i dati dei consumi per l'anno 2002 suddivisi per provincia, si evidenzia come la dislocazione degli impianti di produzione non sia esattamente coerente con la distribuzione dell'energia consumata, al netto dell'energia per trazione (fig. 16). Questo fatto rispecchia in particolare la localizzazione storica dei grossi impianti termoelettrici in aree caratterizzate da grande disponibilità di acqua di raffreddamento.

La produzione lorda di energia elettrica negli impianti ubicati nel territorio della Regione Veneto è realizzata principalmente da impianti di proprietà ENEL ed EDISON, che assieme coprono mediamente il 94% circa del totale della produzione.

In particolare, dei 7 impianti principali presenti, 3 sono di proprietà ENEL:

1. centrale di Fusina, con potenza complessiva di 976 MW impianto che può utilizzare diversi combustibili, ma che viene alimentata a carbone;
2. centrale di Marghera, con potenza complessiva di 140 MW che utilizza carbone;
3. centrale di Porto Tolle, con potenza complessiva di 2.640 MW che utilizza BTZ e STZ, combustibili rispettivamente a basso e bassissimo tenore di zolfo.

I 4 impianti rimanenti di proprietà EDISON sono:

1. centrale di Marghera Levante, con potenza complessiva 766 MW;
2. centrale Azotati, con potenza complessiva 240 MW;
3. centrale di Castelmassa, con potenza complessiva 50 MW;
4. centrale di Porto Viro, con potenza complessiva 130 MW.

Tutti gli impianti Edison utilizzano come combustibile il gas naturale.

7.4 Analisi dell'evoluzione nel periodo 1998-2003

La produzione lorda di energia elettrica presenta un andamento complessivamente decrescente nel periodo 1998-2003: in particolare posto pari a 100 il valore dell'anno 1998, la diminuzione complessiva è pari a 5,5 (fig. 17).

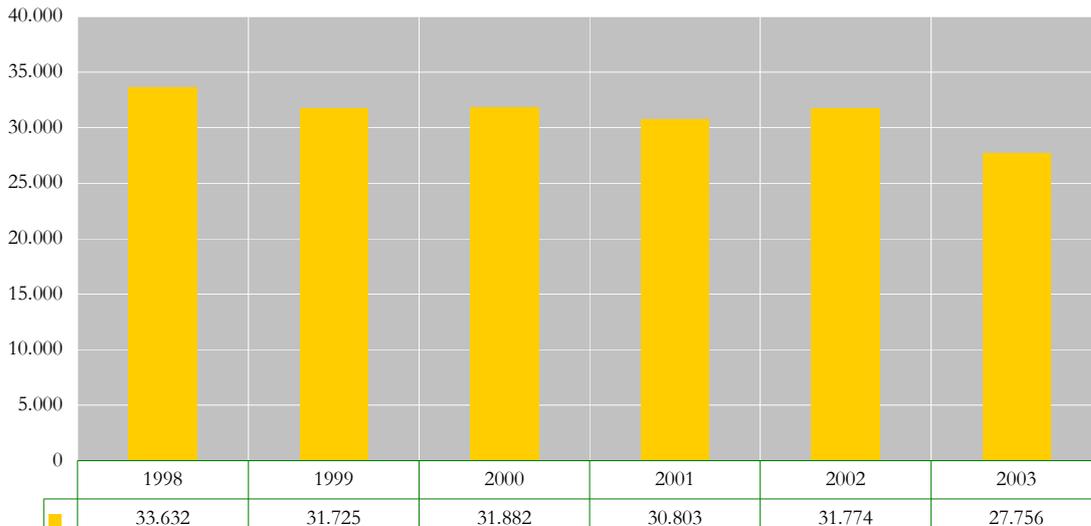


Fig. 17: Produzione lorda di energia elettrica nel Veneto in GWh

L'analisi condotta per tipologia di impianto di produzione evidenzia che a tale riduzione complessiva contribuiscono gli impianti idroelettrici per il 26,8% e gli impianti termoelettrici per il 16,2%.

La riduzione della produzione lorda di energia elettrica nel Veneto, evidenziata in fig. 18, risente di diversi fattori. La produzione negli impianti idroelettrici è naturalmente molto legata alla piovosità annuale. Nel tempo ha tuttavia contribuito alla riduzione anche il notevole inghiaamento dei serbatoi e bacini e le disposizioni intervenute in materia di deflussi minimi. queste due concause hanno di fatto ridotto la possibilità di modulazione degli invasi.

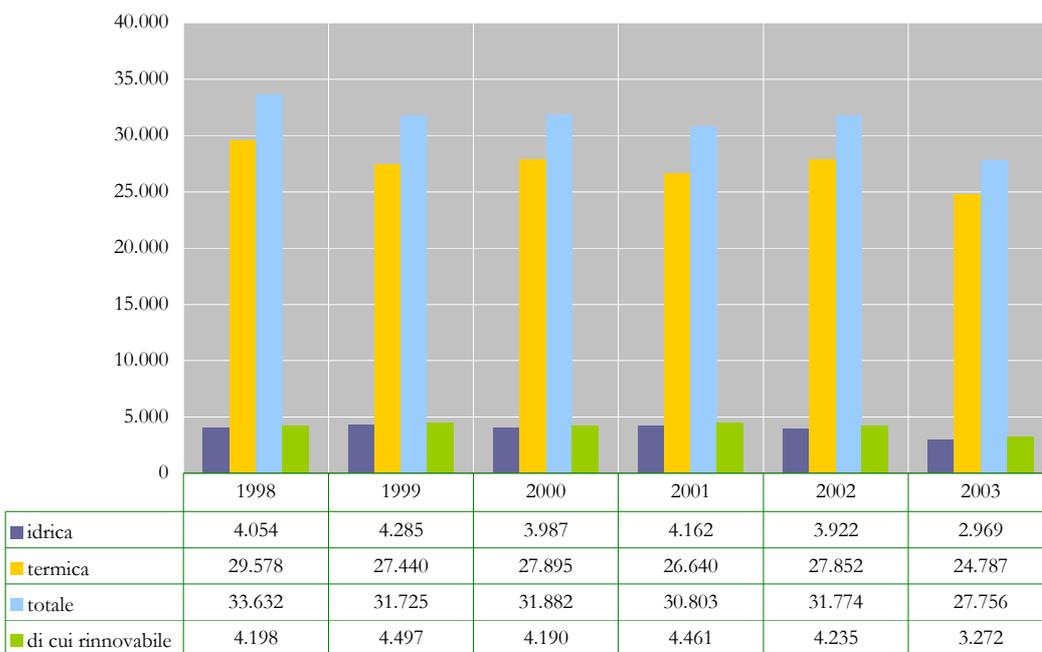


Fig. 18: Produzione lorda di energia elettrica per tipologia di impianto nel Veneto in GWh

La gestione degli impianti termoelettrici, oltre alle problematiche legate ai guasti e alle manutenzioni ordinarie e straordinarie, risente e risentirà sempre più dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica e in particolare dall'andamento delle quotazioni della borsa elettrica. Questa nel tempo dovrebbe finire per collocare fuori mercato tutti gli impianti meno efficienti e caratterizzati da costi di produzione troppo elevati e quindi non competitivi sul mercato.

A tale proposito va fatto rilevare che la parte più significativa del parco di impianti per la produzione elettrica nel Veneto è piuttosto obsoleta.

Si possono citare alcuni casi di impianti termoelettrici in condizioni critiche per quanto riguarda l'età:

- centrale di Fusina entrata in esercizio tra il 1964 e il 1974;
- centrale di Marghera entrato in esercizio tra il 1952 e il 1956;
- centrale di Porto Tolle entrato in esercizio tra il 1980 e il 1984.

A questo proposito diventa indispensabile ricordare che la produzione è destinata a scendere nei prossimi anni in modo ancora più significativo a causa del sempre minor utilizzo della centrale di Porto Tolle.

Anche una parte significativa delle centrali idroelettriche si trova peraltro nelle stesse condizioni.

Ne consegue la necessità di rendere gli impianti più efficienti e affidabili attraverso importanti interventi strutturali.

Un aspetto importante che va evidenziato e che bisogna cercare di mantenere nel tempo, è il mix piuttosto equilibrato di combustibili che è stato raggiunto. I dati dell'anno 2002 sui combustibili utilizzati per produrre l'energia elettrica in Veneto sono estremamente significativi: 38,0% olio combustibile, 24,1% gas naturale, 24,6% carbone, 1,0% biomasse-rifiuti, 12,3% idroelettrica.

Esiste evidentemente la necessità di elevare la produzione da fonti rinnovabili, in particolare a compensazione di una riduzione del consumo di olio combustibile.

Le fonti alternative (rinnovabili e rifiuti) si possono considerare di importanza strategica nel futuro della Regione Veneto, vista la maggiore sicurezza di approvvigionamento legata alla disponibilità diretta nel territorio Veneto, ma soprattutto in relazione alla necessità di ridurre le emissioni inquinanti nette in atmosfera.

Purtroppo si rileva una generale stagnazione del ricorso a tali fonti energetiche.

La situazione italiana delle fonti rinnovabili utilizzate nella produzione di energia elettrica (fig. 19) risulta a crescita quasi nulla: infatti va dai 46.893,4 GWh del 1998 ai 47.971,3 GWh del 2003 con un incremento di appena 1.077,9 GWh pari al 2,3 % in più rispetto al 1998.

Di fatto fino all'anno 2001 si è registrata una crescita di utilizzo di fonti rinnovabili fino a una produzione di 55.087,6 GWh, mentre nei due anni successivi 2002 e 2003 si era verificata una continua diminuzione.

Nel 2002 le fonti classificate come rinnovabili, incluso il grande idroelettrico e i rifiuti, hanno contribuito per meno del 9% alla copertura dei consumi energetici complessivi.

Nel dettaglio i contributi principali sono risultati quello la grande produzione idroelettrica, che copre il 42,0%, quello della legna e le biomasse che rappresentano il 30,0% e il geotermico, pari a circa l'8,0%.

Le fonti propriamente rinnovabili, escluso il grande idroelettrico ed i rifiuti, in Italia rappresentano nel 2002 il 4,6% dei consumi energetici nazionali.

Nel settore elettrico, l'energia prodotta da fonti rinnovabili rappresenta per l'anno 2002 il 17,2% della produzione nazionale, mentre le altre fonti rinnovabili escluso grande idroelettrico e rifiuti, rappresentano il 5,4%.

Per l'anno 2003 l'analisi dei dati del settore elettrico nazionale non restituisce variazioni sostanziali rispetto all'anno 2002.

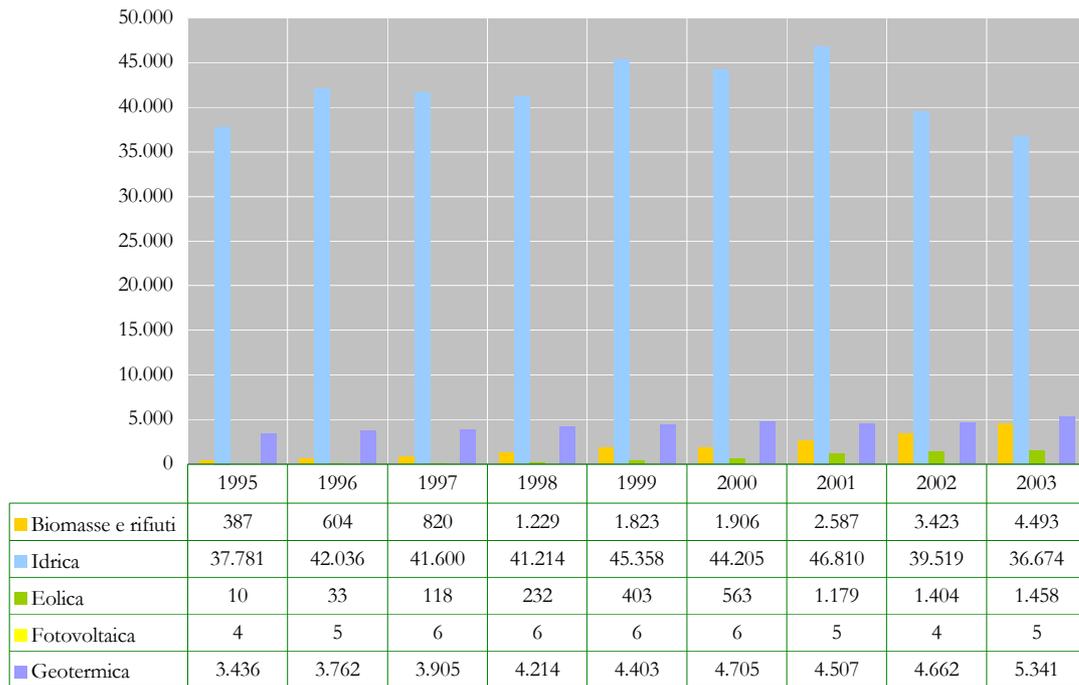


Fig. 19: produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia in GWh

Nel Veneto la situazione non è migliore. Infatti le fonti rinnovabili globali rappresentano nel 2003 il 11,8% della produzione lorda di energia elettrica con una preponderanza dell'energia idroelettrica e solo l'1,2% è rappresentato dall'energia prodotta da biomasse-rifiuti. Anche nel Veneto non si è registrato un incremento negli anni della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (fig. 20).

I dati chiariscono, in modo inequivocabile, come le potenzialità della produzione energetica da fonti rinnovabili non si siano sviluppate. Senza una chiara politica che ne stimoli il mercato, ben difficilmente si riuscirà ad assicurare il necessario incremento.



Fig. 20: Suddivisione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel Veneto in GWh

L'energia importata dall'estero, nella Regione Veneto, risulta pressoché costante in quanto limitata dalla portata dell'unica linea di interconnessione con l'estero presente: la linea Soverzene – Lienz di tensione nominale di 220 kV. Il grafico di figura 21 evidenzia in particolare la riduzione dell'energia esportata verso le altre Regioni e conseguentemente del saldo attivo: Da regione esportatrice il Veneto si sta avviando a diventare regione importatrice. Questo fenomeno si evidenzia già a partire dall'anno 2003.



Fig. 21: Andamento energia importata ed esportata nel Veneto in GWh

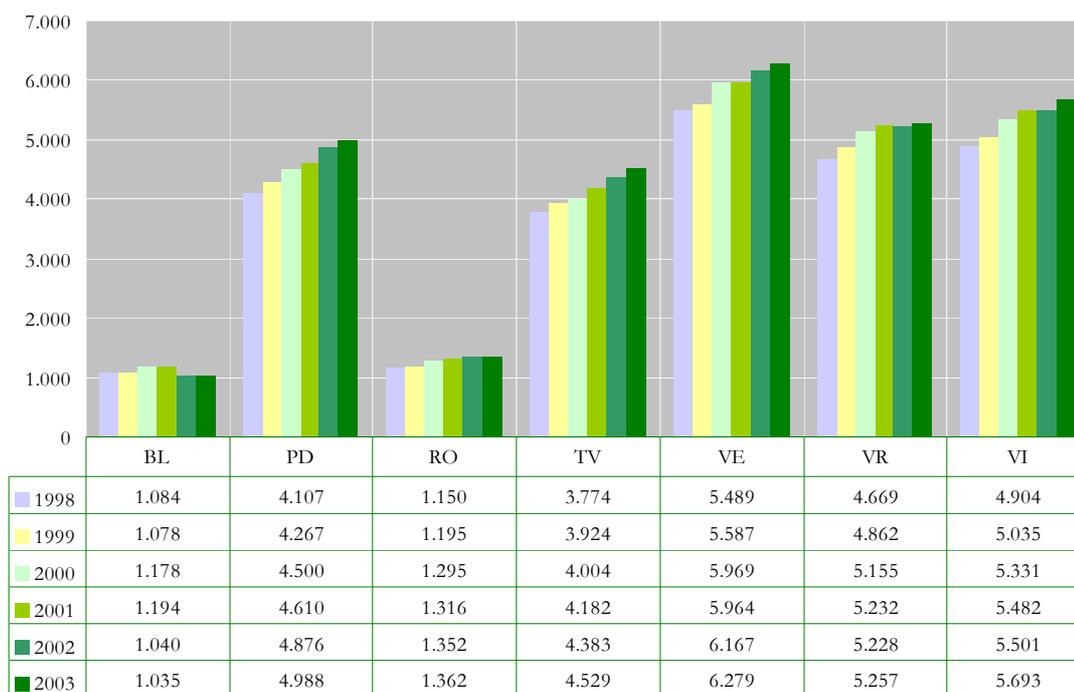


Fig. 22: andamento dei consumi totali nelle province del Veneto nel periodo 1998-2003 in GWh

I consumi elettrici regionali sono caratterizzati da una crescita continua dal 1998 al 2003 che risulta pari al 15,6% in cinque anni. L'incremento annuale è più elevato negli anni 1999 (+3,0% sul 1998), 2000 (+5,7% sul 1999) e di tendenza più contenuta negli anni 2001 (+2,0% sul 2001), 2002 (+2,0% sul 2001) e 2003 (+2,1% sul 2002).

Anche le singole province venete presentano nel periodo 1998–2003 un trend generale di aumento dei consumi (fig. 22): +21,5% a Padova, +20,0% a Treviso, +18,4% a Rovigo, +16,1% a Vicenza, +14,4 a Venezia e +12,6% di Verona. Fa eccezione la provincia di Belluno che presenta una riduzione pari a -4,5%.

La figura 23 riporta i valori dei tassi provinciali di incremento medi annuali sul periodo 1998-2003, relativi ai singoli macrosettori. Per quanto riguarda i consumi complessivi di energia elettrica, il +3,1% di incremento medio annuale è legato ad un incremento medio annuo di +6,6% nel settore Terziario, seguito dai settori Usi Domestici +2,6%, Industria +2,3%, e Agricoltura +2,0%. A livello provinciale si registrano un massimo di +7,6% del settore Terziario in provincia di Venezia e un minimo di -3,3% del settore Industria in provincia di Belluno. L'agricoltura e l'Industria crescono maggiormente a Padova (+6,6% e +4,1% rispettivamente), gli Usi Domestici a Treviso (+2,9%).

Analizzando l'andamento dei consumi nei quattro macrosettori principali Agricoltura, Industria, Terziario e Usi domestici si può verificare quanto ogni settore ha contribuito alla crescita dei consumi nel Veneto e conseguentemente alla crescita del fabbisogno di energia elettrica.

Il settore Agricoltura passa da un'incidenza sul consumo totale dell'1,9 % del 1998 ad un'incidenza del 1,8% del 2003, figura 24, con una crescita, nell'arco di tempo esaminato 1998 – 2003 complessiva del 9,9%.

Nel dettaglio dell'evoluzione annuale, l'analisi provinciale in questo settore configura un andamento piuttosto diversificato dell'incremento dei consumi tra le varie province (fig. 24) con tendenze stabili per Belluno, Rovigo e Venezia, in crescita per Padova e Treviso, in calo dopo un forte incremento a Verona, e in ripresa dopo un leggero calo per Vicenza.

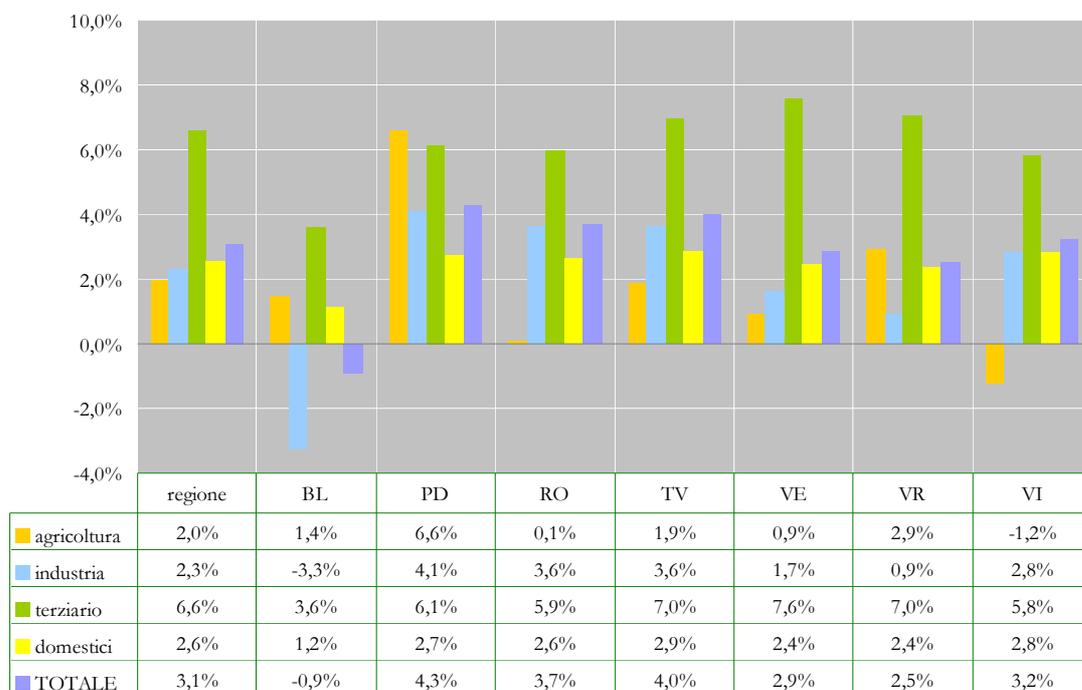


Fig 23: *Andamento del consumo medio annuo nel periodo 1998-2003*



Fig. 24: andamento dei consumi nel settore Agricoltura nel periodo 1998-2003 in GWh

L'analisi nel settore, dei consumi per addetto, per il periodo 1998/2002, figura 25, rispecchia in linea di massima l'andamento nazionale con eccezione per l'anno 2001, che evidenzia un picco anomalo dei consumi. Ad una costante diminuzione del numero di addetti [18] corrisponde un lento ma progressivo aumento del consumo di energia elettrica. Va rilevato che nella Regione Veneto il consumo per addetto è mediamente superiore, nel periodo considerato, del 30 % al dato nazionale.

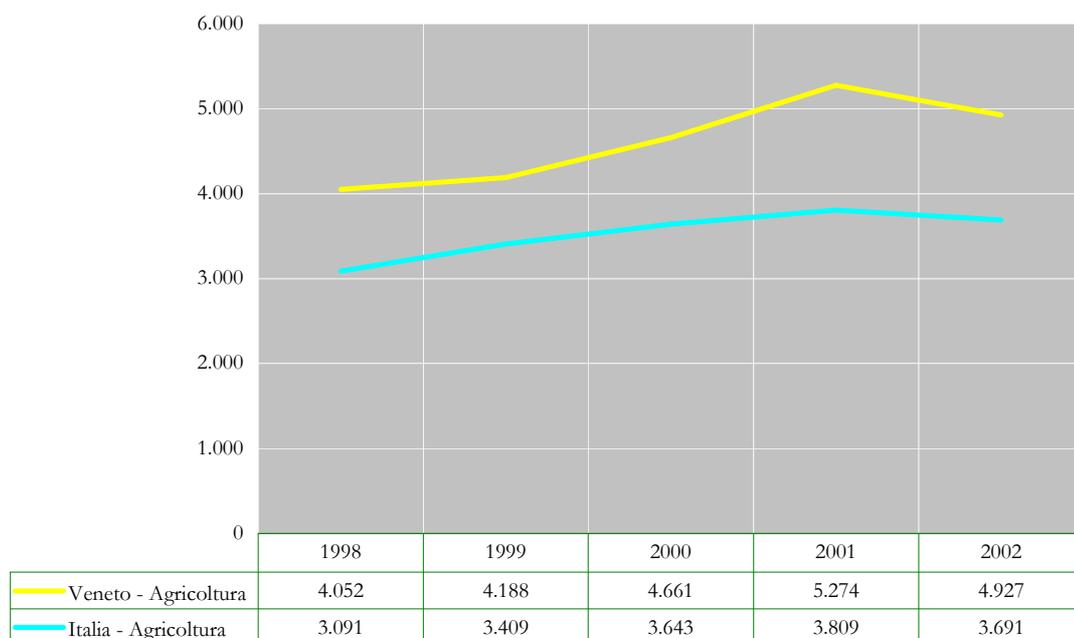


Fig. 25: consumo elettrico per addetto nel settore Agricoltura nel periodo 1998-2002 in kWh/addetto

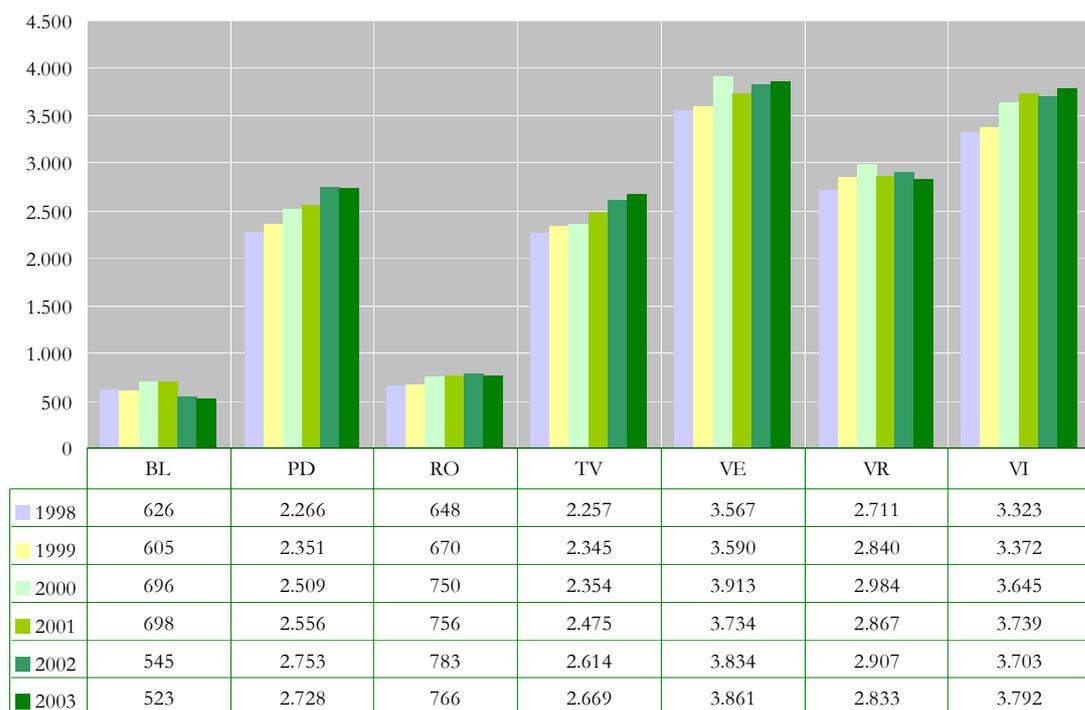


Fig. 26: andamento dei consumi nel settore Industria nel periodo 1998-2003 in GW/h

Il settore Industria (fig. 26) passa da un'incidenza sul consumo totale pari a 60,4 % del 1998 ad un'incidenza del 58,3% del 2003 sia pure con una crescita netta complessiva, nell'arco di tempo esaminato 1998–2003, dell'11,5%. La dinamica dei consumi di questo settore risulta in crescita per quasi tutte le province, eccetto Belluno che cala dopo il massimo del 2001 e Verona che si assesta su valori più bassi a quello del 2000.

L'analisi nel settore, dei consumi per addetto (fig. 27) evidenzia a fronte di una costante diminuzione degli addetti [18], un consumo elettrico in lento aumento (+1% circa all'anno), forse ad indicare un maggior grado di automazione. In Veneto il settore appare meno energivoro rispetto alla media nazionale.

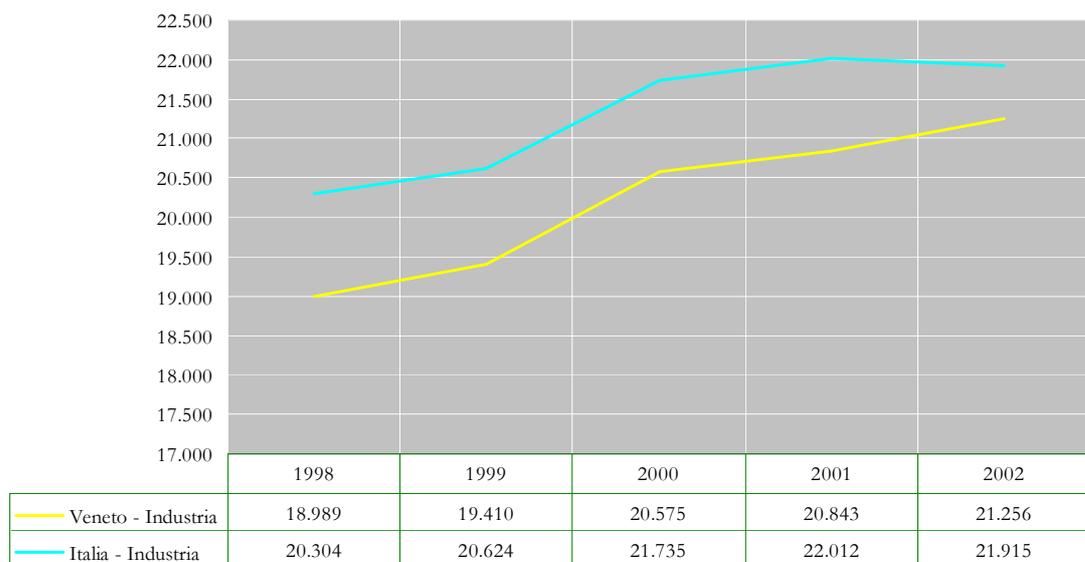


Fig. 27: consumo elettrico per addetto nel settore Industria nel periodo 1998-2002 in kWh/addetto



Fig. 28: andamento dei consumi nel settore Terziario nel periodo 1998-2003 in GWh

Il settore Terziario (fig. 28) passa da un'incidenza sul consumo totale del 18,7% del 1998 al 21,5% del 2003 a fronte di una crescita complessiva nel periodo esaminato 1998–2003, pari al 32,8%. L'esame provinciale in questo settore presenta un andamento dei consumi sempre omogeneo e in crescita in tutte le province.

L'analisi dei consumi per addetto, nel settore (fig. 29) evidenzia a fronte di una costante diminuzione degli addetti[18], un consumo di energia elettrica in progressivo aumento, forse legato al maggior utilizzo di apparecchiature informatiche e alla diffusione della climatizzazione ambientale



Fig. 29: consumo elettrico per addetto nel settore Terziario nel periodo 1998-2002 in kWh/addetto

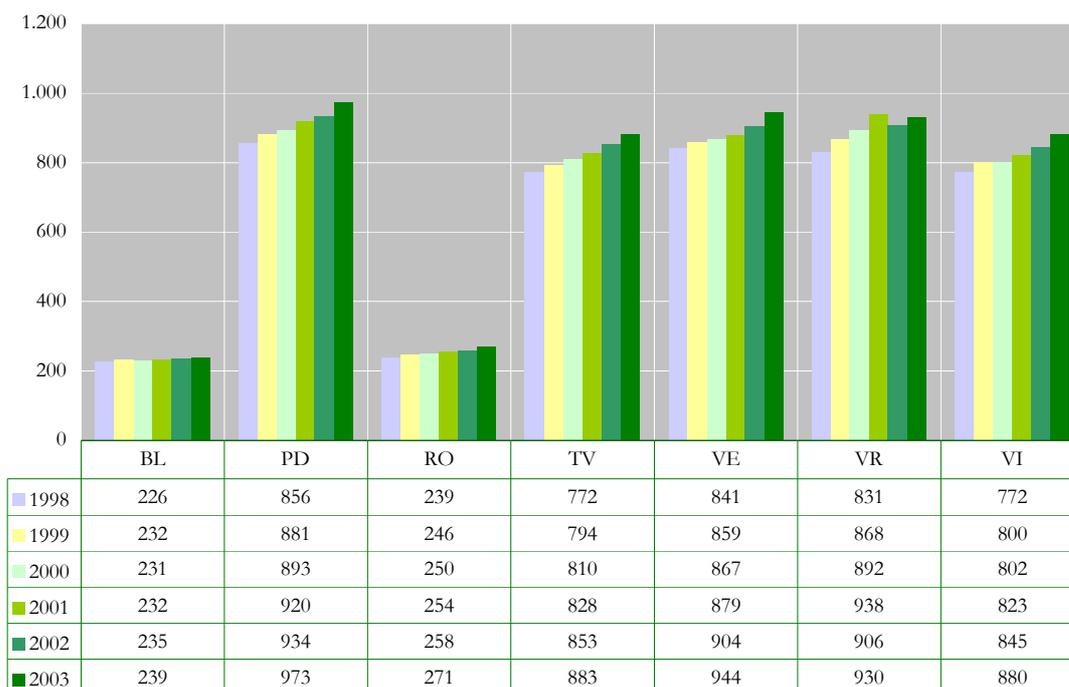


Fig. 30: andamento dei consumi nel settore Domestico nel periodo 1998-2003 in GWh

Il settore Domestico (fig. 30) passa da un'incidenza sul consumo totale del 17,8 % del 1998 ad un'incidenza del 17,4 % del 2004 con una crescita complessiva nel periodo di analisi 1998–2003 del 12,8 %. L'andamento provinciale dei consumi è piuttosto omogeneo e in crescita in tutte le province, con eccezione della provincia di Belluno.

L'analisi dei consumi per abitante nel settore (fig. 31) evidenzia un progressivo aumento del consumo di energia elettrica, da ricondursi presumibilmente al maggior uso di impianti di climatizzazione per gli ambienti ed alla maggior penetrazione dell'utilizzo di elettrodomestici. I dati regionali si attestano in ogni caso al disotto della media nazionale.

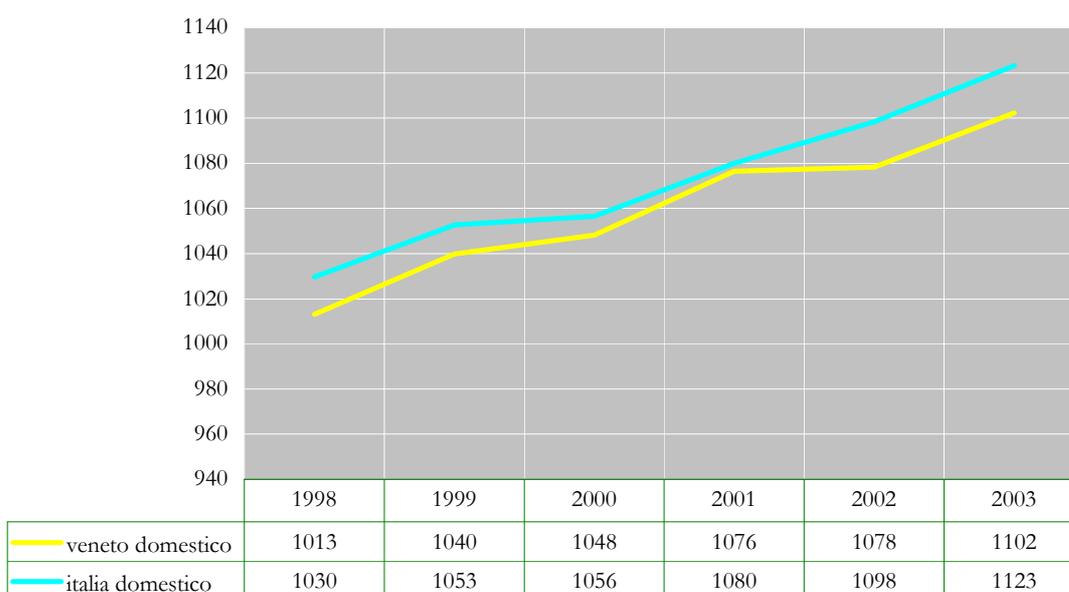


Fig. 31: consumo elettrico per addetto nel settore Domestico nel periodo 1998-2002 in kWh/addetto

L'esame dell'intensità elettrica consente un interessante confronto tra l'andamento del PIL regionale o del V.A. per settore [18] e il consumo di elettricità.

Dal confronto dell'intensità elettrica di ogni settore economico produttivo, riportato nella figura 32, emerge che questa è in leggera diminuzione nei settori Agricoltura e Industria, mentre tende a crescere nel settore Terziario. Ciò sembra confermare quanto già evidenziato nella precedente analisi.

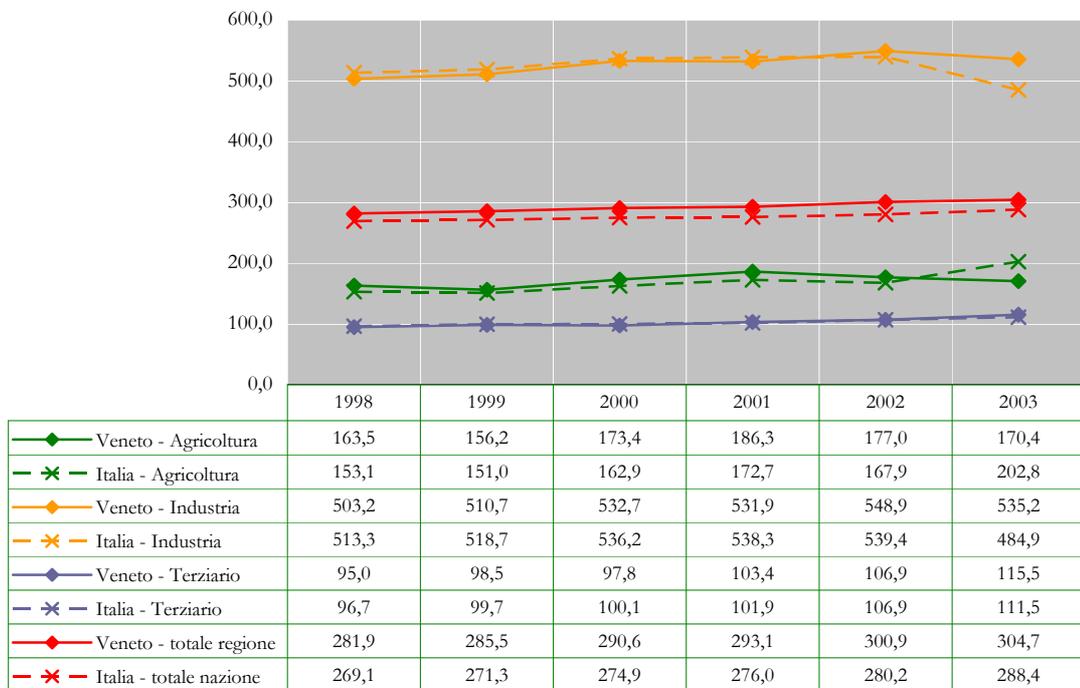


Fig. 32: Intensità elettrica del valore aggiunto a prezzi costanti 1995 in MWh/milioni di eurolire 1995

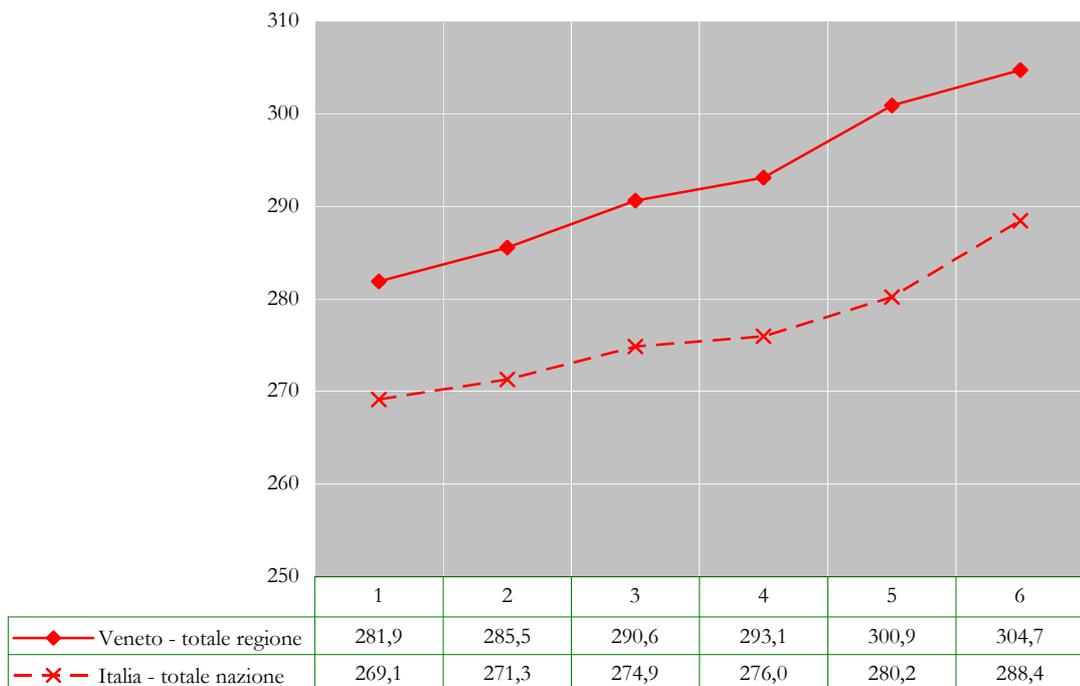


Fig. 33: Intensità elettrica complessiva regionale a prezzi costanti 1995 in MWh/milioni di eurolire 1995

L'intensità elettrica complessiva regionale, rappresentata in dettaglio in figura 33, si assesta su livelli più elevati della media nazionale indicando, di fatto per il Veneto, la presenza di una struttura ad uso energetico più intensivo in rapporto al PIL. Tale aspetto potrebbe essere riferito ad una scarsa attitudine alla razionalizzazione dei consumi elettrici.

Tab. 11: Parametri economici ed energetici per la valutazione dell'intensità energetica.

Consumi di energia elettrica (esclusa trazione elettrica)

GWh	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Regione Veneto	25.176	25.948	27.432	27.981	28.548	29.142
Nazionale	260.809	267.284	279.320	285.492	290.960	299.789

PIL PREZZI COSTANTI BASE 1995

(milioni di euro lire)	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Regione Veneto	89.316	90.873	94.392	95.465	94.883	95.645
Nazionale	969.131	985.253	1.016.192	1.034.549	1.038.394	1.039.367

PIL PREZZI CORRENTI

(milioni di euro lire)	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Regione Veneto	97.692	100.358	106.508	110.719	113.342	118.346
Nazionale	1.073.019	1.107.994	1.166.548	1.220.147	1.258.349	1.300.926

INTENSITA' ENERGETICA DEI CONSUMI (prezzi costanti 1995)

[MWh/milioni di euro lire 1995]	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Regione Veneto	281,9	285,5	290,6	293,1	300,9	304,7
Nazionale	269,1	271,3	274,9	276,0	280,2	288,4
	5%	5%	6%	6%	7%	6%

INTENSITA' ENERGETICA DEI CONSUMI (prezzi correnti)

[MWh/milioni di euro lire]	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Regione Veneto	257,7	258,6	257,6	252,7	251,9	246,2
Nazionale	243,1	241,2	239,4	234,0	231,2	230,4
	6%	7%	8%	8%	9%	7%

Si possono quindi analizzare le variazioni percentuali dei consumi: l'incremento dei consumi di energia elettrica nella Regione Veneto evidenzia, rispetto al trend nazionale, un rallentamento, nonostante l'incremento medio annuo della Regione risulti praticamente costante negli ultimi tre anni (fig. 34).

Contemporaneamente il consumo medio pro capite di energia elettrica, figura 35, nel periodo 1998-2003 evidenzia nel Veneto un consumo di energia elettrica per abitante mediamente superiore del 25% rispetto al corrispondente valore nazionale.



Fig. 34: Confronto del tasso di sviluppo del consumo elettrico tra regione Veneto ed Italia in %



Fig. 35: Consumo di energia elettrica pro capite in KW/h

Confrontando nel periodo 1998-2003 l'andamento della produzione destinata al consumo e dell'energia richiesta si evidenzia la situazione rappresentata in figura 36.

Se negli anni che vanno dal 1998 al 2000 gli impianti di produzione ubicati sul territorio erano in grado di produrre energia in abbondanza, tale da qualificare la Regione Veneto come esportatrice di energia verso le altre Regioni, nel biennio 2001-2002 la produzione di

energia arriva a soddisfare la richiesta interna, mentre nell'anno successivo 2003 la produzione sul territorio regionale non copre le richieste degli utilizzatori.

Questo andamento a forbice tra la produzione destinata al consumo e l'energia richiesta è da far risalire alla gestione della centrale di Porto Tolle, che ha prodotto nel corso dell'anno 2003 il 40% in meno di energia rispetto l'anno precedente (fig. 37).



Fig. 36: confronto tra l'andamento della produzione destinata al consumo e dell'energia richiesta nel Veneto in GWh



Fig. 37: energia prodotta nella centrale di Porto Tolle - TWh

Tab. 12: Bilancio regionale dell'energia elettrica (valori in GWh)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
produzione lorda	33.632	31.725	31.882	30.803	31.774	27.756
idrica	4.054	4.285	3.987	4.162	3.922	2.969
termica	29.578	27.440	27.895	26.640	27.852	24.787
servizi ausiliari della produzione	1.334	1.368	1.436	1.385	1.369	1.347
produzione netta	32.298	30.357	30.446	29.418	30.405	26.409
idrica	4.004	4.232	3.935	4.115	3.871	2.928
termica	28.294	26.125	26.511	25.303	26.534	23.481
energia destinata ai pompaggi	12	19	55	21	14	46
produzione destinata al consumo	32.286	30.338	30.391	29.397	30.391	26.364
saldo import/export	1.631	1.686	1.958	1.861	1.787	1.675
saldo con altre regioni	-6.885	-4.222	-3.041	-1.446	-1.860	2.851
energia richiesta	27.032	27.802	29.308	29.811	30.318	30.890
perdite di trasformazione e di distrib	1.555	1.568	1.583	1.543	1.482	1.447
totale consumi	25.477	26.234	27.725	28.268	28.836	29.443

8. Le infrastrutture di trasporto e distribuzione dell'energia

Le reti energetiche di trasporto (trasmissione, nel caso dell'energia elettrica) e distribuzione rappresentano i vettori attraverso i quali si trasferisce l'energia nella regione. Mentre le reti di trasporto servono per trasferire l'energia su tratti medio lunghi tra punti diversi del territorio, le reti di distribuzione sono dedicate al prelievo dell'energia dalla rete di trasporto e alla sua consegna all'utente finale. Per quanto riguarda l'energia elettrica l'attività di trasporto riservata allo Stato, che l'ha affidata al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, mentre l'attività di distribuzione è svolta su concessione del Ministero delle Attività Produttive, che deve essere unica per ambito comunale. Per il gas naturale, trasporto e distribuzione sono attività libere, anche se definite di interesse pubblico. La distribuzione è affidata per periodi predefiniti mediante gara dagli enti locali (comuni, unioni di comuni o comunità montane) che alla scadenza dell'affidamento rientrano in possesso delle reti e degli impianti, e delle nuove opere realizzate.

La separazione tra proprietà delle reti e gestione e il termine temporale degli affidamenti pongono in genere difficoltà in merito al potenziamento e all'ammodernamento delle infrastrutture, anche in presenza di accordi preventivi e di standard qualitativi imposti. Gli interventi talvolta realizzati sulla base delle previsioni dell'andamento della domanda nell'area servita, più che su progetti di recupero della qualità e delle prestazioni.

Manca inoltre una attenzione specifica allo sviluppo di un sistema di generazione distribuita che possa contribuire concretamente e sostenete lo sviluppo della Regione.

Diviene così indispensabile che sia garantita un'elevata qualità del servizio sia tecnico che commerciale non solo nelle aree ad alta densità di impieghi, dove è più remunerativo investire e più agevole conseguire risultati buoni rispetto ai parametri qualitativi considerati dall'Autorità, ma anche nelle zone a densità di attività o di popolazione, medio bassa.

Il fenomeno di scarsa qualità del servizio si manifesta ora soprattutto nelle aree periferiche o montane, ed è dovuto principalmente alla poca manutenzione effettuata alle linee distributive.

Sarebbe pertanto opportuno definire dei parametri che riescano ad equiparare le aree a medio bassa densità con quelle ad alta densità, costringendo di fatto i gestori della rete di distribuzione ad un analogo impegno in tutte le aree della Regione.

L'azione, da concordare con l'Autorità, potrebbe concretizzarsi in clausole specifiche da inserire all'interno dell'atto di concessione al momento del rilascio.

8.1 Rete dei gasdotti

La Rete di Trasporto del Gas secondo le definizioni della delibera AEEG n. 121/01 ("Definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto e dispacciamento del Gas naturale e per l'utilizzo dei terminali di Gnl e della prenotazione di capacità") e del D.M. 22/2000 ("Individuazione della rete nazionale dei gasdotti ai sensi dell'art. 9 del D. Lgs. 23 maggio 200, n. 164"), risulta strutturata in:

- Rete di trasporto nazionale: costituita dai gasdotti ricadenti in mare, dai gasdotti di importazione e esportazione, dai gasdotti interregionali, dai gasdotti collegati agli stoccaggi e dai gasdotti funzionali al sistema nazionale del Gas.
- Rete di trasporto regionale: costituita dai gasdotti preposti al trasporto a livello regionale del Gas esclusi dalla rete nazionale e ai quali si connettono le reti di distribuzione locale.
- Reti di distribuzione locale: costituita dalle condotte che allacciano la rete regionale alle utenze finali.

Rete di trasporto nazionale e regionale

Il sistema infrastrutturale esistente, legato alla rete di trasporto nazionale, interessa il Veneto in larga misura lungo la dorsale Pordenone-Zimella-Poggio Renatico totalmente gestita da SNAM Retegas (fig. 38).

Pur essendo in grado di soddisfare gli attuali livelli di consumo nazionale, il sistema non dispone di capacità che possano garantire afflusso dei nuovi quantitativi di Gas che nel futuro saranno certamente richiesti, dato che i punti di ingresso presenti risultano pressoché saturi.

L'immissione di gas nella rete nazionale avviene dai punti di [22] :

- | | |
|-----------------------------------|------------------------------------|
| - Passo Gries (Gas dall'Olanda) | 57,7 milioni di m ³ /g; |
| - Tarvisio (Gas dalla Russia) | 82,0 milioni di m ³ /g; |
| - Mazara del Vallo (Gas Algerino) | 86,0 milioni di m ³ /g; |
| - Terminale Gnl di Panigaglia | 11,5 milioni di m ³ /g; |
| - Gorizia | 0,7 milioni di m ³ /g |

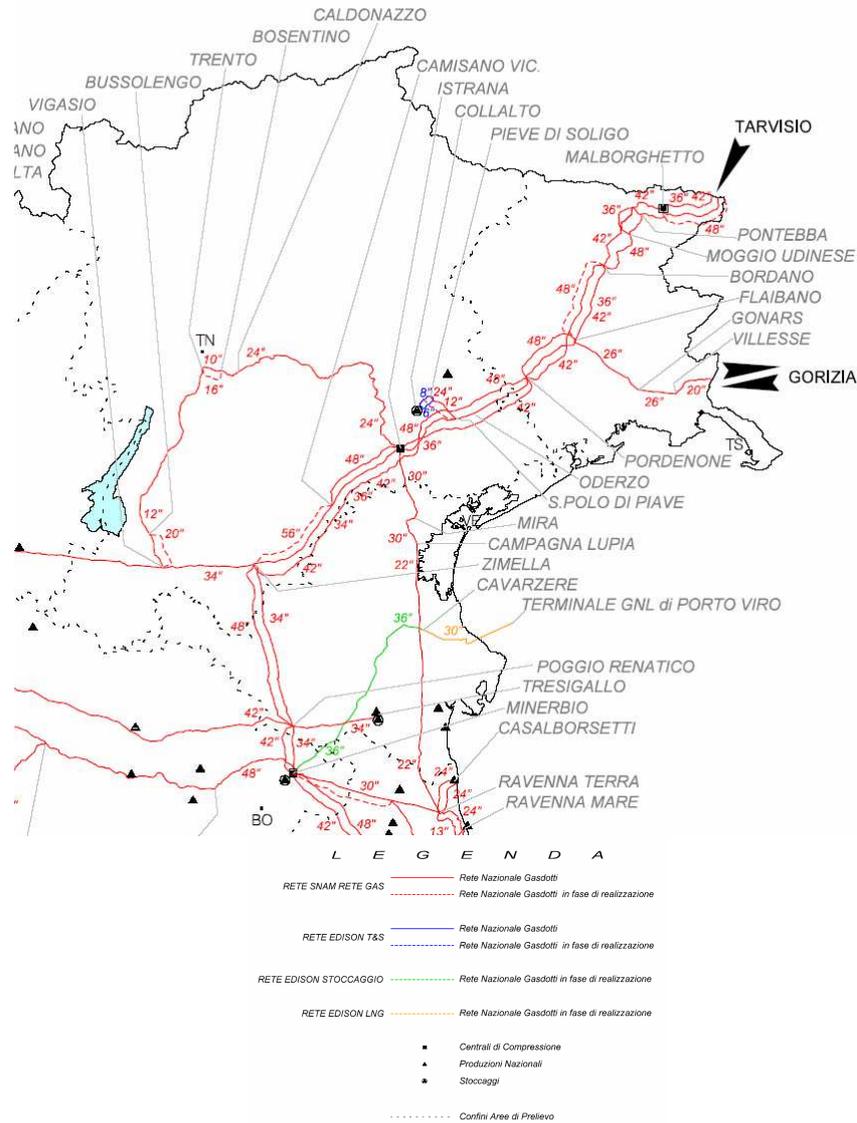


Fig. 38: Rete nazionale gasdotti al 1 ottobre 2004.

Sono stati predisposti quindi diversi interventi a potenziamento della capacità d'importazione, tra i quali quello che prevede la realizzazione del nuovo metanodotto Tarvisio (UD) – Zimella (VR), in parallelo ai metanodotti esistenti, interessa anche la Regione Veneto. L'opera, già iniziata, dovrebbe essere completata nel 2007 ed aumenterà la capacità d'importazione dalla Russia e dalla Slovenia fino a 105 milioni di m³/g. La sua lunghezza complessiva sarà di 233 km.

È stato inoltre presentato un progetto per la realizzazione di un terminale Gnl al largo della costa rodigina (Porto Viro), con la previsione di collegarlo alla linea Cavarzere-Minerbio.

La rete di trasporto regionale si sviluppa nel territorio regionale garantisce l'alimentazione delle linee locali.

Rete di distribuzione locale

La rete di distribuzione locale si presenta sotto forma di una struttura estremamente ramificata e difficile da analizzare. I dati più completi attualmente disponibili sono quelli dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e si riferiscono all'anno 1998.

La diffusione di reti a media e bassa pressione, per la distribuzione del Gas naturale, ha svolto un ruolo determinante per la trasformazione del sistema energetico Regionale.

Il numero dei comuni del Veneto serviti nel 1998 si attestava intorno ai 525 sui 580 presenti con una copertura del 90,5%. Il settore risulta tuttavia molto dinamico, mantenendosi in continua espansione.

Il volume di gas distribuito attraverso le reti locali, che raggiungeva nel 1998 i 3.617 (3.640 normalizzati) milioni di m³, è infatti passato 4.165 (4.054) milioni di m³ nel 2003.

Nei 525 comuni serviti erano state realizzate 543 reti locali di distribuzione, che all'epoca erano gestite:

- in economia (25)
- da imprese pubbliche (124)
- da imprese private (324)

L'estensione complessiva era di 24.403 km di condotta stradale di cui:

- 192 km in alta pressione,
- 8.322 km in media pressione,
- 15.889 km in bassa pressione.

La media delle reti per Comune risulta di circa 46,5 km. Oltre alle reti nel territorio veneto si contavano 11.178 km di allacciamenti.

Il notevole grado di frazionamento del servizio di distribuzione del Gas ha determinato una presenza degli esercenti sul territorio a macchia di leopardo che non favoriva il conseguimento di un elevato grado di efficienza nella fornitura del servizio. Nel 1998 erano attivi in Veneto ben 70 esercenti tra i quali risultavano:

- 24 gestioni in economia
- 8 imprese pubbliche
- 38 imprese private

la maggior parte di questi esercenti svolge il servizio solo in ambito comunale.

I clienti allacciati alla rete distributiva veneta erano 1.449.143 così distribuiti:

- circa 121.000 gestione in economia,
- circa 451.000 imprese pubbliche,
- circa 877.000 imprese private,

Le modifiche introdotte dal D. Lgs. 164/00 hanno cambiato in modo sostanziale le condizioni di erogazione del servizio pubblico di distribuzione del gas a mezzo reti locali con l'obiettivo di introdurre la concorrenza e promuovere l'efficienza e la qualità della fornitura, realizzando:

- la separazione societaria delle attività di distribuzione e vendita del gas
- la sottrazione della vendita alla discrezionalità dei poteri pubblici locali
- la sollecita trasformazione delle gestioni in economia in società di capitali
- la riforma in mercato contendibile del servizio pubblico di distribuzione attraverso l'assegnazione degli affidamenti mediante gara e la limitazione della loro durata
- la determinatezza e l'univocità del regime di proprietà delle reti
- l'ampio riconoscimento di idoneità a partecipare al mercato liberalizzato, esteso dall'1 gennaio 2003 a tutti i consumatori.

La struttura attuale della distribuzione locale è apparsa per certi versi impreparata alle trasformazioni necessarie per fronteggiare le sfide aperte con la liberalizzazione del mercato, anche in conseguenza di fattori quali:

- il radicamento nel tessuto locale e l'eccessiva influenza dei poteri pubblici nelle scelte industriali
- l'elevato frazionamento territoriale che ostacola il raggiungimento di soddisfacenti economie di scala
- la percezione del servizio pubblico del gas come fonte di finanziamento degli enti locali o di sussidio incrociato per attività meno remunerative

- la consuetudine a elevate rendite provenienti soprattutto dalla vendita, non più compatibili con l'apertura del mercato alla concorrenza
- le logiche e i comportamenti aziendali orientati a difendere i privilegi privatistici tipici del vecchio assetto
- l'assenza di un vero confronto commerciale sia per la vendita che per la distribuzione.

La concorrenza in ambito distribuzione è stata inoltre oggetto di critiche, in quanto una eccessiva spinta alla riduzione dei costi in ambito distributivo potrebbe portare a scarsi investimenti volti al rifacimento della rete e alla manutenzione e ad una drastica riduzione del personale, con il rischio di riscontrare un progressivo deterioramento delle infrastrutture ed una scadente qualità del servizio, specialmente nelle zone a poca densità abitativa.

8.2 La rete elettrica

Anche la rete elettrica come quella del Gas si suddivide in rete di trasmissione nazionale e rete di distribuzione locale.

Rete di trasmissione

La rete di trasmissione nazionale nell'anno 2003 ha un'estensione di 43.331 km ed include tutta la rete ad altissima tensione (380 e 220 kV) che è pari a 21.596 km, e porzioni di rete ad alta tensione (120 e 150 kV) pari a 21.735 km. In Veneto questa rete si estende per 1.891 km in altissima tensione, mentre l'unico dettaglio disponibile per la rete di alta tensione è relativo al triveneto e risulta pari a 3.026 km.

La responsabilità diretta della gestione della rete di trasmissione fa capo al GRTN, il quale ogni anno provvede a stilare e ad aggiornare un piano triennale degli interventi necessari ad assicurare la sicurezza del sistema elettrico nazionale e l'affidabilità ed efficienza della fornitura elettrica.

L'estensione e la distribuzione degli elettrodotti nell'area territoriale a cui appartiene il Veneto è esaminata e comparata con quella di altre aree territoriali del centro nord, nella tabella 13.

Tab. 13: estensione elettrodotti per area e per tensione (anno 2001).

AREA	Regioni interessate all'area	km di rete		
		380 kV	220 kV	130 kV
Venezia	Trentino A.A., Veneto, Friuli V:G:	765	2.557	2.774
Milano	Lombardia	1.268	2.325	2.555
Torino	V. d'Aosta, Piemonte, Liguria	1.135	1.753	2.073
Firenze	Emila Romagna, Toscana	1.983	907	2.474

Dalla comparazione si può notare un relativo sottodimensionamento delle linee 380 kV nell'area triveneta rispetto alle altre aree, dovuta prevalentemente al fatto che tale rete è destinata prioritariamente al transito di energia verso le altre regioni e poco al trasporto interno dell'energia, funzione invece svolta principalmente la rete 220 kV.

La consistenza della struttura di altissima tensione (AAT) nella Regione Veneto a fine 2002 è la seguente:

- terne a 380 kV km 603
- terne a 220 kV km 1.290
- stazioni 380 kV n. 10
- stazioni 220 kV n. 26

La suddivisione provinciale della rete di AAT è riportata nella tabella 14.

Tab. 14: rete A.A.T. suddivisa per provincia (anno 2002).

km di rete per provincia							
Tensione di rete	BL	PD	RO	TV	VE	VR	VI
380 kV	0,0	78,3	116,2	131,9	115,9	95,3	65,1
220 kV	175,5	86,9	41,3	164,3	178,3	465,4	179,8

Sono inoltre presenti 26 stazioni 130 kV che fanno capo alla rete AT.

Rete di distribuzione

Le caratteristiche della rete di distribuzione dell'energia elettrica in Veneto sono riportata nelle seguenti tabelle 15 e 16.

Tab. 15: Consistenza della rete di distribuzione Veneta suddivisa per provincia(anno 2002)

Sviluppo rete distribuzione Veneto km							
Tipologia Rete	BL	PD	RO	TV	VE	VR	VI
MT in cavo (aerea e interrata)	604,6	1.430,6	413,6	1.640,0	1.968,0	2.214,5	1.692,9
MT conduttore nudo aerea	1.275,3	2.388,7	1.576,1	2.820,3	1.701,5	3.027,8	2.531,6
BT	3.721,4	10.452,9	4.087,2	9.741,6	8.919,3	11.557,5	10.015,0

Tab. 16: Trasformatori presenti nella rete di distribuzione veneta (anno 2002).

Numero trasformatori rete distribuzione Veneto							
Trasformazione	BL	PD	RO	TV	VE	VR	VI
MT/MT	1	6	10	1	21	19	10
MT/BT	2.010	5.195	1.870	5.747	4.957	5.724	5.431

La densità energetica per km² calcolata in riferimento ai consumi dello stesso anno risulta pari a 1,6.

Sulla base dei dati sopra riportati vista l'estensione della rete MT e l'elevata densità energetica sarebbe necessaria, soprattutto ai fini della qualità del servizio e della riduzione della lunghezza media delle linee MT, un incremento di cabine AT/MT.

Relativamente alla qualità del servizio "tecnico", così come si può notare in tab., è possibile osservare che se si sta assistendo ad un generale miglioramento, le aree a bassa e media concentrazione necessitano comunque di interventi più decisi, in particolare per diminuire sostanzialmente i tempi di interruzione. Inoltre vi è la necessità di adeguare complessivamente le prestazioni ottenute nel Veneto ai risultati ottenuti da Lombardia e Emilia Romagna.

La riduzione delle interruzioni accidentali (lunghe, brevi e transitorie) così come di altri difetti della qualità tecnica del servizio, quali i buchi di tensione, dipende da molti fattori e richiede interventi di varia natura sulle reti. Interventi che vanno dalla sostituzione di componenti vecchi o inadeguati, al miglioramento di sistemi di protezione e teleoperazione, ad un programma di sostituzione delle linee in base alla vetustà, ma soprattutto

sottolineano ancora una volta l'importanza della riduzione dell'estensione delle singole linee MT e della rete MT alimentata dalla singola sbarra.

Si precisa che con:

- **Alta concentrazione** sono individuati i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti;
- **Media concentrazione** sono individuati i Comuni con popolazione tra i 5.000 e i 50.000 abitanti;
- **Bassa concentrazione** sono individuati i comuni con popolazione non superiore a 5.000 abitanti;

Tab. 17: minuti di interruzione media anno per cliente negli anni 2001, 2002, 2003

Minuti di interruzione media per cliente nell'anno 2001							
Regione	Aziende	Interruzioni con preavviso			Interruzioni senza preavviso		
		alta concentrazione	media concentrazione	bassa concentrazione	alta concentrazione	media concentrazione	bassa concentrazione
Piemonte	Atena Vercelli	0	13,27	0	0	24,57	0
	ENEL Dist.	58,89	29,47	82,73	41,38	78,65	191,9
	AEM Torino	15,67	0	0	51,41	0	0
Lombardia	AEB Seregno	0	25,82	0	0	19,97	0
	AEM Cremona	39,52	0	0	19,45	0	0
	ASM Voghera	0	11,85	0	0	17,62	0
	AEM Milano	63,63	41,58	0	58,84	126,12	0
	ENEL Dist.	17,27	36,05	66,99	44,86	95,3	111,39
	ASM Brescia	19,91	0	0	40,98	0	0
Emilia	HERA Bologna	44,8	0	70,73	26,72	0	82,03
	ENEL Dist.	16,09	57,52	123,8	38,64	112,94	180,13
	META Modena	11,11	0	68,09	18,06	0	189,64
	AMPS Parma	15,6	0	64,66	60,3	0	265,23
Veneto	ENEL Dist.	31,14	98,39	164,87	38,03	111,61	158,65
	AGSM Verona	12,67	0	0	30,26	0	0
	AIM Vicenza	20,05	0	0	38,82	0	0

Assessorato PMI - Piano Energetico Regionale

Minuti di interruzione media per cliente nell'anno 2002							
Regione	Aziende	Interruzioni con preavviso			Interruzioni senza preavviso		
		concentrazione	concentrazione	concentrazione	concentrazione	concentrazione	concentrazione
Piemonte	Atena Vercelli	0	3,75	0	0	16,4	0
	ENEL Dist.	7,8	20,09	62,45	54,55	85,48	254,97
	AEM Torino	8,31	0	0	42,4	0	0
Lombardia	AEB Seregno	0	15,28	0	0	53,54	0
	AEM Cremona	34,35	0	60,53	17,98	0	223,93
	ASM Voghera	0	7,75	0	0	29,12	0
	AEM Milano	40,67	14,77	0	63,15	53,26	0
	ENEL Dist.	15,02	27,37	50,59	47,49	60,19	120,11
	ASM Brescia	18,09	0	0	31,18	0	0
Emilia	HERA Bologna	17,17	0	137,32	24,87	0	133,72
	ENEL Dist.	16,89	64	112,74	23,18	57,39	94,26
	META Modena	7,25	0	100,15	12,3	0	100,4
	AMPS Parma	13,82	0	144,08	34,2	0	104,74
Veneto	ENEL Dist.	38,49	101,89	160,84	28,34	75,55	160,01
	AGSM Verona	25,35	0	0	27,26	0	0
	AIM Vicenza	28,49	0	0	38,78	0	0

Minuti di interruzione media per cliente nell'anno 2003							
Regione	Aziende	Interruzioni con preavviso			Interruzioni senza preavviso		
		concentrazione	concentrazione	concentrazione	concentrazione	concentrazione	concentrazione
Piemonte	Atena Vercelli	0	1,88	0	0	15,32	0
	ENEL Dist.	9,61	18,42	68,7	21,46	58,01	166,87
	AEM Torino	10,84	0	0	42,99	0	0
Lombardia	AEB Seregno	0	52,11	0	0	16,38	0
	AEM Cremona	22,95	0	55,95	40,52	0	111,97
	ASM Voghera	0	11,83	0	0	61,65	0
	AEM Milano	31,95	18,72	0	50,47	74,1	0
	ENEL Dist.	17,41	26,64	57,86	26,85	41,72	122,78
	ASM Brescia	22,07	0	0	39,7	0	0
Emilia	HERA Bologna	103,65	0	0,27	20,69	0	101,61
	ENEL Dist.	21,97	58,21	108,74	28,58	51,75	121
	META Modena	8,43	0	109,56	28,9	0	79,3
	AMPS Parma	17,64	0	153,85	33,85	0	174,72
Veneto	ENEL Dist.	37,14	82,14	131,23	24,45	47,69	153,37
	AGSM Verona	12,6	0	0	44,7	0	0
	AIM Vicenza	15,01	0	0	45,01	0	0

8.3 Reti di teleriscaldamento

Le reti di teleriscaldamento consentono di distribuire direttamente alle utenze l'energia termica richiesta, evitandone la produzione locale. Questo porta benefici in termini di sicurezza, di gestione e di impatto ambientale locale, dato che elimina dai centri urbani un grande numero di generatori di calore, in parte inefficienti ed inquinanti. Di fatto si registra tuttavia un beneficio ambientale globale solo nella misura in cui il sistema di produzione del

calore nella centrale di teleriscaldamento consuma meno combustibile ed emette meno inquinanti di quelli sostituiti. Tali requisiti si presentano ogniqualvolta si operi in regime cogenerativo, annoverando tra le emissioni e i consumi evitati anche quelli legati alla produzione alternativa di energia elettrica, o quando si impieghi calore di recupero, come negli impianti di termovalorizzazione, se comparati con impianti di incenerimento senza recupero termico.

Altre applicazioni vantaggiose del teleriscaldamento sono quelle che consentono di sfruttare in maniera energeticamente più efficiente le fonti rinnovabili, come le biomasse.

Esistono scarsi esempi di teleriscaldamento industriale, dato che molto spesso i livelli termici richiesti nei processi produttivi risultano incompatibili con l'impiego di vettori termici quali l'acqua. Il ricorso al teleriscaldamento di tipo urbano è invece molto significativo, anche in Italia.

Il primo impianto di teleriscaldamento sul territorio nazionale è entrato in esercizio a Brescia nel 1972. La volumetria teleriscaldata è passata dai circa 11 milioni di m³ nel 1980, ai 44 milioni del 1990, ai 117 milioni nel 2000. Il dato più recente disponibile considera circa 132 milioni di m³ riscaldati alla fine del 2002, dei quali circa 10,4 milioni (il 7,8% del totale) in Veneto (tab. 18). La rete di distribuzione primaria in Italia risultava allo stesso anno di 1.363 km [23].

Tab. 18: Volumetrie teleriscaldate in Italia per regione.

Regione	Volumetria teleriscaldata (milioni di m³)	Percentuale del totale nazionale
Lombardia	57,6	43,5%
Piemonte	32,2	24,3%
Emilia Romagna	21,7	16,4%
Veneto	10,4	7,8%
Trentino A. A.	4,5	3,4%
Liguria	2,5	1,9%
Lazio	2,2	1,7%
Toscana	0,9	0,7%
Marche	0,4	0,3%

Due sole città concorrono tuttavia al totale: Verona con 8,6 milioni di m³ di volumi allacciati nel 2002 (sono circa 9,0 milioni nel 2003) con circa 1.000 utenze servite e Vicenza con circa 1,6 milioni di m³ nel 2002.

L'AGSM, Azienda Municipalizzata di Verona, aveva realizzato negli anni 1972-1975 un impianto centralizzato di teleriscaldamento nel quartiere "Forte Procolo", inizialmente senza cogenerazione, dal 1981 con gruppi di cogenerazione. Successivamente la Società ha sviluppato un piano di riscaldamento urbano secondo una configurazione a reti isolate estese a singoli quartieri alimentate da centrali di potenzialità ridotta.

Il sistema cittadino era costituito da cinque reti indipendenti alimentate da altrettante centrali di cogenerazione:

- la centrale Forte Procolo, realizzata nel 1973 e dotata, fino al 2001, di n. 3 motori alternativi a gas uguali con potenza complessiva cogenerata di 6 MWe e 9 MWt e di 3 caldaie uguali con potenza complessiva di 21,5 MWt. Al momento attuale la centrale è in fase di ristrutturazione per la sostituzione dei gruppi cogenerativi e nel corso del 2002 l'energia termica è stata prodotta totalmente tramite le caldaie di integrazione e riserva.
- la centrale Golosine, realizzata nel 1982, oggi è dotata di 2 motori alternativi a gas con potenza complessiva di 4,2 MWe e 4,2 MWt (installate nel 2001 in sostituzione

- dei vecchi impianti ormai giunti al termine della loro vita tecnica) e di n. 3 unità caldaie uguali di potenza complessiva di 10,80 MWt;
- la centrale Banchette, comprendente 5 motori alternativi a gas con potenza complessiva cogenerata di 10 MWe e 15 MWt e 3 caldaie uguali con potenza complessiva di 21,5 MWt.
 - la centrale Centro Città, realizzata nel 1986, oggi è dotata di 2 motori alternativi a gas con potenza complessiva di 4,2 MWe e 4,2 MWt (installate nel 2001 in sostituzione dei vecchi impianti ormai giunti al termine della loro vita tecnica) e di 3 caldaie uguali di potenza complessiva di 20 MWt.
 - la centrale Borgo Trento, la cui realizzazione è terminata nel 1994, è costituita da un ciclo combinato gas-vapore di potenza complessiva pari a 29,7 MWe e 30 MWt. La sezione di integrazione-riserva comprende 2 caldaie uguali, di potenza complessiva di 20 MW.

Il bilancio energetico-ambientale del sistema di teleriscaldamento di Verona relativo all'anno 2000 è riportato nella tabella 19 [20].

Tab. 19: Bilancio energetico ambientale al 2000 del teleriscaldamento di Verona

Gas naturale utilizzato	Milioni di m ³	76,3
Energia elettrica prodotta	GWhe	245
Energia termica prodotta	GWht	245
Risparmio di energia primaria	Tep	16.370
Emissioni evitate	t NO _x	473
	t SO ₂	1.320
	t CO ₂	83.000

Nell'ottobre 1990 è stato avviato l'impianto di teleriscaldamento "Vicenza-1" che utilizzava il calore geotermico fornito da un pozzo posto a Nord della città e la cui portata era di 100 m³/h di acqua calda a 67 °C. Il calore di origine geotermica era integrato da un sistema di cogenerazione e pompa di calore. Dal 1996 la centrale di produzione è solo di tipo cogenerativo. Essa installa 5 motori alternativi a gas per complessivi 4,66 MWe e 5,95 MWt e 3 caldaie semplici di integrazione/riserva, di tipo CAC, per complessivi 17,43 MWt.

Oltre alla rete di teleriscaldamento, le AIM (Aziende Industriali Municipalizzate) gestiscono impianti di cogenerazione diffusa, tramite 17 moduli Totem e un motore alternativo a gas da 240 kWe per la produzione di acqua calda per riscaldamento ed uso igienico sanitario. Pertanto tale sistema non comprende una rete di distribuzione, poiché il calore è fornito direttamente all'impianto dell'utente.

Il bilancio energetico-ambientale del sistema di teleriscaldamento di Vicenza relativo all'anno 2000 è riportato nella tabella 20 [20].

Tab. 20: Bilancio energetico ambientale al 2000 del teleriscaldamento di Vicenza

Gas naturale utilizzato	Milioni di m ³	7,13
Energia elettrica prodotta	GWhe	18
Energia termica prodotta	GWht	37
Risparmio di energia primaria	Tep	1.917
Emissioni evitate	t NO _x	30
	t SO ₂	100
	t CO ₂	8.142

Si ha infine notizia di una rete di teleriscaldamento per utenze industriali nel distretto conciaro di Arzignano-Chiampo. L'impianto situato a Zermeghedo (VI) fornisce energia termica alle aziende mediante due reti di teleriscaldamento (una ad acqua calda a 90°C ed

una ad acqua surriscaldata a 160°C) alimentate dal calore prodotto da una centrale di cogenerazione.

La centrale è dotata di 5 motori alternativi a gas naturale per una potenza complessiva di 8,5 MW elettrici e di 9,2 MW termici. Il beneficio energetico e ambientale rispetto alla produzione separata è quantificabile come in tab. 21

Tab. 21: Bilancio energetico ambientale (valori medi di progetto) del teleriscaldamento di Zermeghedo (stime Assocogen)

Energia elettrica prodotta	GWhe	36
Risparmio di energia primaria	Tep	2.500
Emissioni evitate	t NO _x	2
	t SO ₂	60
	t CO ₂	9.880

Riferimenti

- [1] SNAM Retegas, *Dati relativi ai consumi di gas naturale*. Comunicazione diretta.
- [2] Ministero delle Attività Produttive – Direzione Generale dell’energia e delle risorse minerarie, *Bollettino Petrolifero Trimestrale* (anni 1998-2003)
- [3] ENEL, 2002, *Dichiarazioni ambientali EMAS delle centrali di Fusina e di Porto Marghera*.
- [4] ENEA, 2003, *Rapporto Energia Ambiente 2003*
- [5] ENEA, 2004, *Rapporto Energia Ambiente 2004*
- [6] APAT, 2003, *Le biomasse legnose – Un’indagine sulle potenzialità del settore forestale italiano nell’offerta di fonti di energia*.
- [7] Regione Veneto, *Studio sulle potenzialità energetiche della biomassa legnosa*.
- [8] Ministero dell’Agricoltura e delle Foreste, ISAF, 1988, *Inventario Forestale Nazionale Italiano*
- [9] Ministero dell’Ambiente/Centro Interregionale, *Coordinated Information on the European Environment, Land Cover Map*
- [10] Flora de Natale, 2004, *La prima fase del campionamento inventariale: Procedure e Risultati, comunicazione nell’ambito del Seminario Inventario Nazionale delle Foreste e dei serbatoi di Carbonio – obiettivi, metodologie e stato di avanzamento*, Roma 9 novembre 2004.
- [11] Ministero delle Politiche Agricole e Forestali, Istituto Sperimentale per la Nutrizione delle Piante, ITABIA (a cura di), 2003, *Rapporto sullo stato della bioenergia in Italia 2002*.
- [12] R. Carella, C. Sommaruga, 2000, *Geothermal space and agribusiness heating in Italy*, Proceedings of the World Geothermal Congress 2000 Kyushu - Tohoku, Japan, May 28 - June 10, 2000

- [13] G. Cappetti, G. Passaleva, F. Sabatelli, 2000, *Italy country update report 1995-1999*, Proceedings of the World Geothermal Congress 2000 Kyushu - Tohoku, Japan, May 28 - June 10, 2000
- [14] APAT, 2004, *Rapporto Rifiuti 2004*
- [15] Giunta Regionale del Veneto, 2004, *Programma regionale per la riduzione dei rifiuti biodegradabili da avviare in discarica*.
- [16] ARPAV, 2002, *Rapporto sugli indicatori ambientali del Veneto 2002*.
- [17] GRN, 2003, *Relazione annuale 2003*.
- [18] ISTAT, *Valore aggiunto e occupati interni; Conti regionali*
- [19] ENEA, *Studi preparatori per il Piano Energetico Regionale del Veneto*
- [20] CESI, *Studi preparatori per il Piano Energetico Regionale del Veneto*
- [21] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, 2004, *Relazione annuale 2004*.
- [22] AIRU, 2003, *Annuario Statistico 2002 del teleriscaldamento in Italia*.
-



1. Scenari e programmi specifici

Il presente capitolo si articola in due parti. La prima contiene valutazioni relative agli scenari di sviluppo della richiesta energetica della Regione Veneto e alle potenzialità di sviluppo delle risorse energetiche rinnovabili e dell'impiego energetico dei rifiuti. La seconda parte identifica le principali strategie di azione, configurando alcuni programmi specifici di intervento che dovranno essere implementati a cura dell'amministrazione regionale, delle amministrazioni locali o in maniera coordinata.

2. Previsioni della richiesta di energia nella Regione Veneto e scenari di riferimento

Le valutazioni condotte per sviluppare previsioni, sia pure implementate secondo criteri di tipo diverso, derivano sostanzialmente dall'analisi dei dati storici di un certo periodo di riferimento per proiettare scenari futuri sulla base di correlazioni con gli andamenti di altre variabili strutturali, ambientali, economiche e sociali, degli indicatori energetici regionali, e degli stessi trend in corso. In particolare va tenuto in considerazione l'effetto della domanda disaggregata proveniente dai vari settori della società e dell'economia del Veneto. Di difficile quantificazione risultano invece gli effetti di variabili esogene non prevedibili, quali:

- l'innovazione tecnologica;
- l'effetto di nuove politiche legislative, tendenti a sostenere risparmi energetici, di natura Regionale, Nazionale ed europea;
- l'andamento mondiale della richiesta dei combustibili e conseguente andamento dei prezzi;
- le situazioni geopolitiche mondiali.

Nel seguito si riassumeranno studi di settore commissionati dalla Regione Veneto all'ENEA [1], al CESI [2] e le previsioni di SNAM Retegas [3] e del GRTN [4]. I dati saranno analizzati e le tendenze riconsiderate in funzione delle più recenti informazioni raccolte e presentate nel corso del capitolo 3 e delle proposte formulate tendenti a contenere il fabbisogno energetico regionale e a coprire il fabbisogno elettrico.

Appare necessario precisare che ogni previsione, così come ogni programmazione che richieda il conseguimento di determinati obiettivi, necessita di costanti aggiornamenti e

periodiche verifiche sviluppate sulla base di un costante monitoraggio. Proprio su questo punto sarà formulata la proposta di istituzione di un Osservatorio Regionale dell'Energia, in grado di monitorare l'evoluzione della situazione energetica regionale e di aggiornare le valutazioni riportate nel piano energetico, e conseguentemente le azioni e le strategie.

2.1 Evoluzione dei consumi finali di energia

L'analisi riportata è stata realizzata su incarico della Regione da ENEA che ha sviluppato le previsioni dei consumi finali di energia nei diversi settori fino al 2010. Alcune indicazioni sul possibile sviluppo dei consumi di gas, sia finali, sia per la produzione termoelettrica, sono rese invece disponibili da SNAM Retegas.

La base di partenza per l'analisi ENEA è costituita dai dati di bilancio compresi del periodo 1995-1998. Per alcune valutazioni si risale a informazioni relative al 1981.

Le previsioni analizzano la richiesta proveniente dai vari settori dell'attività economica (agricoltura, industria, terziario) e dalla domanda della società civile (residenziale, trasporti privati). L'attivazione della domanda dei prodotti energetici da parte delle imprese e delle famiglie è considerato come un processo messo in atto per sviluppare le attività lavorative, gli spostamenti, il riscaldamento, l'illuminazione, i servizi pubblici e privati, ecc. In tal senso i consumi risultano una funzione diretta dei livelli di attività raggiunta, degli aspetti qualitativi e quantitativi dei prodotti e dei servizi.

La metodologia utilizzata da ENEA non si basa su analisi economiche, a causa del corto sviluppo della serie storica dei consumi regionali, della forte incidenza delle variabili causali e congiunturali non direttamente considerabili e non valuta, come già riportato "la variabile esogena relativa agli effetti che interventi discreti di innovazione tecnologica, per il risparmio di energia e per l'uso di fonti rinnovabili, potrebbero provocare sui consumi finali".

Le variabili invece considerate per ciascun settore e fonte sono:

- evoluzione dei consumi energetici in termini quantitativi assoluti;
- evoluzione delle quote di ciascuna fonte energetica impiegate per settore e per branca;
- andamento delle dinamiche dei consumi (tassi di variazione medi ed annui);
- evoluzione dei valori economici relativi (PIL, VA, consumi delle famiglie);
- evoluzione degli addetti nelle varie attività;
- evoluzione dei parametri demografici (abitanti famiglie ecc.);
- evoluzione dei dati strutturali (edilizia, trasporti, ecc);
- ipotesi di sviluppo degli stessi valori nel tempo di previsione (10 anni) con due andamenti (ipotesi alta e ipotesi bassa);
- evoluzione delle intensità energetiche per settore e per fonte;
- evoluzione dei consumi specifici.

ENEA ha quindi sviluppato due scenari di sviluppo uno in "ipotesi alta" e l'altro in "ipotesi bassa" con parametri e metodologia diversa. L'analisi considera specifici trend di crescita per ogni singolo settore.

Settore residenziale

Relativamente al settore residenziale l'analisi assume un incremento della popolazione veneta rispetto a quella del 1998 dello 0,4% medio annuo, che proiettato al 2010 fa prevedere una popolazione di 4.671.178 unità, aumento spinto soprattutto dal saldo migratorio e dall'aumento del tasso di natalità. Per il numero di famiglie, legato a quello

delle abitazioni e quindi ai consumi per riscaldamento e agli impieghi elettrici domestici, si ipotizza un trend crescente dell'1% medio annuo.

Come si può notare nella tabella 1 gli aumenti ipotizzati per il 2010, relativamente ai consumi delle famiglie e del residenziale, si attestano su un incremento medio annuo:

- per l'ipotesi bassa dello 0,82%;
- per l'ipotesi alta del 2,2%.

In calo si presentano i consumi di combustibili liquidi e di combustibili solidi e l'intensità energetica. Deciso l'aumento per le fonti rinnovabili.

Tab. 1: Evoluzione dei consumi nel settore residenziale al 2010 (elaborazione dati ENEA)

	Storico	Ipotesi bassa		Ipotesi alta	
	1998	2010	2010/1998 % m.a.	2010	2010/1998 % m.a.
combustibili liquidi (tep)	424.402	291.520	-2,61	323.520	-1,98
combustibili gassosi (tep)	1.803.657	2.132.150	1,52	2.415.608	2,83
energia elettrica (tep)	390.191	441.332	1,09	568.488	3,81
rinnovabili (tep)	37.800	54.000	3,57	64.130	5,80
combustibili solidi (tep)	5.057	3.730	-2,19	4.270	-1,30
Totale consumi energetici (tep)	2.661.107	2.922.732	0,82	3.376.016	2,24
Consumi delle famiglie (mld di lire 1995)	98.171	115.995	1,51	127.466	2,49
Intensità energetica (tep/mld di lire)	27,11	25,20	-0,59	26,49	-0,19

L'ENEA ha poi esteso l'esame a tutto il comparto economico, che va dall'agricoltura, ai trasporti ai vari settori industriali, al terziario, partendo dal monitoraggio del PIL regionale e del conseguente VA settoriale per arrivare alla previsione del consumo energetico riportato nelle sotto elencate tabelle. In tutti i settori esaminati gli andamenti futuri del Valore Aggiunto e dell'intensità energetica rappresentano i parametri di riferimento per le previsioni dei consumi energetici al 2010.

Settore industriale

In tab. 2 sono riportati i due scenari di crescita per i consumi del settore industriale. Come si può notare gli aumenti ipotizzati per il 2010 si attestano su un incremento medio annuo:

- per l'ipotesi bassa del'1,36%;
- per l'ipotesi alta del 2,67%.

In calo si presentano i consumi legati alle fonti rinnovabili e ai combustibili solidi, mentre risultano in deciso aumento i consumi elettrici e di combustibili gassosi.

In tab. 3 si riportano le proiezioni settore per settore. Il totale consumi energetici non coincide con la somma della tabella 1 in quanto manca il settore estrattivo a causa dell'impossibilità di reperire il VA. I consumi di tale settore risultano per il 1998 pari a 10.261 tep, e salgono a 11.247 tep nell'ipotesi bassa e a 12.127 tep nell'ipotesi alta.

Tab. 2: Evoluzione dei consumi nel settore industriale al 2010 (elaborazione dati ENEA)

	Storico	Ipotesi bassa		Ipotesi alta	
	1998	2010	2010/1998 % m.a.	2010	2010/1998 % m.a.
combustibili liquidi (tep)	775.935	869.497	1,00	949.819	1,87
combustibili gassosi (tep)	1.454.484	1.749.746	1,69	2.041.919	3,37
energia elettrica (tep)	1.282.776	1.506.422	1,45	1.702.165	2,72
rinnovabili (tep)	4.163	2.583	-3,16	2.818	-2,69

Assessorato PMI - Piano Energetico Regionale

combustibili solidi (tep)	120.872	103.308	-1,21	107.139	-0,95
Totale consumi energetici (tep)	3.638.230	4.231.556	1,36	4.803.860	2,67

Tab. 3: Evoluzione dei consumi nei singoli settori industriali al 2010 (elaborazione dati ENEA)

	Storico 1998	Ipotesi bassa		Ipotesi alta	
		2010	% m.a. 2010/1998	2010	% m.a. 2010/1998
Settore Agroalimentare					
Totale consumi energetici (tep)	300.762	390.842	2,50	450.317	4,14
Valore Aggiunto (mld di lire 1995)	3.591	4.448	1,99	4.886	3,01
Intensità energetica (tep/mld di lire)	83,75	87,87	0,41	92,16	0,84
Settore Tessile					
Totale consumi energetici (tep)	281.455	288.202	0,20	340.734	1,76
Valore Aggiunto (mld di lire 1995)	9.133	8.704	-0,39	9.697	0,51
Intensità energetica (tep/mld di lire)	30,82	33,11	0,62	35,14	1,17
Settore Carta					
Totale consumi energetici (tep)	316.560	416.875	2,64	484.929	4,43
Valore Aggiunto (mld di lire 1995)	2.694	3.479	2,43	3.776	3,35
Intensità energetica (tep/mld di lire)	117,51	119,83	0,16	128,42	0,77
Settore Minerali non Metalliferi					
Totale consumi energetici (tep)	858.896	857.156	-0,02	943.053	0,82
Valore Aggiunto (mld di lire 1995)	3.141	3.667	1,40	3.890	1,99
Intensità energetica (tep/mld di lire)	273,45	233,75	-1,21	242,43	-0,95
Settore Chimica e Petroliera					
Totale consumi energetici (tep)	636.814	777.748	1,84	875.444	3,12
Valore Aggiunto (mld di lire 1995)	3.429	4.612	2,87	4.947	3,69
Intensità energetica (tep/mld di lire)	185,71	168,64	-0,77	176,96	-0,39
Settore Metallurgico					
Totale consumi energetici (tep)	860.341	1.079.115	2,12	1.229.158	3,57
Valore Aggiunto (mld di lire 1995)	17.980	21.497	1,63	23.345	2,49
Intensità energetica (tep/mld di lire)	47,85	50,20	0,41	52,65	0,84
Settore Altre industrie Manifatturiere					
Totale consumi energetici (tep)	353.396	387.593	0,81	441.998	2,09
Valore Aggiunto (mld di lire 1995)	7.628	9.389	1,92	9.956	2,54
Intensità energetica (tep/mld di lire)	46,33	41,28	-0,91	44,40	-0,35
Settore Costruzioni					
Totale consumi energetici (tep)	19.745	22.598	1,20	26.100	2,68
Valore Aggiunto (mld di lire 1995)	9.003	8.992	-0,01	9.673	0,62
Intensità energetica (tep/mld di lire)	2,19	2,51	1,22	2,70	1,92

Settore agricoltura e pesca

Tab. 4: Evoluzione dei consumi nel settore agricoltura e pesca al 2010 (elaborazione dati ENEA)

	Storico 1998	Ipotesi bassa		Ipotesi alta	
		2010	2010/1998 % m.a.	2010	2010/1998 % m.a.
combustibili liquidi (tep)	197.497	226.543	1,23	254.187	2,39
combustibili gassosi (tep)	41.628	52.950	2,27	56.661	3,01
energia elettrica (tep)	41.194	47.473	1,27	52.800	2,35
Totale consumi energetici (tep)	280.319	326.966	1,39	363.648	2,48

Valore aggiunto (mld di lire 1995)	5.672	7.026	1,99	7.629	2,88
Intensità energetica (tep/mld di lire)	49,42	46,54	-0,49	47,67	-0,30

In tab. 4 sono riportati i due scenari di crescita per i consumi del settore agricoltura e pesca. Come si può notare gli aumenti ipotizzati per il 2010 si attestano su un incremento medio annuo:

- per l'ipotesi bassa dell'1,39%;
- per l'ipotesi alta del 2,48%.

In calo si presentano i valori dell'intensità energetica.

Settore terziario

I due scenari di crescita per i consumi del settore terziario (tab. 5) portano a stimare per il 2010 un incremento medio annuo:

- per l'ipotesi bassa del 2,46%;
- per l'ipotesi alta del 4,36%.

In calo si presentano i consumi di combustibili liquidi, mentre sono in forte aumento i combustibili gassosi e di energia elettrica. I consumi di combustibili gassosi sono comprensivi di quelli relativi al settore della pubblica amministrazione, in quanto non disaggregabili.

Tab. 5: Evoluzione dei consumi nel settore terziario al 2010 (elaborazione dati ENEA)

	Storico	Ipotesi bassa		Ipotesi alta	
	1998	2010	2010/1998 % m.a.	2010	2010/1998 % m.a.
combustibili liquidi (tep)	138.550	102.200	-2,19	130.400	-0,49
combustibili gassosi (tep)	630.823	899.482	3,55	1.059.794	5,67
energia elettrica (tep)	349.212	446.523	2,32	513.998	3,93
Totale consumi energetici (tep)	1.118.585	1.448.205	2,46	1.704.192	4,36
Valore aggiunto (mld di lire 1995)	97.511	111.300	1,18	116.600	1,63
Intensità energetica (tep/mld di lire)	11,47	13,01	1,12	14,62	2,28

Settore della pubblica amministrazione

Per questo settore sono state formulate direttamente le ipotesi sull'andamento del consumo energetico nel periodo 1998 – 2010 considerando il trend registrato dal 1990 al 1998.

Inoltre i consumi dei combustibili gassosi sono stati contabilizzati nel settore terziario vista l'impossibilità di ottenere dati disaggregati per i due settori.

I due scenari di crescita (tab. 6) portano a stimare per il 2010 un incremento medio annuo:

- per l'ipotesi bassa dello 0,51%;
- per l'ipotesi alta del 2,24%.

In calo si presentano i consumi di combustibili liquidi, mentre sono in aumento i consumi elettrici.

Tab. 6: Evoluzione dei consumi nel settore della pubblica amministrazione al 2010 (elaborazione dati ENEA)

	Storico	Ipotesi bassa		Ipotesi alta	
	1998	2010	2010/1998 % m.a.	2010	2010/1998 % m.a.
combustibili liquidi (tep)	49.387	37.000	-2,09	43.200	-1,04
energia elettrica (tep)	74.562	94.600	2,24	114.000	4,41
Totale consumi energetici (tep)	123.949	131.600	0,51	157.200	2,24

Settore dei trasporti

In questo settore sono stati presi come riferimento per formulare le previsioni le dinamiche dell'intensità energetica e del PIL Regionale. Le ipotesi sviluppate considerano anche le indicazioni dell'Unione Petrolifera che prevedono una diminuzione dei consumi medi nazionali a medio termine.

L'incremento risulterebbe pari all'1,03% nello scenario basso e al 2,19% in quello alto (tab. 7). Nell'ordine, le modalità di trasporto con il maggiore incremento percentuale risultano quella aerea, navale, stradale e ferroviaria (tab. 8), anche se l'89% dell'aumento assoluto dei consumi è da attribuire ai trasporti stradali.

Tab. 7: *Evoluzione dei consumi nel settore trasporti al 2010 (elaborazione dati ENEA)*

	Storico	Ipotesi bassa		Ipotesi alta	
	1998	2010	2010/1998 % m.a.	2010	2010/1998 % m.a.
combustibili liquidi (tep)	3.400.712	3.804.780	0,99	4.272.850	2,14
combustibili gassosi (tep)	42.157	60.150	3,56	71.500	5,80
energia elettrica (tep)	32.852	41.700	2,24	46.300	3,41
Totale consumi energetici (tep)	3.475.721	3.906.630	1,03	4.390.650	2,19
Consumi benzina (tep/veicolo)	0,77	0,89	1,30	0,95	1,95
Consumi gasolio (tep/veicolo)	1,24	1,15	-0,60	1,21	-0,20
Intensità energetica (tep/mln di lire)	20,10	18,90	-0,50	19,80	-0,12

Tab. 8: *Evoluzione dei consumi nel settore trasporti al 2010 per modalità di trasporto (elaborazione dati ENEA)*

	Storico	Ipotesi bassa		Ipotesi alta	
	1998	2010	2010/1998 % m.a.	2010	2010/1998 % m.a.
Trasporti ferroviari (tep)	46.988	52.325	0,95	54.867	1,40
Trasporti stradali (tep)	3.267.286	3.643.305	0,96	4.080.583	2,07
Trasporti aerei (tep)	110.519	148.650	2,88	187.500	5,80
Trasporti navali (tep)	50.928	62.350	1,87	67.700	2,74
Totale consumi energetici (tep)	3.475.721	3.906.630	1,03	4.390.650	2,19

Analizzati i singoli elementi che determinano il possibile futuro scenario energetico si passa a definire l'andamento globale della previsione sui consumi energetici per tutta la regione.

Andamento dei consumi finali di energia nella Regione del Veneto al 2010.

Il commento seguente (in corsivo) è tratto integralmente dalla relazione ENEA sulle previsioni dei consumi regionali al 2010.

Come risulta evidente dalle tabelle 6.16 e 6.17 e dalle figure 6.18 e 6.19, si dovrebbe verificare un aumento dei consumi energetici in entrambi gli scenari: nell'ipotesi bassa dovrebbero passare dai 11.298 ktep del 1998 a 12.968 ktep nel 2010, ad un tasso medio annuo di circa l'1,2% (+14,8% complessivo nel periodo 1998 – 2010), mentre nell'ipotesi alta dovrebbe raggiungere i 14.795 ktep ad un tasso medio annuo di circa il 2,3% (+31% complessivo). In entrambi gli scenari, tutti i settori partecipano, seppure con diverse previsioni di crescita, all'incremento dei consumi energetici regionali.

Tenuto conto delle dinamiche dei consumi energetici totali e delle ipotesi di aumento del PIL regionale, è possibile effettuare anche una valutazione dell'andamento dell'intensità energetica dei consumi finali di energia rispetto al PIL 2010.

Nell'ipotesi bassa, un tasso di incremento medio annuo dell'1,5% porterebbe il PIL del Veneto ad attestarsi, nel 2010, intorno ad un valore di circa 206.589 mld di lire '95. L'intensità energetica dei consumi finali di energia risulterebbe, perciò, pari a 62,8 tep/mld di lire '95, valore decisamente inferiore a quello registrato nel 1998 pari a 65,4 tep/mld di lire '95 (ad un tasso dello -0,3% m.a. nel periodo 1998 – 2010 analogo a quello registrato nel periodo 1995 – 1998) ed imputabile ad una crescita del PIL regionale maggiore rispetto a quella dei consumi energetici (+1,2% m.a. dei consumi energetici contro l'1,5% m.a. del PIL del Veneto).

Nell'ipotesi alta il PIL regionale dovrebbe aumentare ad un tasso medio annuo del 2,1% m.a. raggiungendo i 221.730 mld di lire '95. Dato il previsto incremento dei consumi energetici del 2,3% m.a., si avrebbe nel 2010 un'intensità energetica di 66,7 tep/mld di lire '95, valore di poco superiore a quello registrato nel 1998 (+0,16% m.a. nel periodo 1998 – 2010) ed imputabile ad una crescita dei consumi energetici superiori a quella del PIL.

A livello di singole fonti i consumi di combustibili solidi dovrebbero diminuire in entrambi gli scenari, in particolare ad un tasso medio annuo dell'1,3% nell'ipotesi bassa e dell'1% in quella alta. Al contrario, dovrebbero aumentare in modo considerevole i consumi di combustibili gassosi, energia elettrica ed anche delle rinnovabili, mentre i consumi di combustibili liquidi dovrebbero anch'essi aumentare, anche se in misura più ridotta rispetto alle altre tipologie di combustibili.

I consumi di combustibili liquidi dovrebbero, infatti, aumentare ad un tasso medio annuo dello 0,6% nell'ipotesi bassa e dell'1,5% nell'ipotesi alta. In particolare, nel 2010, il settore dei trasporti dovrebbe assorbire oltre il 71% dei consumi di combustibili liquidi della Regione.

I consumi di combustibili gassosi, in particolare di gas naturale, dovrebbero essere preponderanti in termini relativi al 2010 in quanto è previsto il loro aumento, nello scenario basso, di circa l'1,7% m.a. e del 3% m.a. nello scenario alto. Il peso dei combustibili gassosi dovrebbe, quindi, risultare in ulteriore crescita (+38% circa al 2010 contro il 35,2% del 1998), in quanto in tutti i settori finali è previsto un consistente incremento di consumo di questa tipologia di combustibile.

Per quanto riguarda i consumi di energia elettrica si prevede per il periodo 1998 – 2010 un aumento, consistente ma più contenuto rispetto a quello dei combustibili gassosi, ad un tasso medio dell'1,4% m.a. nello scenario basso, ovvero ad un tasso medio annuo del 2,7% nello scenario alto.

I consumi di fonti rinnovabili (legna, in particolare) dovrebbero subire, infine, un aumento del 2,5% m.a. nell'ipotesi bassa, passando dai circa 42 ktep del 1998 ai 57 ktep del 2010, ovvero del 4% m.a. nell'ipotesi alta, anche se il loro peso relativo sui consumi complessivi della Regione è destinato a rimanere marginale e sui livelli attuali (0,4%).

L'analisi settoriale al 2010 mostra che l'aumento relativo dei consumi più consistente è imputabile al terziario (comprensivo della Pubblica Amministrazione), con un incremento che, nello scenario basso, risulta del 2% m.a. e del 3,4% m.a. nello scenario alto. In particolare, si prevedono aumenti significativi nei consumi di combustibili gassosi e di energia elettrica, mentre risultano in decisa diminuzione i consumi di combustibili liquidi. Di conseguenza, il peso di questo settore sui consumi finali risulta cresciuto dall'11% del 1998 al 12,5% circa del 2010.

Anche i consumi del settore industriale risultano in decisa crescita (+1,3% m.a. nello scenario basso e +2,3% m.a. nello scenario alto), mentre il settore dei trasporti mostra un aumento più contenuto (+1% m.a. nello scenario basso e +2% m.a. nello scenario alto), al pari del settore residenziale (+0,8% e +2% m.a., rispettivamente). In forte crescita si prevede, infine, anche il settore "Agricoltura e pesca" (+1,3% m.a. nello scenario basso e +2,2% nello scenario alto), anche se il suo peso relativo sui consumi finali della Regione rimane marginale e costante al valore del 1998 (2,5%).

Tab. 9: Previsione dei consumi finali di energia al 2010 per settore e fonte (ipotesi bassa)

	Agricoltura e pesca		Industria		Residenziale		Terziario e P.A.		Trasporti		Totale	
	2010	1998-2010 Δ% m.a.	2010	1998-2010 Δ% m.a.	2010	1998-2010 Δ% m.a.	2010	1998-2010 Δ% m.a.	2010	1998-2010 Δ% m.a.	2010	1998-2010 Δ% m.a.
Combustibili solidi (tep)			103.308	-1,3	3.730	-2,5					107.038	-1,3
Combustibili liquidi (tep)	226.543	1,1	869.497	0,9	291.520	-3	139.200	-2,5	3.804.780	0,9	5.331.540	0,6
Combustibili gassosi (tep)	52.950	2	1.749.746	1,6	2.132.150	1,4	899.482	3	60.150	3	4.894.478	1,7
Energia elettrica (tep)	47.473	1,2	1.506.422	1,3	441.332	1	541.123	2,1	41.700	2	2.578.050	1,4
Rinnovabili (tep)			2.583	-3,9	54.000	3					56.583	2,5
Totale (tep)	326.966	1,3	4.231.556	1,3	2.922.732	0,8	1.579.805	2	3.906.630	1	12.967.689	1,2

Tab. 10: Previsione dei consumi finali di energia al 2010 per settore e fonte (ipotesi alta)

	Agricoltura e pesca		Industria		Residenziale		Terziario e P.A.		Trasporti		Totale	
	2010	1998-2010 Δ% m.a.	2010	1998-2010 Δ% m.a.	2010	1998-2010 Δ% m.a.	2010	1998-2010 Δ% m.a.	2010	1998-2010 Δ% m.a.	2010	1998-2010 Δ% m.a.
Combustibili solidi (tep)			107.139	-1	4.270	-1,4					111.409	-1
Combustibili liquidi (tep)	254.187	2,1	949.819	1,7	323.520	-2,2	173.600	-0,7	4.272.850	1,9	5.973.976	1,5
Combustibili gassosi (tep)	56.661	2,6	2.041.919	2,9	2.415.608	2,5	1.059.794	4,4	71.500	4,5	5.645.482	3
Energia elettrica (tep)	52.800	2,1	1.702.165	2,4	568.488	3,2	627.998	3,3	46.300	2,9	2.997.751	2,7
Rinnovabili (tep)			2.818	-3,2	64.130	4,5					66.948	4
Totale (tep)	363.648	2,2	4.803.860	2,3	3.376.016	2	1.861.392	3,4	4.390.650	2	14.795.566	2,3

Per quanto riguarda il gas naturale, le stime di SNAM Retegas riportano le indicazioni al 2009 secondo la classificazione già descritta nel capitolo 3. In particolare per il settore termoelettrico i volumi sono determinati applicando una logica di consumo inerziale basata sull'utilizzo storico degli impianti, sulla potenza installata, e sulla capacità giornaliera impegnata, mentre non sono prese in considerazione iniziative di nuova produzione.

Il dato relativo ai soli consumi finali (escluso il termoelettrico) considerano al 2009 4.860,3 ktep contro i 5.645,5 ktep delle previsioni ENEA.

Tab. 11: Previsioni di consumo al 2009 (SNAM Retegas)

Settore (Milioni di Sm³)	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Autotrazione	50,4	57,7	57,5	60,4	61,9	63,4
Reti cittadine	4095,0	4070,3	4081,0	4083,9	4105,5	4105,5
Industria	1476,3	1562,5	1580,7	1631,5	1673,0	1722,4
Termoelettrico	2025,0	2025,0	2025,0	2025,0	2025,0	2025,0
Totale Veneto	7646,7	7706,0	7733,6	7797,8	7843,7	7916,3

Settore (ktep)	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Autotrazione	41,6	47,6	47,4	49,8	51,0	52,3
Reti cittadine	3378,4	3358,0	3366,8	3369,2	3387,0	3387,0
Industria	1217,9	1289,1	1304,1	1346,0	1380,2	1421,0
Termoelettrico	1670,6	1670,6	1670,6	1670,6	1670,6	1670,6
Totale Veneto	6308,5	6357,5	6380,2	6433,2	6471,0	6530,9

2.2 Evoluzione dei consumi elettrici

Nel settore elettrico sulla base dei dati del Bilancio Energetico è possibile svolgere un'analisi comparata dei consumi e conseguentemente della copertura del fabbisogno di energia elettrica.

Innanzitutto va fatto rilevare che la Regione Veneto in tutti i suoi atti, ha espresso la volontà della totale copertura del fabbisogno elettrico regionale e la concessione di costruire nuove centrali di produzione elettrica di fatto sarà subordinata al soddisfacimento dei consumi elettrici regionali e non oltre.

Diventa quindi indispensabile, per poter programmare l'insediamento o meno di nuovi impianti, definire un quadro di previsione dei consumi elettrici.

Le considerazioni alla base delle previsioni ENEA sono state illustrate nel paragrafo precedente.

CESI e GRTN hanno analizzato i consumi elettrici per macrosettori (agricoltura, industria, terziario, domestico) con proiezioni al 2010.

Le due ipotesi CESI fanno riferimento rispettivamente ad uno scenario di alta crescita associato ad un tasso medio di crescita del PIL del 2,4% annuo nel periodo 2000–2010, e a crescita inferiore con andamento positivo del PIL attorno all' 1,15% annuo nello stesso periodo, presupponendo che allo scenario recessivo dell'economia farà seguito una ripresa "come già verificata nell'ultimo decennio". Si ipotizza inoltre che la Regione Veneto debba disporre annualmente di un surplus di capacità produttiva elettrica che consenta di avere una riserva di potenza qualora si dovessero fermare, per vari motivi, alcuni gruppi di generazione.

Le variabili che CESI ha considerato sono:

- l'evoluzione del fabbisogno di energia elettrica in termini assoluti;
- l'evoluzioni dei valori economici (PIL, VA);
- evoluzione dei consumi specifici di energia elettrica per macrosettore (agricoltura, industria, terziario, domestico).

Allo scenario di bassa crescita economica risulta in particolare associato un trend lineare di crescita che porta i consumi nel 2010 a 33,9 TWh, mentre nello scenario di alta crescita economica è associato un trend esponenziale, cui corrisponde una previsione dei consumi al 2010 intorno ai 38,8 TWh.

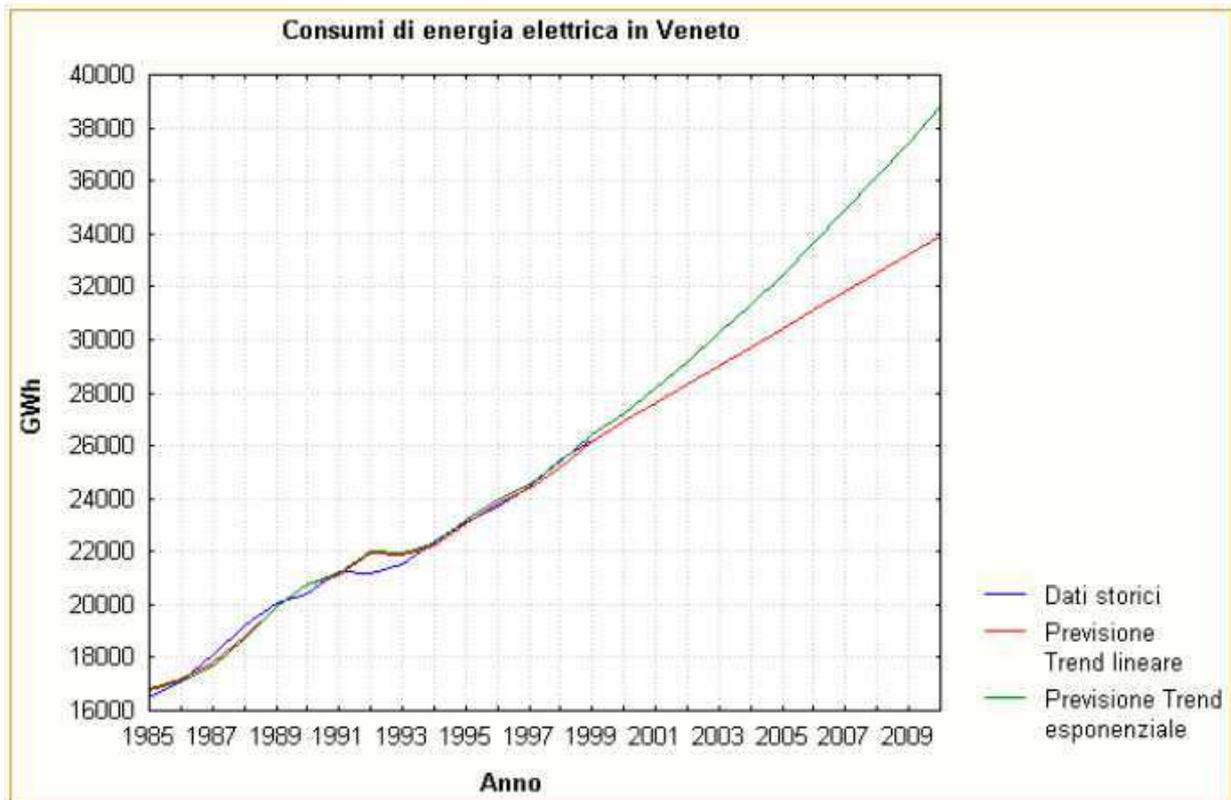


Fig.6.18 Previsioni CESI andamento dei consumi di energia elettrica in Veneto

L'analisi delle curve fa rilevare che nel periodo 2000 – 2010 il trend lineare si attesta su una crescita media annuale dei consumi pari al 2,3%, mentre il trend esponenziale verso il 3,6%.

Il fabbisogno di energia elettrica oltre ai consumi contiene anche le perdite di rete e i servizi ausiliari. Il CESI nelle sue previsioni ha incluso anche queste due voci. Relativamente alle perdite di rete hanno rilevato che non crescono con lo stesso andamento dei consumi ma sono legate soprattutto al potenziamento o meno della rete di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica e di tutti gli elementi che assieme alle linee compongono la struttura di trasporto e distribuzione, non potendo stimare questo fenomeno, hanno, per semplicità, considerato un valore costante sia per la crescita alta che per la crescita bassa intorno ai 2 TWh che rappresenta circa il 5% dell'energia richiesta. Va fatto notare che per mantenere o ridurre tale valore nel tempo, a fronte di un incremento della richiesta di energia elettrica, bisogna potenziare e mantenere costantemente in efficienza le linee e gli elementi di trasporto e distribuzione dell'energia e sviluppare nel territorio la Generazione Distribuita. Per i servizi ausiliari della produzione e i pompaggi, prevedono un trend di crescita lineare indipendente dalla crescita economica/energetica. Infatti l'analisi dei dati storici ha fatto emergere consumi costanti anche a fronte di un aumento dell'energia prodotta e perciò hanno ipotizzato per il 2010 circa 1,6 TWh di consumi legati ai servizi della produzione. Oltre alle previsioni legate ai consumi della produzione e alle perdite di rete il CESI ipotizza di realizzare un surplus a garanzia di una riserva energetica che stima per la Regione Veneto in circa 2,5 TWh annui.

I valori sopra evidenziati portano ad ottenere due valori di fabbisogno di energia elettrica regionale uno legato all'alta crescita economica pari a 45,1 TWh e l'altro legato alla bassa crescita economica pari a 40,2 TWh.

Tab. 12: *Evoluzione dei consumi e dei fabbisogni di produzione interna. Previsioni CESI.*

Analisi dei fabbisogni di produzione interna di energia elettrica (TWh)		
	Alta crescita	Bassa crescita
Consumi	38,8	33,9
Perdite	2,0	2,0
Pompaggi +ausiliari	1,8	1,8
Surplus	2,5	2,5
Totale fabbisogni produzione	45,1	40,2

Estrapolando i dati dalle previsioni del fabbisogno di energia, anche per ENEA sono definite due ipotesi di crescita relativamente al 2010: una bassa che si attesta attorno ai 30 TWh (2.578.050 tep) e una alta di 34,9 TWh (2.997.751 tep) (tab. 13)

Tab. 13: *Evoluzione dei consumi finali di energia elettrica. Previsioni ENEA.*

	Agricoltura e pesca		Industria		Residenziale		Terziario e P.A.		Trasporti		TOTALE	
	ktep	TWh	ktep	GWh	ktep	GWh	ktep	GWh	ktep	GWh	ktep	GWh
Ipotesi bassa	47	0,552	1.506	17,517	441	5,132	541	6,292	42	0,485	2.578	29,977
Ipotesi alta	53	0,614	1.702	19,793	568	6,610	628	7,302	46	0,538	2.998	34,857

(energia elettrica valutata 1 kWh = 860 kcal)

Il GRTN sviluppa invece le proprie stime attraverso una proiezione lineare di dati storici relativi all'andamento reale dei consumi. Anche questa previsione come le altre è soggetta ai molteplici fattori di condizionamento elencati nelle premesse. Le previsioni della domanda di energia elettrica lorda sviluppate al 2010, sono pari a 39 TWh, il 34% in più rispetto ai consumi del 2003. In fig. 1, ai 39 TWh sono state tolte le perdite di rete, valutabili in circa il 3% sulla base di studi sviluppati da ENEL riferiti al bilancio elettrico della Regione Veneto del 1995, 1996, 1997.

Mettendo assieme le tre previsioni (CESI, ENEA, GRTN) si può osservare un intervallo di oscillazione della domanda di energia elettrica nel 2010, tra un valore minimo di 30 TWh (crescita bassa ENEA) e un valore massimo di 39,8 TWh (crescita alta CESI).

Analizzando ora la previsione al 2010 rispetto alla produzione netta regionale del 2003 pari a 26.409,2 GWh, è possibile notare che l'incremento di produzione netta necessario alla copertura del consumo stimato oscillerebbe tra il 13,6% (ipotesi di crescita minima) e il 50,7% (ipotesi di crescita massima).

Le previsioni indicate da ENEA, GRTN e CESI, sono state determinate in un periodo nel quale le prospettive economiche non erano certamente le attuali. Dall'analisi dei dati riportati nel capitolo precedente emerge con chiarezza che l'andamento del consumo non è strettamente legato al PIL o al VA di ogni singolo settore, questo fatto evidenzia il ragguardevole incremento dei consumi nel settore terziario e nel domestico (residenziale), dovuto principalmente alle aumentate esigenze di condizionamento degli ambienti, da una maggiore penetrazione e utilizzo di dispositivi elettrici ed elettronici e alla crescita della superficie abitativa pro capite. Mentre si può notare chiaramente come la dinamica dei consumi elettrici negli altri settori è stata meno sostenuta (fig. 2).

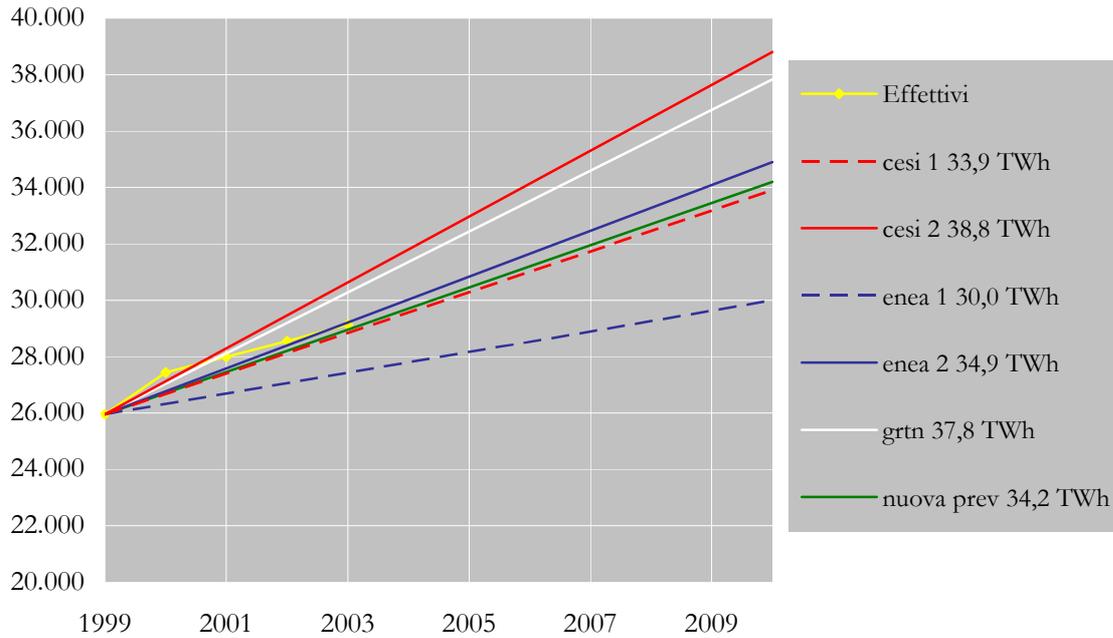


Fig. 1: Previsioni dei consumi finali di energia elettrica nella Regione Veneto (GWh)

Andamento dei consumi per settore e del PIL regionale con anno 1998 base

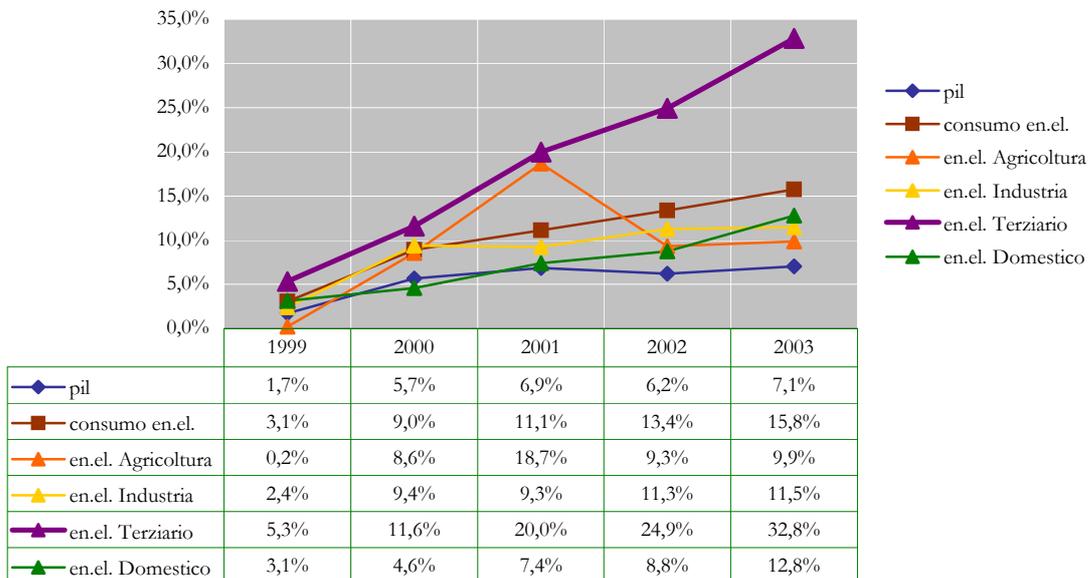


Fig 2: Sviluppo recente dei consumi di energia elettrica in relazione al PIL.

Considerando la dinamica dei consumi e gli altri dati relativi agli anni 2001, 2002, 2003, dell'andamento del PIL e del VA regionale, sulla base di ulteriori due previsioni dei consumi che assumono un'evoluzione esponenziale (proiezione 1) o lineare (proiezione 2) dell'incremento annuale dei consumi storici nei tre anni 2001-2003, si può ritenere plausibile un'ipotesi di crescita media con consumi di energia elettrica regionali attestati, nel 2010, intorno ai 34,2 TWh (fig. 3). Appare quindi corretto attenersi, per la copertura del consumo elettrico della Regione Veneto, alla stima di crescita alta sviluppata dall'ENEA che per l'anno 2010 indica 34,9 TWh (2.997.751 tep) che rappresenta il 19,8% in più rispetto ai consumi 2003 (29.142 GWh).

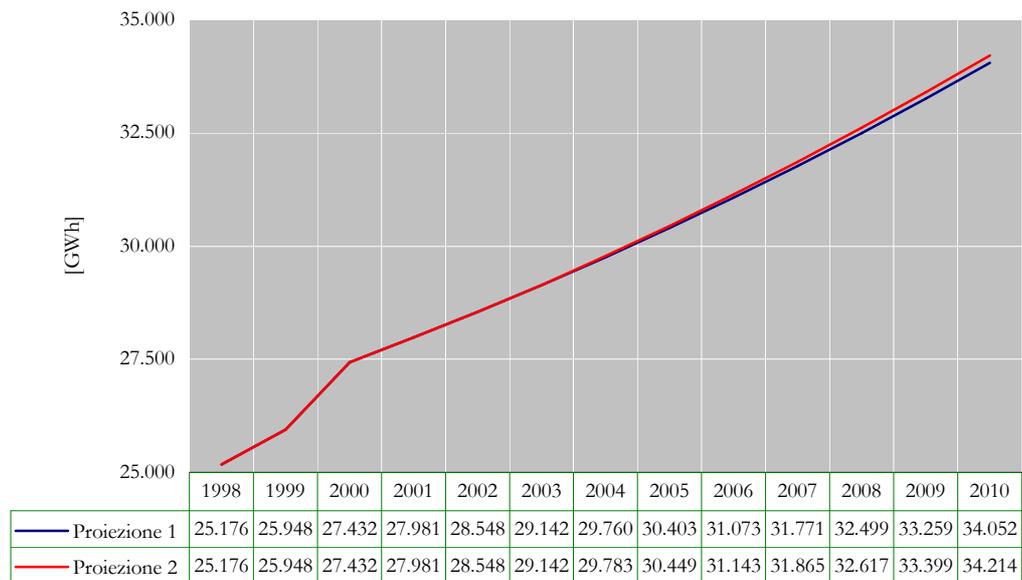


Fig. 3: Consumi storici e ulteriori proiezioni sui consumi finali di energia elettrica (con evoluzione tendenziale esponenziale o lineare degli incrementi storici del periodo 2001-2003).

In corrispondenza di tale stima del consumo elettrico legato al recente sviluppo della situazione regionale è possibile dire che per far fronte alla richiesta di energia elettrica, nel 2010 servono, rispetto alla produzione netta del 2003 (26.409,2 GWh) circa 8.409,8 GWh in più risultanti dalla differenza tra la previsione dei consumi finali ENEA2 (34,9 TWh) e la produzione netta dell'anno 2003, che corrisponde ad un incremento del 23,15% della produzione netta dello stesso anno. Tuttavia è importante rilevare che l'incidenza della produzione dell'impianto di Porto Tolle nel 2003 è stato soltanto del 25,4% sulla totale produzione del Veneto, cioè di circa 6,7 TWh contro gli 11,2 TWh del 2002 (con il 36,8% della produzione), gli 11,6 TWh del 2001, i 12,5 TWh del 2000 e i 13,5 del 1999.

Per soddisfare l'incremento della richiesta di energia elettrica nel Veneto si ipotizzano 3 scenari, in considerazione dell'incertezza rispetto all'ipotesi di ambientalizzazione della Centrale di Porto Tolle (2.640 MW di potenza installata). In particolare non risulta che l'ENEL abbia dato avvio ai lavori previsti dal protocollo d'intesa sottoscritto con la Regione Veneto. Questo prevedeva l'inizio dell'ambientalizzazione nel febbraio 2004 e l'utilizzo dell'orimulsion come combustibile.

Sembra peraltro che l'azienda sia intenzionata presentare una nuova proposta per l'utilizzo del carbone nuovo combustibile alternativo. Tale ipotesi significherebbe una totale revisione del progetto di ambientalizzazione con un notevole allungamento dei tempi. Da considerare anche la scadenza al 31 dicembre 2004 della proroga che permetteva all'impianto di Porto Tolle di funzionare in deroga alla normativa vigente sulle emissioni in atmosfera.

Per quanto sopra esposto è difficile determinare un unico quadro futuro ed è per questo che si ipotizzano 3 scenari.

- Ipotesi 1: chiusura dell'impianto di Porto Tolle
- Ipotesi 2: funzionamento dell'impianto di Porto Tolle ambientalizzato al 50% della potenza attuale (1.320 MW)
- Ipotesi 3: funzionamento dell'impianto di Porto Tolle ambientalizzato al 100 % della potenza attuale (2.640 MW)

Nelle seguenti ipotesi si sono considerate le potenzialità di sviluppo dei diversi contributi (risparmio energetico, produzioni da fonte idroelettrica e da fonti rinnovabili, autoproduzioni e generazione distribuita) analizzate in dettaglio nel successivo par. 3.

Ipotesi 1 di stima della copertura del consumo elettrico al 2010.

Ipotizzando la chiusura dell'impianto di Porto Tolle la differenza, tra la produzione netta 2003 al netto della produzione dell'impianto di Porto Tolle sempre relativa all'anno 2003 (circa 6.700 GWh) e il consumo previsto dall'ENEA nell'ipotesi alta al quale vanno aggiunte le perdite di rete (circa 1.100 GWh), è pari a 16.290,8 GWh, la copertura di questa risulta ottenibile con questa ripartizione:

	GWh
- Risparmio energetico	540
- Ottimizzazione della produzione idroelettrica	400
- Rinnovabili, biomasse, termovalorizzazione RSU	490
- Autoproduzione industriale e generazione distribuita	5.000
- Ulteriore necessità	9.860,8

Ipotesi 2 di stima della copertura del consumo elettrico al 2010.

Ipotizzando l'ambientalizzazione dell'impianto di Porto Tolle con una potenza pari al 50% di quella attuale (1.320 MW) la differenza, tra la produzione netta 2003 al netto della produzione dell'impianto di Porto Tolle sempre relativa all'anno 2003 (circa 6.700 GWh) con in più il 50% della possibile produzione di Porto Tolle (circa 8.052 GWh) e il consumo previsto dall'ENEA nell'ipotesi alta al quale vanno aggiunte le perdite di rete (circa 1.100 GWh), è pari a 8.238,8 GWh, la copertura di questa risulta ottenibile con questa ripartizione:

	GWh
- Risparmio energetico	540
- Ottimizzazione della produzione idroelettrica	400
- Rinnovabili, biomasse, termovalorizzazione RSU	490
- Autoproduzione industriale e generazione distribuita	5.000
- Ulteriore necessità	1.808,8

Ipotesi 3 di stima della copertura del consumo elettrico al 2010.

Ipotizzando l'ambientalizzazione dell'impianto di Porto Tolle con una potenza pari al 100% di quella attuale (2.640 MW) la differenza, tra la produzione 2003 al netto della produzione dell'impianto di Porto Tolle sempre relativa all'anno 2003 (circa 6.700 GWh) con in più il 100% della possibile produzione di Porto Tolle (circa 16.104 GWh) e il consumo previsto dall'ENEA nell'ipotesi alta al quale vanno aggiunte le perdite di rete (circa 1.100 GWh), è pari a 186,8 GWh, si otterrebbe quasi il completo soddisfacimento della richiesta di energia elettrica regionale e non sarebbe più necessaria nessuna copertura ma anzi attraverso gli incrementi previsti della produzione si otterrebbe un surplus notevole:

	GWh
- Risparmio energetico	540
- Ottimizzazione della produzione idroelettrica	400
- Rinnovabili, biomasse, termovalorizzazione RSU	490
- Autoproduzione industriale e generazione distribuita	5.000
- Surplus disponibile da esportare	4.443,2

Come si può notare in questa terza ipotesi il Veneto si troverebbe con un notevole eccesso di produzione di energia elettrica, evidenziando l'opportunità di privilegiare l'investimento sulle fonti rinnovabili rispetto a quelle convenzionali.

Appare evidente come, nella attuale situazione, la corretta gestione di un sito energetico come quello di Porto Tolle, dotato di varie infrastrutture e fornito di tutti gli elementi necessari a trasformare e trasportare l'energia elettrica (elettrodotti 380 kV, trasformatori), diventi fondamentale, specialmente se non si intende impegnare ulteriore territorio per la localizzazione di nuovi impianti e delle relative infrastrutture (scenario 1).

Nessuno degli scenari esaminati ha inoltre considerato la realizzazione di nuove centrali termoelettriche. Oltre alle notevoli richieste di impianti con potenza termica inferiore ai 300 MW, sono già avviati i procedimenti autorizzativi per 4 nuove centrali con potenza termica superiore ai 300 MW_e, mentre una quinta, la centrale Mirant di Portogruaro (VE) da 385 MW_e e 680 MW_t ha già ottenuto l'autorizzazione nel marzo 2003.

I progetti in corso di istruttoria per la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) sono in particolare quelli delle centrali a ciclo combinato alimentate a gas naturale di:

- Montecchio Maggiore (VI) - Euganea Energia 760 MW_e e 1.350 MW_t
- Loreo (RO) - West Energy 800 MW_e e 1.400 MW_t
- Cona (VE) -Elettra Gll 770 MW_e e 1.380 MW_t
- Ronco all'Adige (VR) - Adige Energia 800 MW_e e 1.400 MW_t

Attribuendo a questi 5 impianti un funzionamento medio annuo pari a 6.000 ore, il Veneto avrebbe a disposizione una ulteriore potenza di 3.515 MW per una produzione lorda di circa 21.090 GWh anno, in grado soddisfare in maniera ampiamente sovrabbondante alla crescita dei consumi anche nell'ipotesi di fermata della centrale di Porto Tolle.

A tutte le nuove produzioni previste andrebbe associato, dove possibile, lo sviluppo del teleriscaldamento, in maniera da migliorare il fattore di utilizzazione del combustibile anche per impianti concepiti prevalentemente per la produzione elettrica.

Si deve infine rilevare che azioni di Demand Side Management che permettano di ridistribuire il consumo elettrico, senza di per sé contenerlo, migliorando il fattore di utilizzazione degli impianti esistenti possono rivelarsi efficaci nel ridurre il fabbisogno di potenza di picco e nel migliorare l'affidabilità del sistema.

3. Potenzialità

3.1 Il risparmio energetico

L'effetto dell'applicazione dei Decreti 20/7/2004 sull'efficienza energetica (risparmio energetico), relativamente al settore elettrico, nelle 3 ipotesi è stato prudentemente sottostimato al 75% della quota regionale relativa al recupero dell'efficienza energetica negli usi finali a carico dei distributori di energia elettrica. Una ripartizione regionale degli obiettivi quantitativi nazionali per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia basata sui rispettivi consumi finali energia elettrica e di gas del 2000 (tab. 14) porterebbe infatti il Veneto a dover conseguire, a fine periodo, una riduzione di circa 155 ktep (704,5 GWh valutati a 2.200 kcal/kWh ai sensi dei D.M. 20/7/04) a carico dei distributori di energia elettrica e di circa 149 ktep (180,6 milioni di Sm³ al PCI di 8250 kcal/Sm³) a carico dei distributori di gas.

Tab. 14: Ripartizione regionale degli obiettivi di efficienza energetica previsti dai D.M. 20/07/2004 [5]

Regioni	Consumi finali anno 2000 (ktep)			Obiettivi efficienza energetica al 2009			
	Totali	Energia elettrica ⁽¹⁾	Gas metano ⁽²⁾	Distr. energia elettrica (ktep)	Distr. gas naturale (ktep)	Totale (ktep)	kt CO ₂ evitate
Piemonte	9.065	1.635	3.811	158	181	339	918
Valle d'Aosta	282	41	31	4	1	5	15
Lombardia	17.520	3.474	7.171	335	341	676	1.832
Trentino Alto Adige	1.525	311	409	30	19	49	134
Veneto	8.292	1.611	3.133	155	149	304	825
Friuli Venezia Giulia	2.599	443	719	43	34	77	209
Liguria	2.570	379	695	37	33	70	189
Emilia R.	8.733	1.466	3.698	141	176	317	859
Toscana	5.659	1.051	1.836	101	87	189	512
Umbria	1.481	217	318	21	15	36	98
Marche	1.700	431	691	42	33	74	202
Lazio	4.718	1.374	1.693	133	80	213	579
Abruzzo	1.563	368	506	35	24	60	162
Molise	371	96	107	9	5	14	39
Campania	3.489	1.065	888	103	42	145	395
Puglia	6.154	797	800	77	38	115	313
Basilicata	719	144	250	14	12	26	70
Calabria	870	334	190	32	9	41	113
Sicilia	4.373	969	429	93	20	114	312
Sardegna	2.168	383	0	37	0	37	102
Italia	83.851	16.589	27.375	1.600	1.300	2.900	7.878

⁽¹⁾ esclusi i consumi finali nel settore trasporti

⁽²⁾ esclusi i consumi del settore trasporti e delle industrie "energy intensive"

Fonte: Relazione Energia e Ambiente 2004 ENEA

Per raggiungere questo obiettivo, che costituisce un'importante e ambizioso impegno per la Regione Veneto, risulta indispensabile, sia per l'ente che per le aziende distributrici, realizzare un accordo di programma per la convergenza delle rispettive azioni agli obiettivi comuni.

3.2 Fonti rinnovabili e alternative

Il ricorso alle fonti energetiche convenzionali può essere ridotto attraverso una maggiore utilizzazione delle fonti energetiche alternative, cioè le rinnovabili propriamente dette e i rifiuti. Il contributo più importante in termini quantitativi risulta essere quello della fonte idroelettrica, responsabile di circa 12,3% della produzione elettrica lorda nel 2002 e del 10,7% nel 2003. Mentre tale fonte risulta ampiamente sfruttata, lasciando ipotizzare un limitato margine di incremento, non è realistico pensare che le altre fonti possano contribuire, anche in futuro, in misura paragonabile. Ne consegue che l'azione di promozione e sviluppo delle fonti alternative, in mancanza di politiche che riducano l'entità dei fabbisogni, non è in grado di garantire non solo la diminuzione della dipendenza energetica ma neppure un significativo aumento dell'incidenza percentuale di copertura del fabbisogno energetico regionale con fonti rinnovabile o rifiuti³⁸.

³⁸ Le richieste della Direttiva 2001/77/CE prevedono per l'Italia una quota indicativa del 25 % di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili sul consumo totale di elettricità (la produzione nazionale di elettricità, compresa l'autoproduzione, sommate le importazioni e detratte le esportazioni) entro il 2010.

Fonte idroelettrica

La fonte idraulica risulta essere non solamente la più sviluppata ma anche la più matura da un punto di vista tecnologico e di competitività economica. L'analisi della situazione attuale ha evidenziato una incidenza probabilmente superiore alle stime ufficiali del GRTN, anche se non ha potuto approfondire le possibilità di ulteriore sviluppo. Una conoscenza più capillare della situazione del territorio e la definizione di procedure autorizzative basate su criteri univoci e non discriminatori dovrebbero essere le premesse per un maggiore ricorso all'idroelettricità.

Secondo i dati dello studio BlueAGE dell'ESHA (European Small Hydropower Association) [6], se si considerano solamente i vincoli tecnici il potenziale incremento del piccolo idroelettrico (impianti di taglia inferiore ai 10 MW_e) risulta per l'Italia pari a 700 MW derivanti da riconversioni (per 2.450-3.150 GWh di producibilità media annua stimando tra 3.500 e 4.500 ore annue equivalenti di funzionamento) e a 1.300 MW derivanti da nuove installazioni (per 4.550-5.850 GWh di producibilità annua). Tali valori si riducono rispettivamente a 140 MW (per 490-630 GWh) e 500 MW (per 1.750-2.250 GWh) se si considerano i vincoli economici e ambientali presenti sul territorio. L'incremento realisticamente conseguibile, rispetto al parco di 2.209 MW_e³⁹ esistente nel 1999, è pari al 6,3% per ristrutturazioni e al 22,6% per nuove installazioni.

Le stime riportate da ENEA [7] indicherebbero per i piccoli impianti sotto i 10 MW_e una potenzialità aggiuntiva complessiva di 850 MW_e (311 MW in funzione già entro il 2001) insieme a circa 450 MW_e di impianti di taglia superiore ai 10 MW.

Le valutazioni di Tondi et al. [8], consentono di valutare la distribuzione regionale delle nuove installazioni. Esse individuano infatti 921 nuovi siti per circa 430 MW, dei quali solamente una decina si trovano in Veneto.

L'investimento stimato per tutti i siti esaminati assommerebbe a circa 880 miliardi di lire (valore del 1999), pari a circa 2 miliardi al MW ovvero a circa 950 milioni di lire per sito.

In definitiva si può stimare che il parco esistente in regione possa sicuramente consentire un recupero di potenzialità pari a circa il 6%, pari a circa 65 MW sui 1078 MW censiti dal GRTN. Almeno altri 10 MW potrebbero derivare da nuove realizzazioni. Nel complesso non sembra azzardato proporre un obiettivo di sviluppo compreso tra 80 e 100 MW con una producibilità media tra 360 e 450 GWh. Negli scenari del paragrafo 2 si è considerato un apporto di **400 GWh**.

La realizzabilità di tale obiettivo è subordinata alla rimozione o semplificazione dei notevoli ostacoli burocratici presenti per l'autorizzazione alla derivazione idrica, alla realizzazione e all'esercizio degli impianti. Secondo lo studio dell'ESHA citato [6], i tempi richiesti in Italia tempi in attesa di poter iniziare le opere di costruzione sono di almeno tre anni. Per tale ragione nel medesimo documento si suggerisce l'attivazione di uno sportello unico (leading office), che si fa carico di ottenere tutte le diverse licenze necessarie e di rilasciarle al richiedente.

Esistono inoltre problematiche specifiche connesse con gli usi delle acque potenzialmente in competizione con quello idroelettrico, quali quelli idropotabile ed agricolo, e con la presenza di forti lobby di interesse come ad esempio quelle legate alle associazioni ambientaliste e della pesca sportiva.

Biomasse

Pur riferendosi solamente a stime di massima non sempre concordanti, i dati relativi ai consumi di biomassa confermano che questa rappresenta la seconda fonte energetica rinnovabile per incidenza sul fabbisogno energetico regionale. Considerando solamente le colture energetiche, l'impiego prevalente è legato agli usi tradizionali della biomassa legnosa

³⁹ Secondo il Ministero dell'ambiente la potenza complessiva degli impianti al disotto dei 10 MW sarebbe stata invece di 2.530 MW nel 1998.

quale combustibile per il riscaldamento domestico, cui si aggiungono le utilizzazioni degli scarti della frazione di legname da opera impiegati sul luogo di produzione per il riscaldamento industriale o in alcuni impianti dedicati anche per la produzione elettrica. Esistono alcune applicazioni per il riscaldamento civile di edifici pubblici e per la produzione di energia elettrica.

Ripercorrendo quanto proposto a livello nazionale dalla indagine APAT sulle biomasse legnose [9], la disponibilità complessiva di biomassa legnosa può essere valutata come potenziale disponibile attualmente non utilizzato a fini energetici o come prelievi potenziali, comprensivi dei prelievi effettivi, del potenziale disponibile non utilizzato e dei prelievi compatibili con una gestione sostenibile del patrimonio forestale.

I prelievi potenziali sono dati da:

- biomassa proveniente dalle foreste
 - residui delle utilizzazioni delle fustaie (cimali, rami, corteccia)
 - tagli finali dei boschi cedui
 - cure colturali delle fustaie
- biomassa proveniente da fuori foresta
 - siepi campestri
 - arboreti da legno (pioppeti)
 - formazioni golenari
 - residui delle potature ed espianzi delle colture agrarie arboree (frutteti)
 - verde urbano
 - alberature stradali

Le stime sono effettuate nell'ambito degli studi predisposti dalla Regione Veneto [10], sulla base delle caratteristiche del territorio regionale. I valori sono riportati in dettaglio nella tab. 15.

Tab. 15: *Prelievi potenziali di biomassa legnosa nel Veneto* [10].

	in volume m ³		in peso t (0,75 t/m ³)		energia ktep ⁽⁷⁾	
	esboscabi- lità facile o media	compresa esboscabi- lità difficile	minimo	massimo		
Biomassa proveniente dalle foreste						
residui delle utilizzazioni delle fustaie ⁽¹⁾	104.448	125.107	78.336	93.830		
tagli finali dei boschi cedui ⁽²⁾	352.275	464.071	264.206	348.053		
cure colturali delle fustaie	10.840	13.026	8.130	9.770		
Biomassa proveniente da fuori foresta						
siepi campestri ⁽³⁾			135.000	360.000		
arboreti da legno (pioppeti) ⁽⁴⁾			30.000	60.000		
formazioni golenari			6.000	12.000		
residui delle potature ed espianzi dei frutteti ⁽⁵⁾			639.000	639.000		
verde urbano ⁽⁶⁾			90.000	180.000		
alberature stradali			2.000	3.000		
Totale			1.252.672	1.705.653	313,2	426,4

⁽¹⁾ solo ramaglia e cimali per impieghi energetici; secondo APAT [9] i valori sarebbero circa doppi

⁽²⁾ si considera un impiego del 60% delle utilizzazioni ai fini energetici

⁽³⁾ si considera un incremento annuale di 5-10 t/km

⁽⁴⁾ 30.000 t/a potrebbero essere riallocate dal settore della carta

⁽⁵⁾ di cui circa 439.000 t/a da viti e 30.000 t/a da espianzi

⁽⁶⁾ da 20 a 40 kg/anno per abitante

⁽⁷⁾ valutando convenzionalmente 2.500 kcal/kg

Confrontando le potenzialità con i prelievi effettivi, si presentano due interpretazioni alternative a seconda che per questi ultimi si assumano come attendibili le stime ISTAT ovvero le stime ENEA.

Nel primo caso, dato che ISTAT considera negli ultimi 5 anni un consumo energetico compreso tra 75.000 e 150.000 t/a cui si possono aggiungere cautelativamente 20.000-30.000 t/anno di residui delle lavorazioni forestali, il potenziale teorico disponibile sarebbe di 1,072-1,610 milioni di tonnellate l'anno (268-403 ktep). Il potenziale economicamente e tecnicamente impiegabile risulta di fatto molto inferiore a tale valore.

La seconda prospettiva porterebbe invece a ritenere completamente saturato dai consumi effettivi (1,83 milioni di t/anno) l'intero potenziale regionale, compreso quello relativo alle aree di difficile esboscabilità.

Dato che anche i dati nazionali porterebbero ad una conclusione analoga, e poiché sembra poco realistico che l'Italia risulti già importatore netto di biomassa legnosa per usi energetici, è realistico considerare eccessive le stime di ENEA (che peraltro erano derivate da un'analisi statistica effettuata sull'intero territorio nazionale).

Considerato pertanto che l'effettivo consumo possa essere realmente più consistente di quello rilevato da ISTAT e in attesa di poter accedere a misurazioni più precise, con la sola finalità di valutare prudenzialmente il potenziale ancora inutilizzato di biomassa legnosa, si può considerare un consumo di 500.000-700.000 t/anno (125-175 ktep) cui corrisponde una potenzialità teorica residua di entità complementare compresa tra le 700.000 e le 500.000 t/anno. Anche se tale valore potrebbe essere semplicemente raggiunto, ad esempio attraverso lo sfruttamento energetico completo dei residui delle potature, non sembra peraltro realistico pensare di poterne realizzare nel medio termine oltre il 50%, cioè un quantitativo pari a 250.000-350.000 t/anno (63-88 ktep).

Le potenzialità degli scarti della lavorazione del legno e delle biomasse di altra natura saranno considerate nel paragrafo dedicato ai rifiuti.

Modesto risulta essere l'impatto delle altre colture energetiche, anche se in regione sono stati realizzati progetti per la valutazione e la diffusione di tali risorse nell'ambito del citato programma PROBIO.

In conclusione, la competitività della biomassa legnosa appare fortemente legata alla localizzazione della disponibilità rispetto a quella dell'impiego. La gestione di impianti di dimensioni maggiori può presentare inoltre problematiche di approvvigionamento non trascurabili, tali da compromettere la redditività del funzionamento. La valutazione preventiva delle disponibilità e dei costi di acquisto del combustibile diventano fattori critici per la buona riuscita di progetti di sfruttamento su larga scala delle biomasse legnose. Una particolare attenzione va posta inoltre sulla questione del controllo delle emissioni, che presentano difficoltà specifiche e non trascurabili, e sulla sicurezza, soprattutto nel caso dei piccoli impianti domestici.

La coltivazione di biomassa agricola, in particolare quella destinata alla produzione di biocarburanti, merita altresì ulteriore attenzione, date le potenzialità di sviluppo e le possibili positive ricadute sull'attività del settore.

Solare termico

L'impiego dell'energia solare nella produzione di calore per usi civili rappresenta una tecnologia sufficientemente matura, energeticamente e spesso anche economicamente competitiva, che può dare un utile contributo alla riduzione dell'impiego delle fonti fossili. Esiste in Europa una esperienza sufficientemente estesa per poter considerare concorrenziale la sua applicazione in molteplici contesti, non solo residenziali e di piccole dimensioni, ma anche in edifici ad uso pubblico o collettivo, quali uffici, scuole, palestre e piscine.

L'applicazione per la produzione di acqua calda sanitaria prevede di norma un dimensionamento del collettore a copertura del 100% della richiesta in condizioni estive, che nel nord Italia comporta l'installazione di circa 1,2 m² di collettore per utente. Con tale dimensionamento, il risparmio medio sui fabbisogni di produzione annuali (circa 800 kWh termici/anno a persona) si attesta su una quota di circa il 70% (560 kWh termici/anno a persona o 466 kWh termici/anno per m²).

Un impianto con una superficie di 5 m² e 400 litri di serbatoio di accumulo costa mediamente 4.000 € (800 €/m²) inclusa IVA e installazione, mentre i costi annui di esercizio si aggirano sui 100 €. Il tempo di ammortamento per un impianto di produzione di acqua calda sanitaria ad uso domestico 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 gas [11]. I tempi si allungano per le applicazioni in ambito industriale, a seguito del valore più ridotto delle accise. Il valore di imposta erariale gravante sul gas è inoltre assimilato a quello industriale anche per impieghi nel settore alberghiero, negli esercizi di ristorazione e negli impianti sportivi adibiti esclusivamente ad attività dilettantistiche.

Il parco di collettori solari in funzione in Italia a fine 2001 è di 339.701 m² (di cui 9.316 m² non vetrati), per una produzione di circa 204.975 MWh termici [12]. La diffusione della tecnologia è valutabile in termini di circa 5,9 m²/1000 abitanti, contro una media UE di 26 m²/1000 abitanti, con Grecia e Austria attestata sopra i 200 m²/1000 abitanti.

Le stime per il 2003 relative ai soli collettori vetrati indicano 398.785 m², con un incremento di circa 50.000 m², pari ad un +11% sui valori dell'anno precedente [13]. Il tasso di crescita si mantiene al disotto dei valori richiesti per conseguire l'obiettivo fissato da libro bianco sulle energie rinnovabili di 1,5 milioni di m² (circa 26 m²/1000 abitanti) installati entro il 2005 e 3 milioni di m² installati entro il 2010.

Non è stato possibile reperire dati di dettaglio sulla diffusione nel territorio regionale, ma questa appare modesta, dato il forte legame con le politiche di sostegno ed incentivazione. La sola provincia autonoma di Bolzano, che eroga contributi in conto capitale sin dal 1983, conta infatti installazioni per 125.000 m² (circa il 35% del totale nazionale) al 2002, a fronte di una spesa per l'amministrazione pubblica di 49,5 milioni di euro (396 €/m²). La copertura è stata riconosciuta in misura del 30% della spesa ammissibile (IVA esclusa) ad eccezione del periodo 1997-2000 quando il contributo è stato portato al 50% [14]. Durante tale periodo sono state realizzate circa la metà delle installazioni, con una superficie installata annuale più che raddoppiata.

Coerentemente con gli obiettivi nazionali, il Veneto, a fronte di una popolazione di 4.577.408 abitanti e di circa 1,7 milioni di abitazioni occupate, dovrebbe raggiungere installazioni per 119.000 m² entro il 2005 (26 m²/1000 abitanti e 7 m²/100 abitazioni) e per 238.000 m² (52 m²/1000 abitanti e 14 m²/100 abitazioni) entro il 2010. Nell'ipotesi di riconoscere un contributo di 250 €/m², sarebbe necessario uno stanziamento complessivo di 29,8 milioni di euro per la prima fase e di 59,5 milioni di euro per la seconda (trascurando le installazioni già realizzate), con un costo "sociale" di circa 13 € per abitante. Il beneficio in termini energetici è valutabile in circa 83.000 MWh termici nella prima fase e 166.000 MWh termici nella seconda. Se si sostituissero esclusivamente boiler elettrici di efficienza pari al 90% si risparmierebbero rispettivamente 92 e 184 GWh (7,9 e 15,8 ktep), mentre in sostituzione di scaldabagno a gas di efficienza pari all'80% quasi 11 milioni e 22 milioni di m³ di gas (da 9 a 18 ktep). Con un fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione di 0,531 kg CO₂/kWh e un fattore di emissione del gas di 2,07 kg/Sm³ nella seconda fase si eviterebbero emissioni rispettivamente per 97.704 t/anno, sostituendo solo boiler elettrici, e 45.540 t/anno, sostituendo solo scaldabagno a gas.

Ostacoli e opportunità

A livello nazionale e regionale sono già presenti forme di incentivazione diretta (programma nazionale per enti pubblici e aziende municipali del gas, programma nazionale Comune solarizzato, programmi regionali per privati, finanziamenti regionali sulla scorta

della Legge 10/91) e indiretta (IVA al 10% e ammissibilità alla detrazione fiscale dall'IRPEF). L'applicazione della tecnica è inoltre considerata ai fini dell'attuazione dei decreti 20 luglio 2004 sulla riduzione dei consumi finali (tabella B, tipologia di intervento 12 del decreto per i distributori di energia elettrica e tabella A, tipologia di intervento 4 del decreto per i distributori di gas) e nell'ambito della scheda n. 8 allegata alla Deliberazione 234/02 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Risultano migliorate le possibilità di integrazione negli edifici esistenti, mentre sono assolutamente adeguate le attuali soluzioni di inserimento nelle nuove realizzazioni.

Per accrescere la buona percezione degli utenti risulta importante documentare l'affidabilità dei sistemi solari. A partire dal 2004 i collettori devono uniformarsi alla norma europea EN 12975-1 ed essere testate secondo la EN 12975-2. I costruttori devono peraltro risultare certificati ISO 9000.

Assolterm, l'associazione italiana dell'industria del solare termico ha inoltre introdotto nel 2002 una nuova etichetta di qualità per i fornitori e gli installatori di sistemi solari, il "Solar Pass", che è in corso di armonizzazione con il Solar Keymark europeo.

Per una più consistente diffusione della tecnologia, le criticità più rilevanti sembrano derivare dalla formazione ed informazione degli installatori e dalla composizione del parco degli edifici, in larga parte costituito da abitazioni condominiali dotate di sistemi di produzione dell'acqua calda autonomi.

Si richiede infine un coordinamento con le azioni rivolte al risparmio energetico negli edifici e alla certificazione energetica.

Solare fotovoltaico

Per quanto attiene all'impiego dell'energia solare nella generazione di energia elettrica, la tecnologia più comune risulta quella fotovoltaica. Nonostante un buon grado di sviluppo tecnico, le applicazioni commerciali sono ancora caratterizzate da un modesto rendimento di conversione e da elevati costi economici ed energetici di produzione.

La resa dei pannelli può essere valutata, ipotizzando che i pannelli FV siano inclinati di 30° sull'orizzontale ed orientati verso Sud. L'efficienza dei moduli è assunta pari al 12.5%, mentre per quella dei dispositivi di interfaccia e conversione con le utenze sia dell'85% (inclusa l'efficienza dell'inverter). Si ipotizza inoltre che la produzione di 1 kW in condizioni di picco richieda circa 8 m² di superficie.

Con una insolazione media di 1.350 kWh/m² all'anno tipica del nord Italia la produzione sarebbe di circa 143 kWh_e/m² anno (con 1 kW_p installato circa 1.150 kWh/anno). Il risparmio in termini economici dipende dal costo dell'energia elettrica per l'utilizzatore. Considerando un caso favorevole al ritorno dell'investimento di un costo di 0,2 €/kWh, il risparmio economico sarebbe di 230 €/anno per kW_p.

Il costo installato per impianti di taglia media attorno ai 10 kW è compreso tra 6.000 e 7.000 €/kW_p (cioè 0,75-0,88 €/m²). Corrispondentemente, nel caso considerato il tempo di ritorno è di 26-30 anni. Il rientro in meno di 10 anni potrebbe avvenire solo considerando un contributo di almeno 3.700-4.700 €/kW_p, pari al 60-67%.

Se da un lato l'economicità intrinseca dell'investimento si rivela modesta, di per sé le potenzialità non sarebbero trascurabili: installare anche solo 50 W di fotovoltaico su ognuna delle abitazioni occupate del Veneto (circa 1,7 milioni) ovvero 1 kW sul 5% delle abitazioni, senza considerare le industrie e le attività commerciali, porterebbe alla disponibilità di una potenza di picco di 85 MW, tra l'altro erogata in corrispondenza della massima richiesta di climatizzazione, e ad un risparmio annuale di energia elettrica valutabile attorno ai 91,8 GWh.

Dato un obiettivo nazionale al 2008-2012 di 300 MW (per circa 2,4 milioni di m² di superficie), una ripartizione sulla base della popolazione regionale porterebbe ad una quota di circa 24 MW (192.000 m², 1 kW_p sull'1,4% delle abitazioni), per 27,6 GWh (2,4 ktep). I finanziamenti richiesti considerando un contributo di 4.500 €/kW (circa il 70% della spesa)

ammonterebbero a 108 milioni di euro, con un costo “sociale” di poco meno di 24 €/abitante. Negli scenari del paragrafo 2 si è considerato un contributo di **10 GWh** (corrispondente a circa 9 MW installati – 1 kWp per 5 abitazioni su 1.000).

Le emissioni di anidride carbonica evitate, considerando per il sistema elettrico nazionale un fattore di emissione alla distribuzione pari a 0,531 kg CO₂/kWh, sarebbero pari a 14.656 t/anno.

Ostacoli e opportunità

L'incentivazione di tale fonte è avvenuta e avviene attraverso i contributi banditi sulla base del Programma Tetti Fotovoltaici, l'ammissibilità alle detrazioni fiscali e la disciplina dello scambio sul posto per gli impianti di potenza inferiore ai 20 kW, che a breve dovrebbe essere estesa alle altre fonti rinnovabili. L'applicazione della tecnica è inoltre considerata ai fini dell'attuazione dei decreti 20 luglio 2004 sulla riduzione dei consumi finali (tabella B, tipologia di intervento 12 del decreto per i distributori di energia elettrica e tabella A, tipologia di intervento 4 del decreto per i distributori di gas) e nell'ambito della scheda n. 7 allegata alla Deliberazione 234/02 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Particolari contesti applicativi, come nel caso di utenze isolate o dell'impiego in ambito architettonico, ad esempio in sostituzione di rivestimenti altrettanto costosi, possono giustificare senza ricorso a contributi gli elevati costi della tecnologia.

Sono attesi inoltre sviluppi sia dall'applicazione di nuove tecniche produttive e nuovi materiali che dovrebbero migliorare l'efficienza energetica, sia dalla combinazione tra il fotovoltaico e il solare termico.

Eolico

L'energia eolica per la produzione elettrica presenta in generale buoni margini di competitività anche economica. Lo sviluppo tecnologico ha consentito di ottimizzare le configurazioni degli aerogeneratori rispetto a molteplici condizioni operative e su diverse taglie, in particolare quelle più grandi, dell'ordine del MW di potenza, e quelle più piccole, da qualche decina di kW. Le installazioni nazionali al 2003, pari a 874 MW, hanno visto un incremento della taglia media che si è portata a valori di circa 800 kW per generatore. La produzione specifica (rapporto tra energia prodotta e potenza installata) nel 2003 è risultata pari a 1.668 ore. Secondo il Rapporto energia e ambiente 2004 dell'ENEA [5], si è assistito ad un rallentamento del *trend* positivo fatto segnare dall'eolico fino al 2001, in gran parte in conseguenza dei cambiamenti intervenuti nei programmi di alcune Regioni. Gli operatori del settore denunciano inoltre i tempi molto lunghi che si determinano in molte situazioni nella fase di allacciamento degli impianti alla rete elettrica.

La situazione anemologica regionale appare tuttavia piuttosto sconcertante per quanto riguarda il potenziale di sviluppo dell'energia eolica, che può trovare il necessario contesto solo in corrispondenza di aree montane piuttosto ristrette. L'atlante eolico dell'Italia [15] restringe a poche zone dei Lessini, dell'Altopiano di Asiago e ad aree ristrette dei rilievi bellunesi producibilità specifiche fino a 1.000 ore l'anno, mentre non ne individua con producibilità maggiore (fig. 4).

Tenuto conto anche delle problematiche paesaggistiche che la realizzazione di impianti eolici può comportare, la diffusione della risorsa appare realisticamente legata ad applicazioni marginali, in aree non elettrificate e a servizio di utenze isolate.

Leggermente più promettenti, anche se con carattere ancora sperimentale, potrebbero rivelarsi le applicazioni off-shore, che meriterebbero uno specifico approfondimento di indagine.

Le potenzialità complessive al 2010 appaiono pertanto limitate a meno di 5-10 MW, con produzioni inferiori ai 5-10 GWh. Negli scenari del paragrafo 2 si è considerato un contributo di **5 GWh**.

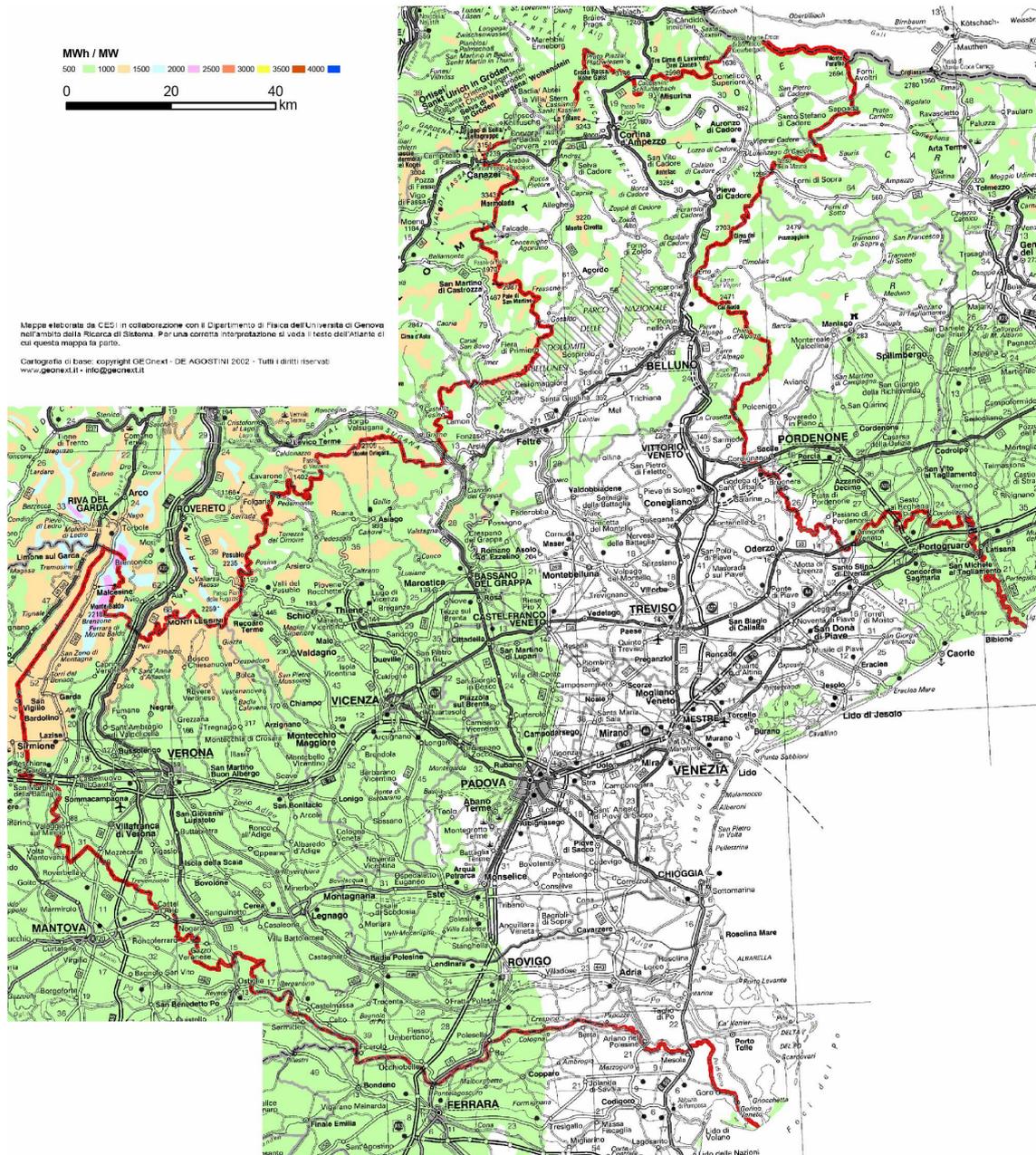


Fig. 4: Producibilità specifica a 50 m s.l.t. nel territorio regionale (Atlante anemologico dell'Italia [15]).

Geotermico

Tra le soluzioni per lo sfruttamento dell'energia geotermica la più promettente per quanto riguarda la possibile diffusione e il potenziale contributo al fabbisogno energetico regionale è quella che prevede l'impiego nei sistemi di riscaldamento e di climatizzazione in combinazione con pompe di calore. La produzione di energia elettrica da fonte geotermica richiede infatti calore a temperature mediamente alte, così come alcune applicazioni nella distribuzione del calore in reti di teleriscaldamento (l'unica presente sul territorio regionale, quella dell'impianto AIM di Vicenza, opera attualmente in regime cogenerativo, senza il ricorso al pozzo geotermico) o per usi di riscaldamento diretto (sono spesso legate alla presenza di sorgenti termali).

Lo sfruttamento del sottosuolo come sorgente termica per sistemi a pompa di calore, nella stagione di riscaldamento, e soprattutto come pozzo termico per il raffrescamento estivo risulta essere una risorsa a disponibilità diffusa, in grado di ridurre i consumi per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici. Il sottosuolo, oltre a garantire un proprio

contributo energetico legato al flusso geotermico, può anche consentire un rilevante accumulo interstagionale di energia. La combinazione con sistemi di distribuzione dell'energia a bassa temperatura, quali i pannelli radianti a pavimento, consente tra l'altro notevoli sinergie e permetterebbe in qualche contesto un raffrescamento estivo in regime di parziale o completo free-cooling.

Le installazioni di sistemi a pompa di calore geotermica di questo tipo erano nel 1998 circa 20.000 in Svizzera, poche migliaia in meno in Germania e in Austria. La produzione di calore in Svizzera nel 2000 è stata di 380 GWh [16].

Considerando una applicazione relativa ad una abitazione di medie dimensioni (110-130 m² di superficie utile) di resa termica pari a 8-9 kW, i costi di installazione di un impianto geotermico si aggirano sui 10-12.000 €, il 45% per le sonde geotermiche e il 55% per la centrale termica (un impianto tradizionale con caldaia a condensazione può costare da 3.000 a 6.000 €). I costi di esercizio dipendono dalle caratteristiche costruttive ed operative dell'edificio. Supponendo ad esempio di avere un consumo variabile a seconda del livello di coibentazione dell'edificio tra 10.000 e 15.000 kWh termici l'anno, un impianto geotermico operante mediamente con COP (cioè un rapporto tra resa termica e spesa elettrica) pari a 4 richiederebbe tra 2.400 e 3.750 kWh elettrici, mentre ad un impianto a caldaia a gas con rendimento medio pari a 0,9 occorrerebbero tra 1.158 e 1.736 Sm³. Considerato un costo per l'elettricità pari a 0,2 c€/kWh e del gas pari a 0,65 c€/Sm³, le rispettive spese di riscaldamento sarebbero di 480-750 €/anno e 753-1.128 €/anno, con un risparmio di circa 300-400 €/anno.

Gli ostacoli principali alla diffusione di tale tecnologia sono legati al costo relativamente elevato della realizzazione delle sonde geotermiche, che spesso possono comportare la necessità di effettuare costose trivellazioni sino a profondità di un centinaio di metri (esistono tuttavia applicazioni che utilizzano le fondazioni, in particolare i micropali di fondazione, per realizzare gli scambiatori di calore a terreno di edifici di grandi dimensioni). Risulta inoltre insufficiente la conoscenza e la preparazione degli operatori del settore termotecnica, non sempre in grado di proporre l'applicazione di simili sistemi e di vincere le perplessità e le reticenze dei committenti.

I tempi di ritorno degli investimenti devono in ogni caso valutare il sistema geotermico rispetto a soluzioni in grado di operare sia in regime di riscaldamento invernale che in regime di climatizzazione estiva. In confronto a queste ultime, il maggiore costo di investimento risulta più modesto, consentendo un rientro in tempi sufficientemente brevi da richiedere interventi di sostegno finanziario piuttosto limitati. Anche in questo caso risulta opportuno il coordinamento con le politiche di promozione del risparmio energetico nel settore dell'edilizia e della certificazione energetica.

Rifiuti

Le potenzialità di impiego energetico dei rifiuti urbani sono ampiamente evidenziate nell'ambito dell'elaborato D del Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti Urbani (PRGRU).

Il PRGRU stimava in particolare che:

- i termovalorizzatori presenti sul territorio potessero smaltire al 2003 468.000 t di rifiuti equivalenti ad un potere calorifico medio di 2.200 kcal/kg, valore ridotto a 342.000 t in riferimento al potere calorifico previsionale di 3.000 kcal/kg derivante da una maggiore differenziazione del rifiuto; il dato reale indica un trattamento effettivo di 198.455 t
- la quota di raccolta differenziata allo stesso anno avesse raggiunto il 50% dei rifiuti prodotti; il valori effettivamente registrato è pari al 42,1%
- la quantità di rifiuti prodotti rimanesse pari a quella del 1999 cioè a 1.960.000 t/a; il valore effettivo è pari a 2.136.221 t
- la quantità di rifiuti andasse maggiorata del 10% per considerare lo smaltimento di tutti i rifiuti ospedalieri e parte degli speciali assimilati; nel 2003 gli impianti presenti

hanno trattato oltre ai rifiuti urbani 25.695 t di altri rifiuti (poco meno del 13% del rifiuto urbano trattato);

- ulteriori 175.000 t/a di rifiuto siano termovalorizzate sotto forma di C.D.R.
- l'impiego energetico negli impianti esistenti riguardasse la frazione secca o indifferenziata del rifiuto, pari a 1.077.000 t, per un quantitativo di 517.000 t.

A fronte di tali ipotesi, il quantitativo di rifiuto secco residuo da avviare tal quale o come C.D.R. ad impianti di utilizzazione energetica nel 2010 sarebbe risultato pari a 560.000 t.

Le stime possono essere riviste per il medio periodo considerando come anno base il 2003:

- i termovalorizzatori hanno aumentato la quantità di rifiuto trattata da 123.000 t del 1999 a 198.000 t del 2003, con un tasso di crescita del 61% in 4 anni (mediamente +15,2% all'anno), al disotto delle stime del PRGRU; gli impianti hanno anche smaltito oltre 25.000 t di rifiuti speciali
- il potenziamento di Schio, con +30.000 t/a e Padova, con +70.000 t/a potrebbe tuttavia consentire di raggiungere 324.000 t/a di rifiuto (compresi i rifiuti speciali) trattato già nel 2004 (+45% rispetto al 2003); al 2010 appare plausibile, ancorché impegnativo, il conseguimento traguardo delle 500.000 t/a trattate dagli impianti esistenti
- nel medesimo orizzonte temporale è realistico ipotizzare che anche l'obiettivo di 175.000 t/a di rifiuto impiegato come C.D.R. sia raggiungibile
- la quota di raccolta differenziata è passata dal 26,6% del 2000 al 42,1% del 2003 con un incremento di 7,9 punti percentuali nel 2001, 4,6 nel 2002 e 3 nel 2003; se l'aumento si assestasse su una media di 2 punti all'anno nel 2010 la differenziazione raggiungerebbe il 56,1%
- cautelativamente, dal punto di vista energetico, si considera costante la quantità di rifiuti prodotta rispetto al 2003

Al 2010 la situazione vedrebbe quindi una produzione di rifiuti pari a 2.136.000 t. Aggiungendovi un 10% di rifiuti ospedalieri e speciali assimilati si arriverebbe a 2.349.600 t, dei quali 1.031.500 t da avviare agli impianti di termoutilizzazione.

Rispetto alle 500.000 t/a che si può stimare siano trattate dagli impianti esistenti rimarrebbe una disponibilità di 531.500 t/a.

Questi valori consentono in primo luogo di confermare sostanzialmente le esigenze territoriali in materia di nuovi impianti di termovalorizzazione presentate negli scenari 1 e 2 del PRGRU, cioè in dettaglio:

Scenario 1 Potenziamento della termovalorizzazione (710.000 t/a di capacità)

Area Bellunese/Trevigiano:	1 impianto da	200.000 t/a
Area Padova/Rovigo:	1 impianto da	120.000 t/a
Area Vicenza/Verona:	1 impianto da	150.000 t/a
Verona	Aumento capacità di trattamento di Cà del Bue 30.000 t/a	
Venezia:		
	Conferimento alla centrale di Fusina di C.D.R. 600 t/g	
	Ovvero, in alternativa, 1 impianto della potenzialità di	210.000 t/a

Scenario 2 Potenziamento degli impieghi di C.D.R. anche in iniziative private

Gli impianti di nuova costruzione dovrebbero privilegiare la produzione combinata di energia elettrica e calore (cogenerazione) e dovrebbero essere localizzati in maniera da permettere la sostituzione di generatori di calore industriali di potenzialità inferiore, la dismissione tramite teleriscaldamento di impianti termici privati nei nuclei abitati e la fornitura di energia elettrica ai distretti industriali.

Il C.D.R. utilizzabile come combustibile dovrà pervenire esclusivamente da rifiuti urbani prodotti in Veneto.

In secondo luogo è possibile stimare il contributo energetico potenziale dei rifiuti urbani. Considerato che dagli attuali impianti si ottengono circa 340 kWh elettrici per tonnellata di rifiuto⁴⁰, con un modesto rendimento elettrico, la produzione elettrica lorda al 2010 potrebbe variare tra 170 GWh e 351 GWh a seconda che si considerino solamente le possibilità degli impianti esistenti o l'intera potenzialità. La prospettiva descritta nel PRGRU di ottenere rendimenti di generazione elettrica mediamente dell'ordine del 30% (cui corrisponderebbe una produzione specifica di circa 900 kWh/t) appare in ogni caso largamente ottimistica. Sottraendo la produzione attuale alle potenzialità, negli scenari del paragrafo 2 si è considerato un contributo ulteriore di circa **300 GWh**.

Molto interessante la possibilità che almeno una parte degli impianti preveda un assetto produttivo cogenerativo con distribuzione del calore tramite teleriscaldamento, che penalizzando generalmente di poco (dal 10 al 20%) la generazione elettrica permetta una produzione termica tale da evitare impieghi finali di combustibile per riscaldamento.

Per quanto riguarda i rifiuti speciali, sono state realizzate stime relativamente alla disponibilità di residui e scarti della lavorazione del legno, come riportato nel capitolo 3. In particolare la disponibilità di tali rifiuti registrata nel rapporto APAT [17] è pari nel 2002 a 183.588 t per l'industria del legno e a 197.769 t per quella del mobile, per un totale di 381.357 t. Basandosi invece su specifiche analisi di settore sarebbe stata invece pari a 710.000 t [9, 10]. Ciò significherebbe che una quota variabile tra 276.700 e 605.000 t (tra 69 e 151 ktep) potrebbe ancora essere disponibile per l'utilizzazione energetica. Si può ritenere che, se correttamente incentivata una quota di questa possa servire a produrre energia elettrica per circa il 50% del valore più cautelativo, cioè circa 140.000 t/a potrebbero servire a produrre energia elettrica, producendo circa 120 GWh.

La regione ha recentemente disposto finanziamenti per un progetto relativo ad un impianto di cogenerazione e teleriscaldamento di potenza termica pari a 51 MW ed elettrica pari a 1 MW situato nel comune di Asiago. Utilizzando circa 15.000 t/a di biomassa lignea (scarti di segheria) dovrebbe erogare all'utenza circa 28 GWh termici producendo circa 6,5 GWh elettrici.

Altre iniziative previste di produzione di energia da biogas sono state citate nel capitolo 3. Da queste è possibile attendersi da 30 a 50 GWh di energia elettrica.

Negli scenari del paragrafo 2 si è considerato un contributo complessivo di **175 GWh**.

3.3 La cogenerazione e la generazione distribuita

Le stime disponibili sull'incremento della produzione per gli autoproduttori, la cogenerazione e la generazione distribuita sono state effettuate dal CESI nell'ambito degli studi preparatori per il Piano Energetico Regionale [2].

Sulla base dei trend storici, le previsioni elaborate ipotizzano un aumento della produzione da cogenerazione pari a 3.800-6.800 GWh, di cui 800-1.850 GWh da impianti di potenza inferiore ai 25 MW. Con un fattore di utilizzazione pari a 5.000 ore l'anno, la potenza complessivamente installata sarebbe pari a 760-1.360 MW_e (160-370 MW da impianti di potenza inferiore ai 25 MW). L'obiettivo è raggiungibile se si riescono a superare gli ostacoli, legati alla transizione verso il mercato libero e alla mancata implementazione di forme di incentivazione sostitutive al meccanismo previsto dal CIP 6/92. Tali criticità hanno in effetti determinato la flessione della produzione da impianti di cogenerazione negli anni successivi al 1997. Una parte rilevante dell'obiettivo potrebbe essere ottenuta con l'estensione del teleriscaldamento urbano ad un certo numero di realtà cittadine.

⁴⁰ Escludendo il caso anomalo di Verona, nel 2003 i rimanenti impianti del Veneto hanno trattato 145.293 t di rifiuti producendo 49.708 MWh; la produzione specifica è risultata pari a 342 kWh/t.

Agli impianti di cogenerazione sotto i 25 MW vanno aggiunti gli impianti di semplice generazione sotto i 25 MW, che sempre secondo CESI potrebbero produrre ulteriori 860-1.990 GWh. Dato che tale valore corrisponderebbe alla stessa cogenerazione di piccola taglia, in questa sede si ritiene che sia più cautelativo considerarne solamente un 50%.

In definitiva, considerato per le voci descritte un valore arrotondato prossimo al minimo degli intervalli indicati, l'obiettivo di sviluppo per la cogenerazione sarebbe pari a 4.000 GWh e per la sola generazione distribuita potrebbe corrispondere ad un valore di circa 1.000 GWh.

Negli scenari del paragrafo 2 si è considerato un contributo complessivo di **5.000 GWh**.

3.4 Il teleriscaldamento

Gli studi preparatori del CESI [2] riportano interessanti stime sulle potenzialità di sviluppo del teleriscaldamento in Veneto, ipotizzando la sua alimentazione sia tramite il funzionamento cogenerativo degli impianti di termovalorizzazione dei rifiuti presenti, sia tramite la realizzazione di centrali cogenerative dedicate.

L'analisi si basa su dati del censimento ISTAT del 1991 e sull'estensione del teleriscaldamento al 2000. Considerando i comuni con oltre 25.000 abitanti presenti sul territorio, l'utenza residenziale effettivamente teleriscaldabile esistente in Veneto si aggirerebbe sui 16 milioni di m³, che aggiunti ai circa 6 milioni già allacciati porterebbe la volumetria complessiva a 21,8 milioni di m³. Il CESI stima inoltre che nel settore terziario vi siano circa 8 milioni di m³ di utenze da aggiungere agli attuali 3,8. In totale la nuova volumetria allacciabile al teleriscaldamento ammonterebbe a quasi 24 milioni di m³ (i dati comprendono fattori correttivi che tengono conto di parametri di comportamento quali la propensione all'allacciamento da parte degli utenti).

Tab. 16: Potenziale sviluppo del teleriscaldamento nella Regione Veneto

	Volumetria teleriscaldata al 2000		Ulteriore teleriscaldabile	
	m ³		m ³	
	Totale	Residenziale	Totale	Residenziale
Verona	8.094.000	5.408.000	5.362.139	3.574.760
Vicenza	1.623.000	461.000	3.621.317	2.414.211
Belluno			394.172	262.782
Treviso			2.424.454	1.616.302
Venezia			5.509.137	3.672.758
Padova			5.750.366	3.822.577
Rovigo			858.091	572.060
	9.717.000	5.869.000	23.919.676	15.935.450

In corrispondenza di tale sviluppo, stando ai dati AIRU [18] che indicano una potenza specifica richiesta di 31 W/m³, sarebbero necessari ulteriori 741 MW_t di potenza di picco (contro le stime CESI di 478 MW_t).

Considerando i dati storici degli impianti di Verona e Vicenza che indicano per il 2000 la produzione specifica di circa 27 kWh/m³, si avrebbe una produzione aggiuntiva di circa 645 GWh_t/anno (rispetto ai 692 delle stime CESI).

L'analisi CESI evidenzia infine la possibilità di soddisfare una parte delle esigenze del teleriscaldamento con gli attuali impianti di termovalorizzazione nelle località dove questi risultano presenti, con una modesta penalizzazione della produzione elettrica. A verifica della fattibilità tecnica ed economica si richiedono tuttavia degli studi specifici.

La quota rimanente potrà invece essere soddisfatta con impianti di cogenerazione, con una corrispondente crescita della produzione di energia elettrica, come rilevato nel paragrafo 3.3.

I benefici energetici ed ambientali dipendono dalle specifiche soluzioni adottate e potranno essere quantificati una volta approfondita l'analisi per un certo numero di realtà significative. CESI quantifica comunque un risparmio di energia primaria su base regionale di circa 53 ktep rispetto ai sistemi di riscaldamento convenzionali ed una produzione 280 GWh elettrici (comprensivi degli attuali). Tale quantitativo è già stato compreso nelle stime del paragrafo 3.3.

Su base nazionale, le valutazioni di AIRU indicano un bilancio emissivo degli impianti di teleriscaldamento in esercizio nell'anno 2002 che evidenzia i seguenti benefici rispetto ai "sistemi convenzionali sostituiti":

- minori emissioni di CO₂: 1.098.000 t/anno
- minori emissioni di SO₂: 13.639 t/anno
- minori emissioni di NO_x: 4.470 t/anno

4. Strategie e programmi specifici

4.1 Il contesto

Ai sensi della *Legge regionale 25/2000* recante Norme per la pianificazione energetica regionale, il P.E.R. deve promuovere:

- l'uso razionale dell'energia
- il contenimento del consumo energetico
- la riduzione dei gas serra mediante la valorizzazione e l'incentivazione delle fonti rinnovabili

Su queste tematiche il P.E.R. determina le linee di coordinamento delle Province. La legge prevede in particolare che il P.E.R. possa essere attuato per singole azioni programmatiche definite "progetti finalizzati" predisposti e approvati dalla Giunta Regionale.

Il *Programma Regionale di Sviluppo* (P.R.S.) 2003 dispone la redazione del P.E.R. a partire dall'evoluzione dei bilanci energetici regionali in considerazione degli aspetti ambientali e ad integrazione del Piano regionale per la gestione dei rifiuti urbani e del Piano regionale di tutela e risanamento dell'atmosfera.

Il P.R.S. indica la necessità di:

- prevedere interventi sull'offerta energetica, sul trasporto, sulla distribuzione e sulla domanda,
- definire le caratteristiche di idoneità dei siti per la **localizzazione dei nuovi impianti di produzione di energia** (elettrica) da fonti fossili,
- sviluppare le **fonti rinnovabili**, l'**autoproduzione diffusa** (impianti di potenza inferiore ai 25 MW), il contenimento dei consumi nei settori civile e dei trasporti.

Sugli aspetti finanziari il P.R.S. prevede la necessità di **coordinare gli strumenti pubblici di incentivazione**, propone la definizione di priorità sulla base di un criterio di efficienza energetica, auspica un apporto finanziario privato tramite lo strumento dei Titoli di Efficienza Energetica e le ESCO.

Propone la realizzazione di **progetti dimostrativi regionali** e l'**implementazione di una metodologia statistica** per l'acquisizione e l'elaborazione dei dati relativi ai consumi energetici regionali.

Il *Piano Regionale per la gestione dei Rifiuti Urbani* individua la necessità di un coordinamento finalizzato alla definizione di criteri per:

- la **localizzazione** e per le modalità di costruzione di **impianti di trattamento termico con recupero energetico dei rifiuti grezzi**
- lo **sviluppo della produzione del CDR** e il suo utilizzo in impianti di produzione di energia. Esplicito riferimento è fatto al ricorso al teleriscaldamento.

Il Piano individua due scenari di sviluppo per la gestione dei rifiuti, di rilevante impatto anche sulla programmazione energetica.

Il paragrafo del *Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera* (PRTRA) dedicato alle politiche energetiche sottolinea l'esigenza di:

- **ridurre le emissioni** di macro e microinquinanti
- migliorare l'**efficienza negli usi** delle fonti energetiche e dell'energia prodotta
- privilegiare **teleriscaldamento e cogenerazione**
- sviluppare le **rinnovabili, il recupero energetico, l'impiego dei rifiuti**

Nell'autorizzazione delle nuove centrali di potenza superiore ai 50 MW termici, secondo il documento adottato dalla Giunta, è necessario seguire i criteri dell'Accordo Stato-Regioni del 5 settembre 2002.

Il PRTRA realizza, anche, delle **zonizzazioni del territorio** individuate sulla base del grado di inquinamento rilevato (comuni di fascia A, comuni di fascia B e Comuni di fascia C), all'interno delle quali prevede l'applicazione di "misure di carattere generale, azioni integrate e azioni dirette" volte a mitigare o risolvere il problema, risanare e mantenere.

Infine dispone che con frequenza annuale, i gestori degli impianti di cogenerazione, teleriscaldamento e riutilizzo di fonti energetiche rinnovabili, compresi i rifiuti, di potenza termica superiore a 0,5 MW, inviino alla Regione Veneto, una **relazione riassuntiva sulla produzione annuale di energia**.

Gli articoli 42, 43 e 44 della *Legge regionale 11/2001* recepisce le indicazioni del D. Lgs. 112/98 **individuando le funzioni amministrative in materia di energia** che richiedono l'unitario esercizio a livello regionale, conferendo e disciplinando le rimanenti alle Province, ai Comuni, alle Comunità montane, alle Autonomie funzionali.

In sintesi alla Regione spettano:

- promozione e incentivazione del contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, artigianale e terziario, del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili di energia e della produzione di fonti rinnovabili nel settore agricolo
- incentivazione dei progetti dimostrativi e della riattivazione o potenziamento di nuovi impianti idroelettrici
- fino all'approvazione del Piano energetico regionale, l'autorizzazione all'installazione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia di potenza inferiore ai 300 MW_t

Ai Comuni spettano:

- funzioni e i compiti in materia di certificazione energetica degli edifici di cui all'articolo 30 della legge 9 gennaio 1991 n. 10
- (per i Comuni con popolazione superiore ai 30.000 abitanti) il controllo sul rendimento energetico degli impianti termici.

Alle Province spettano:

- funzioni relative alla concessione ed erogazione dei contributi in conto capitale a sostegno dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia nell'edilizia, di cui all'articolo 8 della legge n. 10/1991
- funzioni relative alla redazione e adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico;
- l'autorizzazione all'installazione ed esercizio degli impianti di produzione di energia, inferiori a 300 MW, salvo quelli che producono energia da rifiuti ai sensi del D. Lgs. 22/97

- il controllo sul rendimento energetico degli impianti termici nei Comuni con popolazione inferiore ai 30.000 abitanti

Altri spunti per il Piano Energetico Regionale provengono dai due decreti ministeriali del 20 luglio 2004, che prevedevano che regioni e province autonome determinassero entro il 2 dicembre 2004, con provvedimenti di programmazione regionale, gli obiettivi regionali indicativi di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia e le relative modalità di raggiungimento, in coerenza o anche aggiuntivi rispetto a quelli nazionali.

A partire dal contesto così sinteticamente delineato, senza trascurare gli indirizzi forniti dai provvedimenti normativi descritti nel capitolo 2 e in considerazione delle indicazioni fornite dall'analisi della situazione e delle prospettive energetiche regionali, si possono definire alcuni ambiti di azione. Il Piano Energetico Regionale individua per ciascuno di essi i principali vincoli e le opportunità e fissa i criteri e gli obiettivi. Per alcuni in particolare si richiede la predisposizione di **Progetti finalizzati**, coordinati a livello regionale ma in parte sviluppati con delega alle Province.

4.2 Linee di indirizzo per l'incentivazione e il sostegno

Le azioni di incentivazione e sostegno possono essere di natura diversa a seconda degli ostacoli che esse si propongono di risolvere.

Tab. 17: Ostacoli e relative azioni per l'incentivazione e il sostegno a specifiche tecnologie energetiche (riadattamento da [14]).

<i>Ostacoli</i>	<i>Azioni</i>
Informativi	
Mancanza di conoscenza e/o fiducia degli utenti finali	Campagne promozionali (pubblicità, eventi) Certificazione/etichettatura Call center, siti web Impianti dimostrativi su edifici pubblici Azioni nelle scuole
Mancanza di supporto da parte degli enti pubblici	Seminari, convegni e formazione Premi per enti attivi
Difficoltà a rinvenire le tecnologie a livello locale	Accordi settoriali con produttori e rivenditori
Difficoltà a rinvenire installatori qualificati	Corsi di formazione Accordi settoriali con installatori
Economici	
Costi di investimento troppo elevati rispetto ai benefici economici	Contributi in conto capitale Detrazioni fiscali Riduzioni IVA o oneri locali per fornitura e installazione Sconti sulle accise Sconti concordati con i fornitori
Mancanza di capitale proprio da investire	Crediti bancari agevolati e fondi di rotazione Finanziamento tramite terzi (ESCO)
Normativi	
Difficoltà con i regolamenti esistenti specifici	Deregolamentazione e semplificazione delle procedure Sportello unico
Difficoltà con regolamenti esistenti non specifici (es. eccessive limitazioni sulle cubature, sull'estetica)	Riduzione degli oneri per le concessioni Aumento o scomputo delle cubature edificabili (es. per l'isolamento)
Mancanza di regolamentazioni specifiche	Prescrizioni per edifici e utilizzazioni pubbliche Prescrizioni per edilizia popolare e convenzionata Prescrizioni per edifici nuovi o ristrutturati

Questi (tab. 17) sono classificabili in ostacoli di tipo informativo, di tipo economico e di tipo normativo/regolamentativo.

La mancanza di informazione o la difficoltà rinvenire competenze specifiche informazioni richiede azioni di tipo informativo (attraverso pubblicazioni, convegni e iniziative pubblicitarie) di tipo formativo (come corsi agli operatori o informazione nelle scuole) e di tipo certificativi (come l'etichettatura o la certificazione energetica).

La scarsa competitività economica di una tecnologia può essere invece vinta con azioni di riduzione di costi connessi, che può esplicarsi nell'erogazione diretta di contributi, nella detrazione di imposta o riduzione IVA e nell'agevolazione dell'accesso al finanziamento, con crediti agevolati o con il ricorso al finanziamento tramite terzi.

Importanti sono le azioni nel settore della regolamentazione, volte sia a snellire e semplificare le procedure, sia a fornire incentivazioni indirette, come la detrazione dagli oneri di urbanizzazione di parte dell'investimento o lo scomputo dalle cubature del maggiore ingombro legato all'intervento (come nel caso dell'isolamento). Iniziative di rilievo possono anche essere intraprese in termini prescrittivi, in primo luogo nei confronti degli enti pubblici o degli luoghi ad accesso pubblico, ma anche per l'edilizia convenzionata e popolare ovvero per le nuove realizzazioni.

In questa sede si intendono fornire alcune indicazioni di principio relativamente alla struttura e alla gestione delle forme di sostegno e incentivazione, con particolare riguardo per le fonti rinnovabili e per l'efficienza e il risparmio energetico. Queste forme di sostegno dovranno prevedere che:

- il coordinamento tra i soggetti erogatori di incentivazioni economiche sia migliorato, in modo da evitare duplicazioni e migliorare l'uso efficiente delle risorse economiche disponibili; a tale scopo è opportuno che la gestione avvenga tramite l'attivazione di uno **sportello unico per le incentivazioni energetiche** a fare da tramite tra i richiedenti/beneficiari e gli uffici delegati alla gestione ed erogazione; lo sportello unico tenuto a relazionare periodicamente sulla propria attività agli enti preposti
- l'incentivazione economica avvenga prioritariamente come riduzione di oneri o di imposte e solo secondariamente come trasferimento diretto
- l'incentivazione economica sia commisurata al necessario per garantire il ritorno dell'investimento in tempi ragionevoli per la natura dello stesso (ad esempio in meno di dieci anni); a tale riguardo può incidere percentualmente in maniera diversa per diverse tipologie di investimento; la valutazione relativa alle esigenze legate al ritorno economico spettano all'ente erogatore che predispone schemi standard di quantificazione
- il contributo sia erogato solo a buon fine dell'intervento e non in fase iniziale evitando in tal modo che possa servire per avviare il primo stralcio di un progetto destinato a prorogare indefinitamente la propria operatività
- siano ricercate altre forme di sostegno nella definizione di accordi volontari e nelle forme di tutela e promozione del credito da parte di terzi, ad esempio attraverso i fondi di rotazione
- il soggetto responsabile della destinazione e dell'erogazione (lo sportello unico quando istituito) predisponga una relazione, periodica nel caso di iniziative di incentivazione che si protraggono per più anni, o finale nel caso di provvedimenti a tantum, che specifichi l'entità dei finanziamenti erogati e le caratteristiche e la titolarità dei progetti finanziati, con particolare riguardo alla quantificazione del risparmio energetico conseguibile, dello sviluppo di fonti rinnovabili, della riduzione della pressione ambientale
- fatti salvi gli stanziamenti per la ricerca e per i progetti pilota, in condizione di disponibilità limitate siano destinate risorse in via prioritaria ai settori e alle tecnologie che consentono di ottenere la migliore efficacia di spesa, ossia il maggiore impatto in

- termini di riduzione del fabbisogno regionale di energia primaria a parità di costo di finanziamento e senza incrementare la pressione ambientale
- lo stesso criterio venga considerato nella definizione delle graduatorie per l'assegnazione dei contributi a singoli progetti; coerentemente con tale principio potranno essere assegnate risorse secondo un meccanismo di asta al ribasso, che assegna risorse ai soggetti che dimostrano di riuscire a conseguire un predefinito obiettivo in termini di risparmio energetico o di diffusione di una particolare tecnologia con minore richiesta di risorse economiche pubbliche
 - non si deve infine trascurare come forma di sostegno essenziale per tecnologie già mature ma non sufficientemente diffuse la formazione straordinaria o ordinaria dei rivenditori e degli installatori, soggetti spesso in grado di condizionare le scelte degli utenti finali e la predisposizione di adeguate iniziative formative e informative presso gli istituti scolastici

4.3 Linee di indirizzo e coordinamento in materia di autorizzazione e localizzazione degli impianti energetici

Nel contesto normativo descritto in precedenza si intendono integrare e rafforzare i criteri di localizzazione delle centrali termoelettriche estendendoli agli impianti energetici che prevedano processi di combustione con l'emissione di inquinanti. Occorre tra l'altro fornire indicazioni alle Province, competenti ai sensi del Decreto Legislativo 112/98 e della Legge regionale 11/2001 per l'autorizzazione degli impianti termoelettrici con potenza termica inferiore ai 300 MW_t.

Se le problematiche relative ai grossi impianti termoelettrici presentano caratteristiche di particolare urgenza a seguito della situazione in cui si trova l'intero Paese, appare opportuno, nell'ambito di un documento di pianificazione come il P.E.R., individuare principi strutturali in grado di costituire un riferimento stabile e duraturo.

Per quanto riguarda le centrali termoelettriche, si ricorda in particolare che:

- Il procedimento di autorizzazione per la costruzione, la modifica o il potenziamento di impianti di produzione di energia di potenza termica superiore a 300 MW_t, disciplinato con Legge 55/2002, prevede che i progetti siano autorizzati mediante lo svolgimento di una procedura unificata con riguardo agli aspetti urbanistici, ambientali e produttivi. L'intero procedimento si conclude con l'adozione di un unico provvedimento da parte del Ministero delle Attività produttive, che autorizza la costruzione della centrale in caso di determinazione positiva della conferenza di servizi convocata tra le Amministrazioni coinvolte e in seguito all'intesa con la Regione interessata.
- Secondo la sentenza n. 6/2004 della Corte costituzionale, l'intesa tra lo Stato e la Regione va considerata "forte", nel senso che "il suo mancato raggiungimento costituisce ostacolo insuperabile alla conclusione del procedimento a causa del particolarissimo impatto che una struttura produttiva di questo tipo ha su tutta una serie di funzioni regionali relative al governo del territorio, alla tutela della salute, alla valorizzazione dei beni culturali ed ambientali, al turismo, etc."
- Con l'Accordo tra Governo, Regioni, Province, Comuni e Comunità montane, del 5 settembre 2002 (Accordo Stato-Regioni 5/9/02), si riconosce in particolare alle Regioni il cui territorio sia interessato da più progetti di centrali termoelettriche la possibilità di promuovere la valutazione comparativa degli stessi sulla base dei criteri contenuti nell'accordo medesimo (punto A, lettera m).
- In base al citato Accordo tra Stato ed Enti territoriali del 2002, "l'esistenza di centrali termoelettriche suscettibili di risanamento, ammodernamento e

innovazione tecnologica, anche attraverso il loro ripotenziamento” rende prioritaria l'autorizzazione degli impianti con tali caratteristiche.

- Con la Deliberazione n. 46 del 16 ottobre 2003, il Consiglio regionale del Veneto ha disposto che nuove centrali potranno essere realizzate solo successivamente alla definizione dell'attuale assetto di produzione elettrica in Veneto “*con un programma di ottimizzazione della produzione sulle attuali centrali con la modernizzazione degli impianti, le ambientalizzazioni, la manutenzione dei bacini idrici e delle strutture connesse*” e “*a fronte di un oggettivo bisogno di maggiore produzione di energia elettrica in Regione*”.
- la Legge n. 83/2003 prevede il riequilibrio territoriale nella localizzazione delle infrastrutture energetiche secondo criteri di copertura del fabbisogno elettrico regionale (cosiddetto “federalismo energetico”), come ripreso dalla Legge n. 239/2004 (art. 1, comma 4, lettera f)
- La Legge n. 239/2004 prevede che Regioni ed Enti locali interessati alla localizzazione di nuove infrastrutture energetiche o al potenziamento delle esistenti, possano concordare con i proponenti adeguate misure di compensazione e riequilibrio ambientale, o, in alternativa, beneficino per i primi sette anni di esercizio di un contributo economico a titolo di compensazione per il mancato uso diverso del territorio.

Fermi restando i requisiti delle vigenti leggi e le specifiche competenze di Stato, Regioni e Enti locali, si ritiene opportuno prevedere un *Programma per la caratterizzazione di compatibilità energetica del territorio della Regione e l'autorizzazione degli impianti*.

La proposta di integrazione di tali criteri è volta a definire i principi metodologici per l'autorizzazione e la localizzazione di tutti gli impianti energetici ivi inclusi quelli per la produzione di energia elettrica che abbiano significative emissioni in atmosfera. Potrebbero in prima analisi essere sottoposti ai nuovi criteri tutti i nuovi impianti di combustione con una potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW (esclusi gli impianti per rifiuti pericolosi o urbani) ovvero quelli che sono tenuti ad adempiere alle prescrizioni della Direttiva europea 2003/87/CE sullo scambio delle quote di emissione di gas serra.

Il Programma sarà elaborato entro il 31/12/2005 con il supporto di ARPAV sulla base delle seguenti indicazioni:

1. Per ognuno degli inquinanti NO_x, SO_x, CO, VOC e Polveri, sono definiti due valori di soglia detti rispettivamente valore di significatività e valore di criticità. Tali valori sono fissati in maniera indipendente dalla taglia e dalle caratteristiche degli impianti regolamentati. Il valore di significatività sarà commisurato alle emissioni che caratterizzano gli impianti termoelettrici alimentati a gas di potenza termica pari a 50 MW operanti con la massima efficienza energetica consentita dalle attuali tecnologie, mentre il valore di criticità sarà commisurato alle emissioni che caratterizzano gli impianti termoelettrici alimentati a gas di potenza termica pari a 300 MW operanti con la massima efficienza energetica consentita dalle attuali tecnologie.
2. Sul territorio regionale andrà individuata una opportuna partizione in bacini di influenza delle nuove sorgenti inquinanti, di dimensioni appropriate e non inferiori alla scala comunale.
3. Da ciascun bacino andranno scorporate le aree di particolare pregio ambientale e naturalistico e le zone già sottoposte a vincoli di tutela, individuate in coordinamento con le Province; in tali zone nessun nuovo impianto di combustione di potenza termica superiore ai 20 MW potrà essere installato a meno che non faccia ricorso a fonti energetiche rinnovabili; in particolare, le installazioni per la produzione di energia elettrica, anche al di sotto di tale taglia dovranno in ogni caso utilizzare fonti rinnovabili o in alternativa la cogenerazione, ai sensi della Delibera dell'Autorità n. 42/02.

4. Ogni bacino dovrà essere valutato in merito alla qualità dell'aria mediamente presente per ciascuno degli inquinanti esaminati.
5. Sulla base della valutazione e con riferimento alle disposizioni del Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera, per ciascuno degli inquinanti il bacino sarà classificato nell'ambito di due categorie: la categoria A è relativa ad una situazione deteriorata che richiede una riduzione della concentrazione dell'inquinante considerato, mentre la B individua una situazione non critica.
6. Nei bacini classificati come A per un dato inquinante, l'autorizzazione alla localizzazione o al potenziamento degli impianti le cui emissioni superino il valore di significatività richiede che le emissioni di tale inquinante siano limitate tramite il ricorso alle tecnologie di controllo che consentono di conseguire le minime emissioni possibili (LAER con acronimo inglese) e che l'emissione residua sia compensata fisicamente (offset) tramite interventi che garantiscano corrispondenti riduzioni (dismissione di altri impianti, cogenerazione, realizzazione di reti di teleriscaldamento, ecc.).
7. Nei bacini classificati come B per un dato inquinante, l'autorizzazione alla localizzazione o al potenziamento richiede che le emissioni di tale inquinante siano limitate tramite il ricorso alle migliori tecnologie disponibili (BAT) sia relative al processo che al controllo degli effluenti, come risultano nei documenti BREF dell'Unione Europea o nella migliore pratica internazionale; si potrà valutare di imporre offset nel caso le emissioni superino il valore di criticità; la cogenerazione ai sensi della Delibera dell'Autorità n. 42/02 è sempre esentata dagli offset ma non dall'adozione delle BAT.
8. Potranno essere ammessi con valutazioni specifiche caso per caso offset interspecifici o tra bacini diversi. In nessun caso possono essere consentite emissioni in deroga ai limiti di emissione o che alterino in maniera rilevante la qualità locale dell'aria, modificando la classificazione del bacino.
9. I limiti di emissione relativi alle LAER che alle BAT, i valori di significatività e la classificazione dei bacini sono soggette a adeguamenti periodici.
10. Tutte le installazioni sono comunque tenute al rispetto delle normative vigenti, in particolare delle Direttive europee 2001/80/CE e con la 99/61/CE sulle migliori tecniche disponibili (BAT).
11. In caso di carenza strutturale di produzione elettrica rispetto alle esigenze del territorio regionale e in assenza di adeguate iniziative private, la Regione, individuate una o più localizzazioni opportune, può affidare con gara la realizzazione di impianti di produzione elettrica, anche da fonte convenzionale ai soggetti che dimostrino comprovate competenze specifiche, adeguate garanzie di capacità economica, e che presentino il progetto di realizzazione maggiormente compatibile con l'ambiente.
12. Qualsiasi intervento di nuova installazione, di rifacimento, riconfigurazione o ambientalizzazione di installazioni esistenti, anche in presenza di repowering, che sia in grado di garantire un beneficio netto in termini di emissioni complessive in ambiente, nel rispetto delle vigenti disposizioni in materia di qualità dell'aria e di tutela locale dell'ambiente, è autorizzato senza riserve
13. L'autorizzazione alle installazioni che non sono caratterizzate da emissioni significative sono soggette ai soli vincoli previsti dai vigenti regolamenti e dalle disposizioni normative sull'inquinamento ambientale, senza distinzione per il settore di attività cui afferiscono.
14. Fino alla definizione della classificazione di cui ai punti 1-7 sono autorizzabili le installazioni di potenza termica inferiore ai 100 MW in regola con i vigenti regolamenti e le disposizioni normative sull'inquinamento ambientale, in particolare con quanto previsto dalle Direttive 2001/80/CE e dalla 96/61/CE e relative

attuazioni. Gli impianti di potenza termica maggiore o uguale ai 100 MWt sono invece autorizzabili solamente sulla base di valutazioni relative alle esigenze energetiche del territorio regionale, definendo una classificazione di priorità sulla base dei criteri di cui al punto 10 e in conformità con l'Accordo Stato-Regioni 5/9/02.

15. La localizzazione degli impianti energetici, in particolare per quanto riguarda le centrali termoelettriche, le linee di trasporto dell'energia ad elevato impatto ambientale, i terminali e le sottostazioni è subordinata alla realizzazione di adeguati interventi di razionalizzazione delle rimanenti infrastrutture energetiche.
16. Le nuove linee di distribuzione di energia elettrica in media e bassa tensione dovranno essere interrato, salvo cause di forza maggiore. In corrispondenza degli interventi di manutenzione straordinaria, anche le linee di distribuzione in media e bassa tensione esistenti dovranno essere interrate.

4.4 Obiettivi e strumenti

Pur nella funzione propria di indirizzo, il Piano Energetico Regionale intende fornire indicazioni operative che consentano di avviare e di monitorare l'attuazione delle iniziative necessarie per il conseguimento degli obiettivi regionali di diffusione delle fonti rinnovabili, di risparmio energetico e di recupero dell'efficienza.

Tali obiettivi, ancorché le potenzialità descritte nel paragrafo 3 possano evidenziare delle difficoltà attuative più o meno superabili, possono in effetti derivare dall'assunzione della quota regionale nell'implementazione delle Direttive europee. Si possono in particolare citare:

- la Direttiva 2001/77/CE sullo sviluppo delle fonti rinnovabili: essa prescrive all'Italia di raggiungere una **quota di produzione elettrica da fonte rinnovabile** (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti) sul consumo interno lordo **pari al 25% al 2010**, a partire dal 16% del 1997; a livello regionale ciò corrisponderebbe ad una produzione di circa 9 TWh da fonti rinnovabili (poco più del doppio di quella del 2001 ma quasi il triplo di quella del 2003)
- la Direttiva 2004/8/CE sullo sviluppo della cogenerazione: non fissa obiettivi nazionali ma richiede agli Stati membri l'analisi del rispettivo potenziale di sviluppo della cogenerazione e la verifica periodica dello stato di sviluppo; la comunicazione COM(2000) 247 def. *Piano d'azione per migliorare l'efficienza energetica nella Comunità europea* individua quale potenziale europeo una **quota di produzione elettrica da cogenerazione pari al 18%** (cioè al raddoppio della quota attuale) entro il 2010; a livello regionale ciò corrisponderebbe ad un contributo di circa 6,5 TWh, compatibile con il potenziale stimato
- la medesima Comunicazione COM(2000) 245 def. indica quale potenziale economico di **miglioramento dell'efficienza energetica "pari a oltre il 18% dell'attuale consumo energetico"**;
- la Proposta di Direttiva europea 2003/0300 (COD) *concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici* di cui alla Comunicazione COM(2003) 739 def. prevede la **riduzione dei consumi finali di energia pari all'1% all'anno** della media aritmetica dei consumi finali dell'ultimo quinquennio per il quale siano disponibili i dati, **con un obiettivo pari all'1,5% per il settore pubblico**; in particolare la Comunicazione riporta *"Oggi si stima che a causa delle numerose barriere e imperfezioni tuttora presenti nel mercato, esista un grande potenziale economico sotto forma di risparmi energetici non realizzati. Per il settore industriale il risparmio potenziale che potrà essere realizzato entro il 2010 è pari a circa il 17% del consumo finale attuale. Per il settore domestico e terziario è pari al 22% e per il settore dei trasporti al 14%, escludendo l'intermodalità. Il*

consumo finale complessivo di energia nell'Unione europea è quindi circa del 20% più elevato di quanto possa essere giustificato da motivi puramente economici. Secondo una ricerca compiuta nell'ambito del programma SAVE, le misure di efficienza energetica e i servizi di gestione della domanda possono facilmente realizzare i 3/4 di questi risparmi cioè il 15% nel medio periodo (10-15 anni)." A livello regionale una contrazione media dei consumi finali del 20% corrisponderebbe ad un risparmio indicativo di circa 2.000 ktep, pari a circa tre volte il risultato al 2009 degli obiettivi di incremento dell'efficienza energetica di cui ai D.M. 20/07/04 riportati in tab. 14.

Come anche le direttive (o le proposte di direttiva) citate evidenziano, risulta di fondamentale importanza il monitoraggio della situazione e del conseguimento degli obiettivi, con l'individuazione di un ente o di una agenzia che si faccia carico di tale attività. La proposta di direttiva sull'efficienza energetica arriva anche a richiedere agli Stati membri di rimuovere gli ostacoli alla domanda di servizi energetici e di provvedere affinché le imprese distributrici di energia e/o di vendita al dettaglio di elettricità, gas, combustibile per riscaldamento o di servizi di teleriscaldamento forniscano le informazioni sui loro clienti finali, di cui le autorità o le agenzie incaricate del controllo generale e del coordinamento hanno bisogno per poter adeguatamente progettare e attuare programmi di efficienza energetica e per promuovere i servizi energetici e le misure relative all'efficienza energetica. Solo attraverso un dettagliato monitoraggio della situazione è possibile esercitare le azioni più efficaci per uno sviluppo strutturalmente e ambientalmente sostenibile, in modo da conseguire sia la sicurezza degli approvvigionamenti, sia la tutela della salute e del territorio, sia la valorizzazione in termini anche economici del risparmio energetico e dell'efficienza energetica.

A tale proposito, la prima delle iniziative proposte è l'istituzione presso la Regione Veneto di un organo tecnico e non politico denominato **Osservatorio regionale permanente per l'energia e le infrastrutture energetiche**.

Tale osservatorio riceverà le informazioni che i diversi soggetti pubblici o privati operanti nel settore dell'energia o depositari di informazioni di rilievo saranno tenuti a comunicare con cadenza almeno annuale, in forza di appositi provvedimenti legislativi da emanare entro il 31/12/2005. Le informazioni raccolte andranno a costituire una **banca dati regionale sull'energia**, comprensiva di un catasto delle infrastrutture energetiche (centrali di produzione, reti energetiche) e saranno utilizzate per verificare il raggiungimento degli obiettivi fissati dai Programmi specifici.

L'Osservatorio stesso potrà individuare dettagliatamente i soggetti e le informazioni richieste. Saranno comunque tenuti a fornire informazioni:

- *Province e comuni*, in relazione a: catasti termici, iniziative di incentivazione e sostegno del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili non coordinate su scala regionale; consumi energetici propri suddivisi per tipologia di impiego; volumetria totale, volumetria riscaldata, volumetria climatizzata dei propri edifici; caratteristiche (estensione, numero di punti luce, potenza e consumi) delle reti di illuminazione pubblica
- *Sportello unico per le incentivazioni energetiche (o uffici competenti fino all'entrata in funzione)*: domande pervenute, domande approvate e domande finanziate per provincia e per fondo di finanziamento, con indicazione del numero, dell'entità del finanziamento e delle caratteristiche tecniche
- *Sportello unico per l'autorizzazione degli impianti da fonte rinnovabile (definito nel paragrafo 4.5)*: domande pervenute, domande approvate e domande finanziate per

provincia e per fondo di finanziamento, con indicazione del numero, dell'entità del finanziamento e delle caratteristiche tecniche

- *Distributori di energia elettrica*, in relazione a: consumi di energia elettrica mensili, suddivisi per settore di attività secondo la classificazione ATECO utilizzata da ISTAT e per singola provincia; caratteristiche e aggiornamenti delle reti di pertinenza per la costituzione di un catasto delle reti energetiche
- *Distributori di gas naturale*, in relazione a: consumi di energia elettrica mensili, suddivisi per settore di attività secondo la classificazione ATECO utilizzata da ISTAT e per singola provincia; caratteristiche e aggiornamenti delle reti di pertinenza per la costituzione di un catasto delle reti energetiche
- *Distributori di calore tramite teleriscaldamento*: consumi di energia elettrica mensili, suddivisi per settore di attività secondo la classificazione ATECO utilizzata da ISTAT e per singola provincia; caratteristiche e aggiornamenti delle reti di pertinenza per la costituzione di un catasto delle reti energetiche
- *Depositi Fiscali e Depositi Commerciali di combustibili*: quantità conferite per tipologia di destinazione
- *Produttori e autoproduttori di energia elettrica*: caratteristiche tecniche (tipo di unità produttive, numero, fonte energetica impiegata, potenza elettrica) e aggiornamenti al momento dell'entrata in esercizio, produzioni lorde mensili di energia elettrica, consumi di combustibili mensili, calore eventualmente recuperato
- *Produttori di C.D.R., biogas*: quantitativi annuali prodotti e tipo di destinazione
- *UTF, UMA*: quantitativi di vendita dei combustibili; agli UTF sono richieste anche le informazioni sulle nuove licenze per l'esercizio dell'attività di produzione dell'energia elettrica

L'Osservatorio opererà in coordinamento con l'Osservatorio regionale sui Rifiuti e con l'Osservatorio regionale sull'Inquinamento luminoso per quanto riguarda gli aspetti comuni delle tematiche di competenza.

Si auspica inoltre la costituzione presso ogni provincia, o presso associazioni di province, di una **Agenzia provinciale per l'energia**, o di un analogo organo, incaricata in particolare di effettuare la valutazione energetica del territorio di competenza e il monitoraggio delle potenzialità energetiche non ancora utilizzate, individuando progetti ed iniziative, pubbliche o private, che possano assumere le caratteristiche di best practice. Per queste, in collaborazione con la Regione e lo Sportello unico, si individueranno le migliori forme di finanziamento, prevedendo anche interventi specifici. Le agenzie avranno altresì il compito di adoperarsi a che i finanziamenti riconosciuti alle iniziative segnalate possano rivelarsi fruttuosi, svolgendo un ruolo di coordinamento tra i soggetti coinvolti.

Infine le Agenzie si incaricheranno di promuovere e diffondere, anche presso gli istituti scolastici, una corretta cultura dell'energia, attraverso iniziative, convegni e seminari che informino il pubblico sulle caratteristiche delle singole tecnologie convenzionali ed alternative, sulle possibilità di risparmio energetico e sulle necessità energetiche del territorio.

Le Agenzie provinciali si costituiranno in **Federazione regionale per l'energia** al fine di condividere e coordinare le proprie esperienze ed attività e parteciperanno con un proprio rappresentante all'Osservatorio regionale permanente sull'energia, al quale relazioneranno annualmente sulle azioni in progetto o realizzate. Qualora qualche provincia non provvedesse alla creazione di una propria Agenzia, la Regione valuterà la possibilità di istituire, in luogo della Federazione una **Agenzia regionale per l'energia** con le medesime finalità descritte e funzioni suppletive nei riguardi del territorio rimasto scoperto.

Come si è già fatto osservare, le azioni sull'offerta di energia, volte a diversificare il ricorso alle fonti energetiche e a valorizzare quelle rinnovabili, devono essere accompagnate da azioni specifiche sulla domanda, in modo che il pur modesto contributo che può venire dalle fonti rinnovabili e alternative possa avere un ruolo significativo nel soddisfacimento della richiesta interna.

Le iniziative necessarie a conseguire gli obiettivi di sicurezza, sostenibilità e economicità possono quindi essere ricondotte a due principi generali: diversificare l'offerta e razionalizzare la domanda.

Dal lato della offerta di energia le azioni devono promuovere la diversificazione: bisogna diversificare le fonti energetiche, favorendo il ricorso a quelle non convenzionali; bisogna diversificare i canali di approvvigionamento, sia favorendo l'interconnessione con le altre regioni italiane ed europee, sia rimuovendo gli ostacoli all'ingresso di nuovi operatori, in special modo nell'ambito della generazione distribuita. Non appare tuttavia opportuno che ad una accresciuta facilità di accesso possano corrispondere comportamenti opportunistici: il clima di competitività va ricercato non solo sui costi dell'energia, ma anche sulla qualità del servizio, in modo da migliorare la consistenza delle infrastrutture energetiche del territorio e costituire i presupposti per uno sviluppo durevole. In tal senso, la diversificazione non può prescindere dalla tutela della salute e del territorio ma deve rappresentarne una espressione: con essa dovranno confrontarsi tutte le iniziative e le stesse strategie.

Dal lato della domanda le iniziative devono promuovere la razionalizzazione dei consumi, ovvero il recupero dell'efficienza energetica e il risparmio: si tratta di intervenire sulle voci principali che costituiscono il consumo interno lordo, ovvero i consumi del settore energetico, legati sia al rendimento e alle perdite di generazione e sia alle perdite di trasporto e distribuzione, e i consumi finali, relativi in particolare ai settori caratterizzati dal massimo potenziale di riduzione, cioè il domestico-terziario, l'industriale e i trasporti.

Se il rendimento di generazione può essere accresciuto solo utilizzando le tecnologie più avanzate, spesso disponibili su taglie medio-grandi, le perdite di generazione possono in ogni caso essere limitate con il recupero del calore per usi termici civili e industriali: si tratta quindi di sviluppare maggiormente la cogenerazione. Questa tecnica è caratterizzata da una notevole sinergia con quella del teleriscaldamento, che consente di impiegare il calore di recupero presso utenze remote. La taglia relativamente piccola con cui si possono realizzare le centrali di cogenerazione permette inoltre di riconfigurare il sistema di produzione dell'energia elettrica, con una maggiore diffusione della generazione distribuita, particolarmente vantaggiosa anche per le minori perdite di trasmissione che la caratterizzano.

Per quanto riguarda gli impieghi finali, l'efficienza energetica può essere conseguita con molteplici azioni. A questo proposito si può citare nuovamente la Proposta di Direttiva europea sull'efficienza energetica, che in allegato suggerisce l'individuazione e la realizzazione dei programmi per l'efficienza nei settori:

- a) *riscaldamento e raffreddamento (ad esempio nuove caldaie efficienti, installazione/aggiornamento efficiente di sistemi di teleriscaldamento e di raffreddamento, ecc.);*
- b) *isolamento e ventilazione (ad esempio isolamento delle cavità murarie dei tetti, vetri doppi/tripli alle finestre, ecc.);*
- c) *acqua calda (ad esempio installazione di nuovi dispositivi, utilizzo diretto ed efficiente per il riscaldamento degli ambienti, lavatrici, ecc.);*
- d) *illuminazione (ad esempio nuove lampade a risparmio energetico, sistemi di controllo digitale, ecc.);*
- e) *cottura e refrigerazione (ad esempio, nuovi apparecchi efficienti, sistemi di recupero del calore ecc.);*
- f) *altre attrezzature e apparecchi (ad esempio nuovi dispositivi efficienti, sistemi di temporizzazione per l'utilizzo ottimizzato dell'energia, controlli della perdita di energia in stand-by, ecc.);*

- g) *prodotti di fabbricazione (ad esempio uso più efficiente dell'aria compressa, interruttori e valvole condensate, uso di sistemi automatici ed integrati, stand-by efficiente, ecc.);*
- h) *motori e sistemi di trasmissione (ad esempio aumento nell'uso dei controlli elettronici, variatori di velocità, programmazione di applicazione integrata, conversione di frequenza, ecc.);*
- i) *ventole, variatori di velocità e ventilazione (ad esempio, nuovi dispositivi/sistemi, uso di ventilazione naturale ecc.);*
- j) *gestione della risposta alla domanda (per esempio gestione del carico, sistemi di livellamento delle punte di carico, ecc.);*
- k) *modo di trasporto, ad esempio:*
 - *finanziamento sovvenzionato per l'acquisto/leasing di veicoli efficienti dal punto di vista energetico;*
 - *incentivi per i conducenti di flotte di trasporto a ridurre la quantità di combustibile per viaggio/giorno/ settimana/ mese ecc.;*
 - *accessori che migliorano l'efficienza energetica per i veicoli, ad esempio i dispositivi che permettono di aumentare l'aerodinamicità degli autocarri, computer per la gestione del carburante, i dispositivi di controllo della pressione dei pneumatici;*
 - *corsi di guida economica integrati con attività di follow-up misurabili;*
 - *audit di efficienza energetica dei veicoli, ad esempio pneumatici, emissioni, ecc.*
 - *progetti di finanziamento tramite terzi, incluse le società di trasporto per diminuire la quantità di energia utilizzata;*
- l) *cambiamento della modalità di trasporto, programmi che prevedono, ad esempio*
 - *spostamenti casa/ufficio senza auto, con obbligo di offerta di mezzi alternativi per residenti/lavoratori, ad esempio biciclette, abbonamento gratuito ai mezzi di trasporto pubblici, facilitazioni al noleggio di automobili, ecc.;*
 - *giornate senz'auto per accompagnare i bambini a scuola e all'asilo;*
 - *disinvestimento: gli automobilisti rinunciano alla proprietà dell'auto e ricevono in cambio una forma alternativa di mobilità a costi ridotti, ad esempio, bicicletta, abbonamento gratuito ai mezzi di trasporto pubblici, facilitazioni al noleggio di automobili, ecc.;*
 - *parcheggi in prossimità alle fermate dei mezzi pubblici di trasporto (parcheggi scambiatori).*

Dato infine che una quota rilevante dei consumi è legata alle esigenze energetiche negli ambienti interni pubblici e privati, si ritiene che un intervento fondamentale riguardi la certificazione energetica degli edifici intesa in particolare quale strumento di indirizzo dei comportamenti di consumo rispetto a questa categoria di beni durevoli. Si ritiene infatti, sulla scia dell'esperienza maturata in altre realtà nazionali quali ad esempio la Provincia autonoma di Bolzano, che tramite strumenti come la certificazione energetica degli edifici anche per l'efficienza energetica possa maturare da parte dei cittadini una consapevole domanda di mercato, in grado di percepirne e sostenerne i costi indipendentemente da azioni di incentivazione e di sostegno.

Per quanto riguarda gli aspetti ambientali ed in particolare le emissioni in atmosfera, il Piano Energetico Regionale rimanda agli strumenti di programmazione settoriali, quale il Piano di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera. In particolare, dato che gli obiettivi di riduzione dei gas serra sono fissati a livello nazionale così come l'attribuzione delle quote di emissione ai singoli impianti soggetti alla disciplina, a livello regionale può essere proposto solamente un efficace monitoraggio della situazione locale e dei suoi sviluppi.

4.5 Programmi specifici

Per dare applicazione al Piano Energetico Regionale sarà necessario coordinare le possibili iniziative nell'ambito di un certo numero di Programmi specifici. Questi dovranno essere definiti entro il 31/12/2005 attraverso l'individuazione delle potenzialità, degli obiettivi

particolari e con la strutturazione dei necessari interventi, in termini di contenuti e di onerosità economico-finanziaria, rispetto ad un orizzonte temporale stabilito. Non dovranno essere trascurati gli aspetti operativi attinenti al monitoraggio degli effetti energetici e ambientali delle azioni realizzate e degli investimenti sostenuti e alla pubblicazione dei risultati conseguiti.

Alla luce delle considerazioni sin qui esposte si prescrive la strutturazione di due tipologie di Programmi specifici, quelli relativi alla diversificazione delle fonti e quelli relativi all'efficienza energetica.

In particolare si propongono i seguenti:

– **Programmi specifici per la diversificazione delle fonti energetiche**

○ *Programma specifico di sviluppo delle fonti rinnovabili*

La finalità del programma è rappresentata in primo luogo dalla quantificazione delle risorse rinnovabili ancora non utilizzate; successivamente si fisseranno gli obiettivi di sviluppo e si definiranno le azioni. I soggetti coinvolti sono in particolare le Province.

○ *Programma specifico per l'impiego energetico dei rifiuti*

Scopo del programma è valutare, in coordinamento con gli altri piani di settore, le potenzialità di sviluppo, favorendo il conseguimento del massimo sviluppo della termovalorizzazione o dell'impiego del C.D.R. Particolare attenzione è riservata alla collocazione degli impianti, anche in un'ottica di realizzazione del teleriscaldamento urbano. Dato il numero ridotto si richiede l'esecuzione uno studio di fattibilità tecnico-economica del teleriscaldamento urbano per gli impianti di termovalorizzazione esistenti e per quelli in progetto. I soggetti coinvolti sono in particolare le Province e le società di gestione degli impianti di termovalorizzazione esistenti.

– **Programmi specifici per l'efficienza energetica**

○ *Programma specifico di sviluppo della cogenerazione, del teleriscaldamento e della generazione distribuita*

Scopo del programma è valutare il potenziale sviluppo delle tre tecnologie, fissare gli obiettivi da conseguire e individuare le azioni richieste per realizzarli. Saranno analizzate le criticità e gli ostacoli economici e tecnici all'espansione ricercando e sostenendo le forme di finanziamento da parte di terzi e le ESCO.

Dato il numero ragionevolmente ridotto si richiede inoltre l'esecuzione uno studio di fattibilità tecnico-economica del teleriscaldamento per i centri urbani con oltre 25.000 abitanti.

○ *Programma specifico per l'efficienza energetica negli edifici*

Il programma mira a conseguire il potenziale di risparmio negli usi energetici degli ambienti interni, in particolare a quelli legati alle esigenze di riscaldamento e climatizzazione e all'impiego dell'illuminazione e delle apparecchiature elettriche ed elettroniche. Un ruolo chiave è giocato dalla certificazione energetica degli edifici.

○ *Programma specifico per l'efficienza energetica nell'industria e nelle attività produttive*

Il programma mira a conseguire il potenziale di risparmio negli usi energetici relativi alle attività produttive. Un ruolo molto importante può essere giocato dall'adozione di soluzioni tecnologiche ad elevata efficienza ma anche dall'innovazione tecnologica con valenza energetica. Per quest'ultima si definiranno strumenti di riconoscimento e di premio.

Il settore risulta inoltre interessante per gli sviluppi dell'impiego energetico dei rifiuti industriali, quali ad esempio quelli derivanti dalla lavorazione del

legno, della carta e del settore agroalimentare, nonché della cogenerazione e del teleriscaldamento.

Nel predisporre urbanisticamente le nuove zone industriali saranno richieste valutazioni relative all'assetto energetico delle stesse, in termini di fabbisogni e di infrastrutture, e alle possibili applicazioni della generazione distribuita e della cogenerazione.

○ *Programma specifico per l'efficienza energetica nei trasporti*

Il programma dovrà individuare le potenzialità di riduzione dei consumi energetici del trasporto di persone e merci, in coordinamento con i piani di settore. Si dovranno in particolare verificare le possibilità di forme alternative alla mobilità su gomma. Per quest'ultima dovranno essere definite forme di sostegno e incentivazione (agevolazioni fiscali, esenzioni dalle limitazioni alla circolazione, ecc.) che favoriscano i veicoli a maggiore efficienza chilometrica, sia per consumi che per emissioni. Sinergie andranno ricercate con il Programma specifico sulle fonti rinnovabili per la parte relativa ai biocarburanti.

○ *Programma specifico per l'efficienza energetica nell'amministrazione pubblica*

Le amministrazioni pubbliche dovranno avere un ruolo guida nella implementazione di iniziative di efficienza energetica e nella realizzazione di progetti pilota, in particolare nei settori dei consumi energetici degli edifici, della mobilità, dell'illuminazione pubblica.

Ad esse è richiesta in primo luogo una valutazione dei propri consumi energetici suddivisi per tipologia di impiego.

Si ritiene inoltre importante definire un *Programma specifico per le reti e i corridoi energetici*, che miri a definire un riassetto organico e uno sviluppo sostenibile delle infrastrutture energetiche quali i gasdotti e gli elettrodotti, in considerazioni delle peculiarità orografiche, naturalistiche, urbanistiche, storiche e paesaggistiche del territorio veneto, e un *Programma specifico per il sostegno alla ricerca applicativa nel settore del risparmio e dell'efficienza energetica*, per incentivare l'innovazione tecnologica che favorisca la diffusione dell'uso razionale dell'energia.

Su due dei Programmi citati, quello sulle fonti rinnovabili e quello sull'efficienza energetica degli edifici sono forniti nel seguito criteri attuativi più dettagliati.

La Regione definirà con i distributori di energia elettrica e di gas appositi accordi per la realizzazione sul territorio regionale di una quota degli obiettivi di riduzione dei consumi finali di cui ai Decreti 20/7/2004 compatibile con le esigenze regionali, esercitando la discrezionalità di cui dispone anche nell'elevare tali obiettivi.

La Regione valuterà infine l'opportunità di recepire nella propria legislazione le indicazioni e le metodologie derivanti dalla Proposta di Direttiva europea 2003/0300 (COD).

Programma di sviluppo delle fonti rinnovabili

In applicazione del Piano Energetico Regionale è stabilito un Programma specifico di sviluppo delle fonti rinnovabili. Sulla base delle osservazioni riportate in precedenza, il programma si articola nelle seguenti fasi:

– *Valutazione della situazione e del potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili:*

l'analisi, condotta dalle singole Province sulla base di impostazioni coordinate, riguarderà la fonte idroelettrica e le biomasse, sia forestali che agricole. Per quanto riguarda la fonte idroelettrica le Province individueranno a breve termine l'attuale consistenza del parco centrali e le possibilità di ripotenziamento e intraprenderanno una analisi di medio termine delle potenzialità del bacino idrologico di propria pertinenza. Per quanto concerne le biomasse, le Province dovranno valutare

l'attuale situazione del patrimonio forestale individuandone il potenziale contributo coerentemente con la sostenibilità della gestione. Si tratta in buona misura di aggiornare le informazioni già raccolte in precedenti studi. Intraprenderanno inoltre una analisi del potenziale sviluppo delle colture agricole ad uso energetico.

- *analisi del contesto e delle caratteristiche:*
procedure autorizzative, forme di incentivazione e prestazioni economiche intrinseche delle singole tecnologie. La Regione coordinerà e aggiornerà attraverso un osservatorio tecnologico la valutazione del contesto regolamentativo, di incentivazione e delle caratteristiche tecnico-economiche delle tecnologie impiegabili nel settore delle rinnovabili, al fine di determinarne le potenzialità e di supportare le scelte politiche di promozione e sostegno. Anche sulla base delle indicazioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per quanto riguarda i provvedimenti relativi alla riduzione dei consumi finali di energia elettrica e del gas, vengono valutate le prestazioni tipiche relativamente al risparmio di energia primaria e alla riduzione delle emissioni, sia in fase operativa, sia sul ciclo di vita (Life Cycle Assessment).
- *definizione di un procedimento autorizzativo unico, attraverso l'istituzione di uno sportello unico per l'autorizzazione degli impianti da fonte rinnovabile:*
quest'ultimo riceve le richieste autorizzative, fornendo le necessarie istruzioni ai proponenti relativamente alla documentazione necessaria, collega, senza sostituirsi a questi, gli enti e i soggetti preposti al rilascio dei pareri e delle autorizzazioni previste, intrattiene, qualora previsto, i rapporti informativi con il pubblico e con il proponente, al quale comunica nei tempi previsti, l'esito del procedimento autorizzativo. La Regione stabilisce un quadro con i diversi soggetti interessati, relativamente ai tempi massimi, comunque inferiori a 12 mesi, da rispettare per il rilascio di tali pareri, che vengono pubblicati con apposito provvedimento. La richiesta di ulteriori informazioni al proponente non costituisce di per sé proroga sui tempi richiesti per il pronunciamento, salvo quando sia il proponente a richiedere la sospensione del procedimento. Il mancato pronunciamento entro i tempi previsti da parte di uno o più dei soggetti tenuti alla sua espressione è da intendersi come tacito assenso.
Lo sportello unico per le autorizzazioni relaziona periodicamente la Giunta regionale e informa l'Osservatorio regionale permanente sull'energia sulla propria attività.
- *definizione di un contesto di incentivazioni chiaro e coordinato:*
l'ammissione a forme di incentivazione va facilitata attraverso l'informazione aggiornata ed organica sui meccanismi di sostegno in essere, e tramite un maggiore coordinamento tra iniziative distinte. Allo scopo lo sportello unico per le incentivazioni energetiche acquisisce tutte le richieste di incentivazione e le istruisce ai diversi uffici competenti, evitando duplicazioni nel sostegno ai singoli progetti. Recepisce dagli stessi uffici e comunica agli interessati l'esito e le motivazioni dei procedimenti e ne relaziona periodicamente la Giunta regionale e informa l'Osservatorio regionale permanente sull'energia.

Programma per il risparmio energetico negli edifici

Il settore dei consumi energetici negli edifici, residenziali, commerciali e produttivi contribuisce significativamente al fabbisogno regionale di energia. I consumi, tipicamente rappresentati da energia elettrica e gas naturale, sono legati ai fabbisogni di riscaldamento, raffrescamento, illuminazione e per l'alimentazione delle apparecchiature di servizio (elettrodomestici, apparecchiature da ufficio, sistemi di refrigerazione e conservazione). La quantificazione del potenziale di risparmio energetico negli edifici è riconosciuta pari ad almeno il 20% degli attuali consumi finali del settore, ma alcuni studi evidenzerebbero

possibilità anche maggiori [19]. Ne consegue la forte aspettativa che accompagna tutte le iniziative ad esso dedicate. Queste si possono raggruppare in tre categorie, implementate in diversa misura e con diverso successo nel settore residenziale o in quello commerciale:

- incentivi, detrazioni e misure di mercato per interventi finalizzati al risparmio energetico o all'utilizzazione delle fonti rinnovabili, inclusi i titoli di efficienza energetica
- marcatura e promozione dei sistemi ad alta efficienza energetica (etichettatura energetica), inclusa la certificazione energetica degli edifici
- misure prescrittive sulle caratteristiche prestazionali minime dei componenti edilizi o del sistema edificio-impianto

Su ciascuna delle tre categorie è possibile concentrare gli sforzi per migliorarne o sfruttarne maggiormente l'efficacia.

Il Programma per il risparmio energetico negli edifici coordinerà su base regionale le seguenti azioni:

- informazione sulle forme di incentivazione e sostegno non direttamente gestite dalla regione, come ad esempio le detrazioni Irpef per interventi di ristrutturazione finalizzati al risparmio energetico e all'utilizzo di fonti rinnovabili
- definizione di accordi quadro con i soggetti sottoposti agli obblighi di riduzione dei consumi finali di energia per lo sviluppo e la promozione di azioni prioritarie nel settore civile e residenziale
- coordinamento nell'ambito dello sportello unico delle iniziative di finanziamento gestite a livello regionale
- azioni di sensibilizzazione rivolte all'impiego di apparecchiature e alla diffusione di standard costruttivi e impiantistici ad elevata efficienza energetica
- definizione e promozione di uno standard per la certificazione energetica degli edifici (nel seguito Standard E.B.I.E. – Edifici a Basso Impatto Energetico)
- verifica e aggiornamento dei limiti prestazionali dei componenti o del sistema edificio-impianto, con l'eventuale adozione di misure più restrittive rispetto a quelle nazionali

Saranno in particolare promosse con iniziative di formazione rivolte agli operatori e di informazione per gli utenti le tecnologie rinnovabili del solare termico e della geotermia. Da quest'ultima si attendono benefici non solo in termini di riduzione dei fabbisogni di energia primaria per il riscaldamento ma anche di limitazione delle richieste estive legate alla climatizzazione.

Il teleriscaldamento da cogenerazione o da valorizzazione energetica dei rifiuti dovrà essere promosso non solo per il settore residenziale, ma anche in quello industriale, nel quale si confronta con una ridotta imposizione fiscale riservata ai combustibili tradizionali.

Di notevole importanza risulterà la realizzazione dello Standard EBIE per la certificazione energetica degli edifici e la diffusione di paradigmi costruttivi a basso impatto energetico. Si tratta di una implementazione su base regionale della disciplina relativa alla certificazione energetica degli edifici prevista dalla Direttiva europea 2002/91/CE, ancora in fase di recepimento in Italia. Ancorché il riferimento fosse alla certificazione di cui all'art. 30 della Legge 10/91, l'attribuzione alla competenza regionale della certificazione energetica è prevista dal D. Lgs. 112/98. Data la necessità di omogeneità territoriale a livello di metodologie e approcci, l'attribuzione ai comuni di cui alla Legge regionale 11/2001 deve essere intesa come relativa ai soli compiti amministrativi.

Lo standard regionale di certificazione prevede l'attribuzione di un certificato energetico agli edifici pubblici e privati, residenziali e non che ne specifica le prestazioni relativamente alle caratteristiche energetiche dell'involucro, degli impianti e delle apparecchiature utilizzate all'interno. Per quanto possibile si applicheranno le metodologie di calcolo previste dalle normative europee vigenti o dalle proposte di norma oggetto di raccomandazione da parte degli organismi nazionali e internazionali competenti.

Per le categorie di edifici che non risultassero obbligate o non lo siano ancora, la certificazione potrà essere attribuita su richiesta della proprietà o del costruttore.

I criteri che ispireranno lo standard regionale EBIE sono i seguenti:

- la pratica di certificazione dovrà valere oltre che per l’assegnazione dell’edificio alla classe di merito energetica anche per l’espletazione degli obblighi di legge richiesti in fase di autorizzazione/concessione (come la relazione prevista dalla Legge 10/91);
- l’approccio amministrativo della pratica autorizzativa prevedrà una gestione informatizzata. In particolare sarà reso disponibile gratuitamente agli interessati un strumento informatico di inserimento dati in grado di elaborare e trasmettere in via informatica alle autorità competenti le informazioni necessarie per il calcolo e la definizione della classificazione; le informazioni trasmesse saranno quindi automaticamente elaborate da uno strumento informatico di calcolo riservato all’amministrazione e l’esito comunicato al richiedente, che potrà procedere a riconfigurare il progetto (nel caso di nuova realizzazione o di ristrutturazione) oppure ad accettare la classificazione; tutte le informazioni rilasciate relative all’edificio avranno valore di autocertificazione
- per le migliori classi energetiche dovrà essere predisposto un controllo sistematico di conformità delle realizzazioni con le dichiarazioni; per le altre classi il controllo potrà avvenire su base campionaria
- le prime due classi energetiche per merito potranno fregiarsi di una speciale tabella energetica attestante la qualità della realizzazione
- le amministrazioni locali utilizzeranno lo standard di certificazione EBIE per formulare prescrizioni sui requisiti energetici minimi per l’autorizzazione e per incentivare le realizzazioni nelle migliori classi energetiche, anche attraverso riduzioni degli oneri o delle forme di imposizione previste
- lo standard EBIE sarà oggetto di una specifica campagna di informazione e di sensibilizzazione presso gli interessati (proprietari, acquirenti, locatari, costruttori, progettisti, e intermediari) finalizzata a migliorare la percezione dei benefici derivanti dal conseguimento delle migliori posizioni nella classificazione energetica. In tale maniera il mercato potrà non solo accettare i maggiori costi, ma anche sviluppare una propria richiesta di immobili energeticamente evoluti.
- la certificazione energetica secondo lo standard è comunque obbligatoria per tutti gli edifici di proprietà delle amministrazioni pubbliche così come l’esposizione del certificato energetico per gli edifici ad accesso pubblico.

Riferimenti

- [1] ENEA, *Studi preparatori per il Piano Energetico Regionale del Veneto*.
- [2] CESI, *Studi preparatori per il Piano Energetico Regionale del Veneto*.
- [3] SNAM Retegas, *Dati relativi ai consumi di gas naturale*. Comunicazione diretta.
- [4] GRITN, *Stime fornite all’Unità Complessa Energia della Regione Veneto*.
- [5] ENEA, 2004, *Rapporto energia e ambiente 2004*.
- [6] ESHA – European Small Hydropower Association, 2002, *BlueAGE (Blue Energy for A Green Europe) Strategic study for the development of Small Hydro Power in the European Union*.

- [7] ENEA, 1998, *Fonti rinnovabili di energia – Libro verde*.
 - [8] G. Tondi et al., 1999, *Mini-idraulica in Italia e Portogallo - Esempi di efficaci realizzazioni nella ristrutturazione di piccole centrali idroelettriche*, Programma THERMIE, Azione n. DIS-1556-97-IT, DG XVIII, Firenze, ETA, pp. 23.
 - [9] APAT, 2003, *Le biomasse legnose – Un'indagine sulle potenzialità del settore forestale italiano nell'offerta di fonti di energia*.
 - [10] Regione Veneto, *Studio sulle potenzialità energetiche della biomassa legnosa*.
 - [11] Ambiente Italia, 2003, *Promuovere il solare termico*, Rapporto cofinanziato dalla Commissione Europea nell'ambito del programma Altener.
 - [12] ESTIF – European Solar Thermal Industry Federation, 2003, *Sun in Action II – A solar thermal strategy for Europe*.
 - [13] ESTIF – European Solar Thermal Industry Federation, 2004, *Solar thermal markets in Europe (Trends and markets statistics 2003)*.
 - [14] Ambiente Italia, 2003, *Best Practice – Enti pubblici come promotori del solare termico*.
 - [15] CESI-Università degli studi di Genova, 2002, *Atlante anemologico dell'Italia*.
 - [16] Sanner, B., Karystas, C., Mendrinou, D., Rybach, L., 2003, Current status of ground source heat pumps and underground thermal energy storage in Europe, *Geothermics*, Vol. 32 (2003), 579-588.
 - [17] APAT, 2004, *Rapporto Rifiuti 2004*.
 - [18] AIRU, 2003, *Annuario Statistico 2002 del teleriscaldamento in Italia*.
 - [19] Baggio P., Romagnoni P., Graiff M., 2001, Tecniche di retrofitting per edifici, *Condizionamento dell'aria*, n. 11, 34-42.
-

Glossario

Acquirente Unico (AU):

ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, articolo 4, comma 1, *“il Gestore della rete di trasmissione nazionale costituisce una società per azioni denominata Acquirente Unico”*. La società stipula e gestisce contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio nonché di parità del trattamento, anche tariffario.

Allacciamento:

configurazione degli impianti di produttori e utilizzatori ai fini della connessione alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Nel servizio del gas è la condotta che realizza la connessione fra la rete di trasporto o di distribuzione e il punto di consegna e riconsegna; può comprendere impianti di trattamento del gas, impianti di riduzione della pressione e apparecchi di misura. Per allacciamento aereo si intende l'esecuzione di un intervento solo sulla colonna montante o sulla derivazione di utenza.

Autoproduttore:

ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 2, *“è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70 per cento annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, n. 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto”*.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG):

Autorità indipendente, istituita con la legge n. 481 del 14 Novembre 1995, con funzioni di regolazione e di controllo dei servizi pubblici nei settori dell'energia elettrica e del gas, beni considerati di pubblica utilità e l'accesso ai quali deve essere garantito a tutti gli utenti in condizioni non discriminatorie.

Bilancio ambientale:

strumento contabile in grado di fornire una rappresentazione unitaria e coerente delle interrelazioni dirette tra l'impresa e l'ambiente naturale, attraverso un quadro riassuntivo di dati quantitativi relativi all'impatto ambientale di determinate attività produttive e all'impegno economico dell'impresa nel campo della protezione ambientale.

Bilancio energetico:

strumento contabile in grado di fornire una rappresentazione unitaria e coerente dei flussi energetici (produzione, importazione, esportazione, acquisto, vendita, trasporto, trasformazione, utilizzazione) di un certo impianto o area geografica in un dato periodo di

tempo. Normalmente i bilanci riportano le quantità di energia necessarie per il fabbisogno energetico espresse in quantità equivalenti di un solo tipo di energia primaria (in generale il petrolio). Il prospetto di bilancio permette di evidenziare, tra gli altri, due saldi significativi: i consumi interni lordi (o impieghi interni di fonti primarie) e i consumi finali di energia (o impieghi finali).

Biogas:

gas derivanti da processi di decomposizione di materiale organico (come, per esempio, dalla frazione umida dei rifiuti solidi urbani) che, opportunamente trattati, possono essere utilizzati come combustibile per impianti di generazione termica di energia elettrica.

Biomassa:

masse biologiche che possono essere recuperate e convertite in energia elettrica, in calore o in prodotti chimici sostitutivi di derivati del petrolio (biocarburanti). Per la loro capacità di rigenerarsi, vengono generalmente considerate fonti rinnovabili. Possono suddividersi in quattro categorie:

- residui agroindustriali;
- sottoprodotti agricoli;
- residui forestali e dell'industria del legno;
- colture energetiche.

Borsa dell'Energia Elettrica (Mercato elettrico):

per Borsa dell'Energia s'intende il mercato dell'energia elettrica basato su un meccanismo di asta, denominato IPEX (Italian Power Exchange). La Borsa ha la funzione di far incontrare la domanda e l'offerta dell'energia in modo da mantenerne l'equilibrio istantaneo, definendo il prezzo nel modo più efficiente e favorendo la competizione. È organizzata e gestita dal Gestore del Mercato Elettrico (GME).

Certificati verdi:

Titolo annuale che viene attribuito dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) all'energia elettrica prodotta 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. Il titolo può essere ceduto ai soggetti produttori/importatori di energia tenuti ad immettere in rete una quota minima di energia prodotta da fonti rinnovabili. L'offerta di certificati verdi potrà pervenire da due categorie di soggetti: i produttori (nazionali ed esteri) e, per la parte di domanda non soddisfatta da questi ultimi, dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN).

CDM (Clean Development Mechanism):

meccanismo flessibile previsto dal Protocollo di Kyoto in base al quale i paesi industrializzati (Annex I) compresi nel Protocollo di Kyoto possono realizzare, nei paesi in via di sviluppo (Annex II), progetti che conseguano un beneficio ambientale in termini di emissioni di gas serra e trasferire tali benefici (crediti) sull'obbligo relativo al proprio paese.

CDR (combustibile derivato da rifiuti):

in base al decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, recante *Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi*, combustibile ricavato dai rifiuti urbani mediante trattamento finalizzato all'eliminazione delle sostanze pericolose per la combustione e a garantire un adeguato potere calorifico, e che possieda caratteristiche specificate con apposite norme tecniche. La termoutilizzazione del CDR può avvenire in impianti dedicati o in co-combustione (generalmente con il carbone).

Ciclo combinato:

tecnologia per la produzione di energia elettrica da combustibili in forma gassosa, che si basa sull'utilizzo di uno o più turbogas associate a una turbina a vapore. Il calore dei fumi allo scarico del turbogas viene sfruttato in un generatore di vapore a recupero nel quale si produce il vapore poi utilizzato nella turbina a vapore. Le centrali a ciclo combinato permettono un uso particolarmente efficiente del combustibile con un impatto ambientale in termini di emissioni inquinanti relativamente limitato. Il ciclo può operare in assetto cogenerativo.

“CIP6”:

provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6, in base al quale è stato introdotto un sistema di incentivazione sull'energia elettrica prodotta in impianti rinnovabili e assimilati. La remunerazione degli impianti ammessi all'incentivazione comprende due voci principali: il costo evitato e l'incentivazione specifica per la tecnologia di produzione utilizzata. Il costo evitato a sua volta è composto da: costo evitato d'impianto, costo evitato di esercizio e manutenzione, costo evitato di combustibile. L'incentivo specifico per tecnologia di produzione, invece, varia a seconda della tipologia d'impianto e rappresenta la quota incentivante che permette il recupero del capitale investito.

Le convenzioni CIP6, ai tempi siglate con Enel e oggi trasferite al GRTN hanno una durata variabile per quanto riguarda la cessione di energia elettrica (remunerata in base al costo evitato) e una durata limitata ad otto anni per la corresponsione della quota incentivante specifica per tecnologia.

Clienti:

sono le imprese o società di distribuzione, gli acquirenti grossisti e gli acquirenti finali di energia elettrica o gas; si distinguono i clienti finali, che acquistano energia elettrica o gas esclusivamente per uso proprio dai clienti grossisti che acquistano e vendono energia elettrica o gas senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione nei Paesi dell'Unione europea.

Clienti idonei (settore elettrico): secondo la Direttiva europea n. 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e la Direttiva n. 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale, sono i clienti ammessi a operare sul mercato libero, scegliendo il proprio fornitore. Essi hanno la facoltà di acquistare energia elettrica o gas da qualsivoglia operatore abilitato presente sul mercato e di ottenere il trasporto di tale energia sulle reti di trasmissione e distribuzione. Secondo il decreto legislativo n. 79/99, articolo 2, comma 6, *“è la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del presente decreto, di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia sia all'estero”*.

Clienti idonei (settore gas): secondo il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 2, comma 1, è *“la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del presente decreto, di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia sia all'estero, e ha diritto di accesso al sistema”*.

Clienti vincolati: secondo la terminologia della Direttiva europea n. 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e la Direttiva n. 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale, si tratta dei clienti non ammessi a operare sul mercato libero, ma soggetti a tariffe regolate. Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 7, *“è il cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, è legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza”*.

Cogenerazione:

produzione congiunta (in uno stesso impianto) di energia elettrica e di calore che garantisce un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate. In Italia le condizioni

di riconoscimento dell'operatività in assetto cogenerativo è definita dalla Delibera dell'AEEG 42/02.

Coltivazione del gas naturale:

ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2, comma 1, è l'attività di "estrazione di gas naturale da giacimenti".

Concessione:

atto amministrativo con il quale il titolare di un diritto esclusivo assegna a terzi l'esercizio di un'attività che altrimenti sarebbe riservata solamente all'Autorità concedente. Nel settore del gas, la concessione permette al Comune, titolare del servizio, di attribuire le attività di distribuzione del gas a un soggetto terzo. L'articolazione dei diritti e degli obblighi del concessionario costituisce parte integrante del disciplinare di concessione.

Consumi finali di energia (o impieghi finali):

quantità di energia consumata negli usi finali (vedi Energia, usi finali). Nel caso dei consumi finali di energia elettrica questi sono pari alla somma dell'energia elettrica fatturata dai fornitori e di quella autoconsumata dagli autoproduttori.

Consumo interno lordo di energia:

saldo del bilancio energetico pari alla somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e delle variazioni delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate.

Consumo interno lordo di energia elettrica:

produzione lorda di energia elettrica più saldo degli scambi con l'estero.

Consumo specifico:

rapporto tra l'energia (misurata con riferimento al potere calorifico inferiore) delle fonti primarie utilizzate in una centrale termoelettrica e l'energia elettrica prodotta.

Continuità del servizio:

fattore tecnico della qualità del servizio elettrico espresso dal numero e dalla durata di interruzioni del servizio di fornitura; il miglioramento della continuità corrisponde a una riduzione del numero e/o della durata delle interruzioni.

Contratto bilaterale:

è il contratto di fornitura di servizi elettrici tra due operatori del mercato che avviene sulla base di accordi bilaterali in deroga al meccanismo delle offerte della Borsa dell'energia elettrica.

DSM (Demand Side Management):

i programmi di gestione e controllo della domanda di energia descrivono quelle attività di programmazione, realizzazione e monitoraggio, intraprese dalle aziende energetiche, mirate a influenzare i consumi di energia da parte degli utenti finali e volte ad aumentare il livello generale di efficienza energetica del sistema. Queste si esplicano in attività mirate a:

- incrementare l'efficienza energetica negli usi finali (ovvero al risparmio di energia a parità di servizio reso all'utente) e/o stimolare sostituzioni fra fonti energetiche da parte del consumatore (vedi Progetti di efficienza energetica);

- spostare i consumi in modo da ottimizzare la curva di carico del sistema attraverso la gestione, da parte delle imprese stesse, dei “massimi” e dei “minimi” nel corso della giornata o dell’anno.

I programmi di DSM, ancorché avviati in alcuni casi autonomamente dalle stesse imprese elettriche, sono nella maggioranza dei casi il risultato di misure pubbliche di intervento a opera del Governo o dei regolatori di settore.

Dispacciamento elettrico:

ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 10, “attività diretta a impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari”. In presenza di strutture non verticalmente integrate, l'attività di dispacciamento del Gestore della rete è volta, da un lato, a rendere compatibili i programmi di immissione e prelievo di energia liberamente definiti dagli operatori con i vincoli della rete e, dall'altro, a garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi effettivi. L'approvvigionamento delle risorse (capacità ed energia) necessarie a tale attività avviene normalmente mediante meccanismi di mercato (si parla di dispacciamento di merito economico). Nelle strutture verticalmente integrate il dispacciamento si esplica attraverso il controllo diretto sugli impianti di generazione, gestiti sulla base dei rispettivi costi di funzionamento; il responsabile dell'attività di dispacciamento stabilisce cioè quali centrali debbano produrre e quali debbano rimanere come riserva di potenza, in modo da garantire in ogni momento la copertura della richiesta.

Dispacciamento gas:

per il gas naturale l'attività di dispacciamento è definita ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, art. 2, comma 1, come “attività diretta a impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di coltivazione, di stoccaggio, della rete di trasporto e di distribuzione e dei servizi accessori”. Nel caso del gas naturale, il dispacciamento mantiene il bilancio richiesta-disponibilità, utilizzando il gas importato attraverso i metanodotti collegati alla rete internazionale, il gas di produzione nazionale, il gas ottenibile dagli stoccaggi di gas naturale liquefatto e il gas ottenibile dallo stesso sistema dei metanodotti, variando, entro certi limiti, la loro pressione.

Distribuzione elettrica:

secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 14, “è il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per consegna ai clienti finali”.

Distribuzione gas:

nel settore del gas il termine è genericamente riferito all'attività di trasporto del gas e si distingue tra distribuzione primaria, che avviene normalmente con reti ad alta pressione (>5 bar), partendo dai metanodotti principali (o dorsali), e distribuzione secondaria, che è svolta a livello locale tramite reti a media pressione (tra 0,5 e 5 bar) e bassa pressione (<0,5 bar). Il decreto legislativo n. 164/00 ha fatto chiarezza tra queste due attività assegnando loro due distinte definizioni. Ai sensi di tale decreto (art. 2, comma 1) la distribuzione primaria è definita con il termine di trasporto, ovvero l'attività di “trasporto di gas naturale attraverso la rete di gasdotti, esclusi i gasdotti di coltivazione e le reti di distribuzione”, mentre la distribuzione secondaria è definita con il termine distribuzione ed è l'attività di “trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti”. In Italia, la distribuzione è attualmente svolta da soggetti diversi (aziende distributrici) da quelli che operano nel trasporto.

Energia e potenza attiva:

energia e potenza elettrica trasformabili in energia di altra natura (per esempio, in energia meccanica); si misurano rispettivamente in kilowattora (kWh) e watt (W) o loro multipli.

Energia elettrica destinata ai pompaggi:

è l'energia elettrica impegnata per il sollevamento di acqua, a mezzo pompe, al solo scopo di essere utilizzata successivamente per la produzione di energia elettrica.

Energia elettrica richiesta sulla rete:

produzione netta destinata al consumo più saldo (positivo o negativo) con l'estero (importazioni meno esportazioni di energia elettrica). L'energia elettrica richiesta su una rete è anche uguale alla somma dei consumi di energia elettrica degli utilizzatori finali (domanda finale) e delle perdite di trasmissione e di distribuzione.

Consumi o energia, usi finali:

impieghi ai quali è destinata l'energia consegnata agli utilizzatori dopo le trasformazioni operate dal settore energetico. La classificazione tradizionale delle utenze in base alla tipologia d'impiego è la seguente: a) usi civili; b) usi industriali; c) usi per trazione. Nell'ambito di questa classificazione la domanda di energia può essere distinta in relazione agli usi finali (calore, illuminazione, movimento meccanico, elettrochimica ecc.) o per forma energetica (energia meccanica, energia elettrica, energia termica).

ET (*Emission Trading*):

strumento flessibile previsto dagli accordi di Kyoto finalizzato a permettere lo scambio di crediti d'emissione tra soggetti tenuti al rispetto di determinati obiettivi. Il soggetto che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiori al proprio obiettivo potrà cedere (ricorrendo all'ET) tali "crediti" a un altro che, al contrario, non sia stato in grado di abbattere sufficientemente le proprie emissioni.

Fonti energetiche primarie:

prodotti energetici allo stato naturale, come carbone fossile, lignite picea e xiloide, petrolio greggio, gas naturale, energia idraulica, energia geotermica, combustibili nucleari.

Fonti energetiche assimilate:

risorse energetiche di origine fossile che, ai sensi dell'art. 1, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, vengono assimilate alle fonti rinnovabili in virtù degli elevati rendimenti energetici (vedi Indice energetico).

Secondo il disposto del provvedimento CIP n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti assimilate gli impianti di cogenerazione (vedi), gli impianti che utilizzano calore di recupero, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi produttivi e in impianti, nonché gli impianti che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati.

Fonti energetiche convenzionali:

secondo il provvedimento CIP n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti convenzionali quelli per la sola produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili commerciali.

Fonti energetiche rinnovabili:

ai sensi del D. Lgs. 79/99 sono il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici o di biomasse.

Fonti energetiche secondarie o derivate:

fonti in cui l'energia deriva dalla trasformazione dell'energia primaria in altra forma di energia o da successive lavorazioni delle fonti secondarie stesse.

Fornitura di gas:

è la consegna o la vendita di gas naturale;

Gas serra:

sostanze inquinanti presenti nell'atmosfera che risultano opache alla radiazione infrarossa. Tendendo a bloccare l'emissione di calore proveniente dalla superficie terrestre, la loro crescente concentrazione in atmosfera è ritenuta responsabile del fenomeno del riscaldamento globale. L'elenco dei gas serra è molto ampio. Il Protocollo di Kyoto prende in considerazione un paniere di 6 gas serra: l'anidride carbonica (CO₂), il metano (CH₄), il protossido di azoto (N₂O), i clorofluorocarburi (CFC), i perfluorocarburi (PFC) e l'esafioruro di zolfo (SF₆).

Gestore della rete di trasmissione:

ai sensi dell'art. 7 della Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica 96/92/CE, è il soggetto responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete di trasmissione in una data zona e dei relativi dispositivi di interconnessione con altre reti, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. L'art. 8 attribuisce al Gestore della rete anche la responsabilità del dispacciamento degli impianti di generazione nella propria area di competenza e della determinazione dell'uso delle interconnessioni con altri sistemi. I criteri di dispacciamento devono essere trasparenti, neutrali e applicati in maniera non discriminatoria. Ai sensi del D. Lgs. 79/99 (art. 3, comma 1) e della deliberazione dell'AEEG 13/99 il Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN) *“esercita le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale”*.

GNL (Gas naturale liquefatto):

liquido ottenuto dal gas naturale, dopo purificazione da anidride carbonica e altri inquinanti minori, mediante compressione, raffreddamento e successiva espansione. Il GNL viene immagazzinato e trasportato a pressione di poco superiore a quella atmosferica, cui corrisponde una temperatura di circa 112 °K (-161 °C).

GPL (Gas di petrolio liquefatti):

famiglia di prodotti petroliferi costituita principalmente da idrocarburi semplici come il propano e il butano, che si trovano allo stato gassoso a temperatura e pressione atmosferica ordinaria ma che possono essere facilmente liquefatti con l'aumento della pressione. Ciò ne consente il trasporto sia in forma gassosa attraverso reti urbane, sia in bombole o su carri cisterna. Sono caratterizzati da grande versatilità d'uso, ma sono normalmente più costosi del metano; pertanto il loro utilizzo in reti urbane è solitamente limitato a zone non servite dalla rete dei metanodotti.

Impianto di GNL:

è un impianto utilizzato per le operazioni di liquefazione del gas naturale, o di scarico, stoccaggio e rigassificazione di GNL.

Impianto di stoccaggio:

è l'impianto utilizzato per lo stoccaggio di gas naturale, di proprietà o gestito da una impresa di gas naturale, ad esclusione della parte di impianto utilizzato per attività di coltivazione.

Intensità elettrica:

rappresenta il rapporto tra il consumo di energia elettrica e il PIL o il VA (valore aggiunto) per settore.

Linea diretta:

è la linea elettrica di trasporto che collega un centro di produzione ad un centro di consumo, indipendentemente dal sistema di trasmissione e distribuzione.

Metro cubo standard (Sm³):

quantità di gas che occupa un volume di 1 m³ in condizioni "standard", ossia alla pressione atmosferica e alla temperatura di 15 °C.

Orimulsion:

contrazione di *Orinoco emulsion*. Combustibile fossile proveniente dal bacino del fiume Orinoco (Venezuela), costituito da una finissima dispersione di bitume in acqua.

Ossidi di azoto (NO_x):

agenti inquinanti che si formano nei processi di combustione nei quali l'azoto libero, che costituisce circa l'80 per cento dell'atmosfera, si combina con l'ossigeno. Dei vari ossidi di azoto, contribuiscono maggiormente all'inquinamento atmosferico il monossido di azoto (NO) e il biossido di azoto (NO₂). Il contributo maggiore all'inquinamento da ossidi di azoto (NO_x) proviene dai trasporti stradali, dalla combustione di combustibili fossili e dall'attività industriale.

Ossidi di zolfo (SO_x):

anidride solforosa (SO₂) e anidride solforica (SO₃), agenti inquinanti prodotti della combustione dello zolfo o di prodotti solforati presenti nel carbone e in alcuni prodotti petroliferi.

Perdite di rete o perdite di trasporto e trasformazione:

perdite di energia che si manifestano nei processi di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica nelle reti elettriche a diversi livelli di tensione. Le perdite di energia elettrica di una rete, in un determinato periodo, sono calcolate come differenza tra l'energia richiesta e i consumi, compresi quelli del settore elettrico. Nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale si generano perdite per dispersioni e per consumo nelle stazioni di compressione e negli impianti di trattamento.

Potenza:

Energia prodotta o consumata, o lavoro compiuto nell'unità di tempo. Generalmente è misurata in cavalli vapore (simbolo CV), watt (W) o multipli del watt, come il kilowatt (kW) pari a 1.000 W o il megawatt (MW) pari a 1.000 kW.

Potenza efficiente (di un impianto di generazione):

massima potenza elettrica erogabile per una durata di funzionamento uguale o superiore a 4 ore e per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali. La potenza efficiente è lorda se misurata ai morsetti dei generatori elettrici di un impianto; è netta se misurata all'uscita

dello stesso, al netto cioè della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite nei trasformatori della centrale.

Potere calorifico:

(potere calorifico superiore, PCS; potere calorifico inferiore, PCI): quantità di calore realizzata nella combustione completa delle unità di peso o di volume di combustibile. A seconda che il calore latente del vapore d'acqua contenuto nei fumi della combustione sia utilizzato o meno a fini energetici, si ha, rispettivamente, il potere calorifico superiore (PCS) o il potere calorifico inferiore (PCI). Quest'ultimo è utilizzato più correntemente nelle valutazioni relative ai bilanci energetici.

Potere calorifico inferiore convenzionale di alcuni prodotti energetici

PETROLIO GREGGIO	10.000 kcal/kg
GPL	11.000 kcal/kg
BENZINA	10.500 kcal/kg
GASOLIO	10.200 kcal/kg
OLIO COMBUSTIBILE	9.800 kcal/kg
GAS NATURALE	8.250 kcal/Sm ³
CARBON FOSSILE	7.400 kcal/kg

Prodotto Interno Lordo ai prezzi di mercato (PILpm):

Il risultato finale dell'attività di produzione delle unità produttrici residenti. Corrisponde alla produzione totale di beni e servizi dell'economia, diminuita dei consumi intermedi e aumentata dell'Iva gravante e delle imposte indirette sulle importazioni. È altresì pari alla somma dei valori aggiunti ai prezzi di mercato delle varie branche di attività economica, aumentata dell'Iva e delle imposte indirette sulle importazioni, al netto dei servizi di intermediazione finanziaria indirettamente misurati (SIFIM). (*Sistema europeo dei conti, SEC 95*).

Produzione lorda di energia elettrica:

somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate ai morsetti dei generatori elettrici.

Produzione netta di energia elettrica:

somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate in uscita dalle centrali di generazione elettrica, deducendo cioè la quantità di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale).

Producibilità da apporti naturali:

(di un impianto idroelettrico in un determinato periodo): quantità massima che gli apporti naturali nel periodo considerato permetterebbero all'impianto di produrre o invasare, supponendo l'utilizzazione completa di detti apporti e di tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza. La producibilità può essere lorda o netta in modo analogo alla produzione.

Produttore:

imprese la cui attività principale è la produzione di energia elettrica con l'unico scopo di venderla a distributori o, attraverso una rete di terzi, a consumatori finali. Secondo la Direttiva europea 96/92/CE, "produttore che non svolge funzioni di trasmissione o distribuzione di energia elettrica sul territorio coperto dalla rete in cui è stabilito". Secondo il D. Lgs. 79/99 (art. 2, comma 18) "il produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto".

Progetti di efficienza energetica:

progetti orientati a ridurre i consumi di energia primaria negli usi finali attraverso interventi e misure ammissibili ai sensi dell'art. 5 del D.M. 20 luglio 2004. Tali interventi includono: a) progetti che comportano un aumento nell'efficienza d'uso dei combustibili fossili, dell'energia elettrica e del gas naturale a parità di servizio energetico reso; ovvero b) la sostituzione di combustibili fossili a maggior contenuto energetico con combustibili a minor contenuto energetico. Il contenuto energetico dei combustibili fossili viene di norma misurato in termini di chilogrammi o tonnellate equivalenti di petrolio (rispettivamente kep o tep). Esempi di progetti di questo tipo sono: interventi che comportano l'installazione di apparecchiature ad alta efficienza (lampade, motori, sorgenti di calore o di freddo, e altri), o l'installazione di dispositivi di regolazione per l'impiego più efficiente dell'energia negli usi finali (regolatori di illuminazione, di velocità, di riscaldamento), ovvero la modifica degli involucri passivi degli edifici in modo da diminuire le perdite (per esempio, isolamenti degli edifici, sostituzione di vetri e infissi, e altri). Sono incluse anche le campagne di informazione, sensibilizzazione e formazione.

Protocollo di Kyoto:

protocollo firmato nel dicembre del 1997 a conclusione della terza sessione plenaria della Conferenza delle parti (COP3) della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici (*United Nation Framework Convention on Climate Change*). Atto esecutivo che contiene obiettivi legalmente vincolanti e decisioni sulla attuazione operativa di alcuni degli impegni della Convenzione quadro. Il Protocollo impegna i paesi industrializzati e quelli a economia in transizione (i paesi dell'Est europeo) a ridurre complessivamente del 5,2 per cento le principali emissioni antropogeniche di gas serra entro il 2010 e, più precisamente, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012. Il paniere di gas serra considerato nel Protocollo include sei gas: l'anidride carbonica, il metano, il protossido di azoto, i fluorocarburi idrati, i perfluorocarburi, l'esofluoruro di zolfo. L'anno di riferimento per la riduzione delle emissioni dei primi tre gas è il 1990, mentre per i rimanenti tre (che sono gas lesivi dell'ozono stratosferico e che per altri aspetti rientrano in un altro protocollo, il Protocollo di Montreal) è il 1995. La riduzione complessiva del 5,2 per cento non è uguale per tutti i paesi. Per i paesi membri dell'Unione europea nel loro insieme la riduzione dovrà essere pari all'8 per cento, per gli USA al 7 per cento, per il Giappone al 6 per cento. Nessuna riduzione ma solo la stabilizzazione è prevista per la Federazione Russa, la Nuova Zelanda e l'Ucraina. Possono invece aumentare le loro emissioni fino all'1 per cento la Norvegia, fino all'8 per cento, l'Australia e fino al 10 per cento l'Islanda.

Rete elettrica magliata:

struttura di rete elettrica tale da consentire percorsi di interconnessione elettrica tra due punti alternativi qualsiasi; permette pertanto di alimentare la stessa utenza da rami diversi, assicurando così una maggiore continuità e affidabilità di servizio.

Reti energetiche di trasporto e distribuzione:

insieme di condotte, di impianti e di altre installazioni anche tra di loro interconnesse per trasmettere e distribuire agli utenti diversi tipi di energia o di vettori energetici (elettricità, acqua calda per il teleriscaldamento, greggio e prodotti petroliferi, gas naturale).

RSU (rifiuti solidi urbani):

possono costituire, se opportunamente separati e trattati, combustibile per impianti di generazione termica di energia elettrica. Un apposito elenco (Allegato A) del D. Lgs. 22/97, recante *Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi* precisa le diverse categorie di RSU.

Servizi ausiliari:

Servizi necessari per la gestione di una rete di trasmissione o distribuzione quali ad esempio i servizi di regolazione di frequenza, riserva, potenza reattiva, regolazione della tensione e riavviamento della rete.

Sistema elettrico nazionale:

è il complesso degli impianti di produzione, delle reti di trasmissione e di distribuzione nonché dei servizi ausiliari e dei dispositivi di interconnessione e dispacciamento ubicati nel territorio nazionale.

Sistema gas nazionale:

comprende le reti di trasporto, di distribuzione, gli stoccaggi e gli impianti di GNL ubicati nel territorio nazionale e nelle zone marine soggette al diritto italiano in base ad atti internazionali di proprietà o gestiti dalle imprese di gas naturale, compresi gli impianti che forniscono servizi accessori, nonché quelli di imprese collegate necessari per dare accesso al trasporto e alla distribuzione.

Stoccaggio:

deposito di prodotti realizzato per adeguare la risposta dell'offerta alle esigenze periodiche del mercato. Può riguardare prodotti petroliferi, semilavorati, intermedi, petrolchimici, prodotti finiti, gas naturale. Nel caso del gas naturale lo stoccaggio può essere stagionale o di picco e risponde alle esigenze di soddisfare la variabilità della domanda (modulazione), cui non può fare fronte esclusivamente il sistema di trasporto, attraverso la variazione, entro i limiti consentiti, della pressione di esercizio della rete. Gli stoccaggi stagionali (che possono anche avere un ruolo di riserva) devono essere in grado di contenere grandi quantità di gas che vengono immesse durante i periodi di bassa domanda per essere poi prelevate gradualmente durante i periodi di forte domanda. Quelli di picco consentono invece il rilascio di quantità significative in tempi brevi, ma contengono generalmente anche quantità modeste di gas naturale. Nel settore del gas si distingue, inoltre, tra stoccaggio operativo e stoccaggio strategico.

Teleriscaldamento:

sistema di riscaldamento a distanza di un quartiere o di una città che utilizza il calore prodotto da una centrale termica, da un impianto a cogenerazione o da una sorgente geotermica. In un sistema di teleriscaldamento il calore viene distribuito agli edifici tramite una rete di tubazioni in cui fluisce l'acqua calda o il vapore.

Trasmissione dell'energia elettrica:

trasporto dell'energia elettrica sulla rete interconnessa, in alta tensione, al fine di ridurre le perdite di rete. Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 24, *“è l'attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete ad alta tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell'energia autoprodotta”* ai sensi del comma 2 dello stesso decreto.

Trasporto energia elettrica:

il trasporto di energia elettrica attraverso la rete di elettrodotti (380 kW; 220 kW; 130 kW), esclusi gli elettrodotti e le reti di distribuzione.

Trasporto gas:

Nella Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale (n. 98/30/CE), è *“il trasporto di gas naturale finalizzato alla fornitura ai clienti, attraverso una rete di gasdotti ad alta pressione diversa da una rete di gasdotti upstream”*.

Unità di misura - prefissi:

I prefissi delle unità di misura, quali ad esempio i wattora (Wh) per l'energia elettrica, i watt (W) per la potenza elettrica e le tonnellate equivalenti di petrolio (tep) per le fonti energetiche, indicano un fattore moltiplicativo corrispondente a:

10^3	kilo (k)	es. 1 kWh= 10^3 Wh; 1 kW= 10^3 W; 1 ktep= 10^3 tep;
10^6	mega (M)	es. 1 MWh= 10^6 Wh (=10 ³ kWh); 1 MW= 10^6 W; 1 Mtep= 10^6 tep;
10^9	giga (G)	es. 1 GWh= 10^9 Wh (=10 ⁶ kWh); 1 GW= 10^9 W (=10 ⁶ kW)
10^{12}	tera (T)	es. 1 TWh= 10^{12} Wh (=10 ⁹ kWh)

Utente:

soggetto che utilizza il servizio elettrico o del gas per fini di consumo finale o intermedio.

Valore aggiunto ai prezzi di mercato:

differenza tra produzione totale e consumi intermedi di beni e servizi utilizzati nel processo produttivo.

Vendita di energia elettrica:

cessione a titolo oneroso dell'energia elettrica all'utenza finale; questa può comprendere le attività di misurazione del consumo, fatturazione ed esazione.

Vendita di gas:

cessione a titolo oneroso di gas; si distingue la vendita in alta/media pressione da parte del trasportatore ai propri clienti finali (aziende di distribuzione, utenti industriali ed elettrici) dalla vendita in bassa pressione effettuata dalle aziende di distribuzione all'utenza civile.