

ENEA
Rapporto Energia e Ambiente 2003
L'analisi

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2003
Volume 1 - L'analisi

2003 ENEA
Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente
Lungotevere Thaon di Revel, 76
00196 - Roma

ISBN 88-8286-042-6

Con il parziale contributo del Quadro Comunitario di Sostegno 2000-2006,
Obiettivo 1, PON-ATAS-FESR, Progetto Operativo Energia, Azione 1

Il Rapporto riflette l'opinione degli autori e non necessariamente quella delle organizzazioni a cui appartengono

ENEA **Rapporto
Energia
e Ambiente** **2003**

■ **1**

L'analisi

ENEA

Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente

Contributi¹

Il Rapporto è stato curato dall'*Unità di Agenzia per lo Sviluppo Sostenibile - Advisor* dell'ENEA.

Pietro Menna è il responsabile del coordinamento scientifico del Rapporto.

Paola Molinas è la responsabile del coordinamento redazionale.

VOLUME 1 - L'ANALISI

Cap. 1 – Il quadro di riferimento

Coordinatore: Pietro Menna

Contributi: Anil Markandya (FEEM): *L'evoluzione dell'economia mondiale*
Anil Markandya (FEEM): *Domanda ed offerta di energia*
Giorgio Vicini (FEEM): *L'ambito europeo*
Giorgio Vicini (FEEM): *Le politiche ambientali*
Anil Markandya, Giorgio Vicini (FEEM); Elena Schintu (stagista ENEA): *L'Italia*

Cap. 2 – La domanda di energia nei settori d'uso

Coordinatore: Giovanni Perrella

Contributi: Umberto Ciorba: *Introduzione e Il settore industriale*
Franco degli Atti: *Box Il settore siderurgico*
Enrico Arcuri: *Box L'industria alimentare*
Teresa Chironi: *I trasporti*
Carolina Ardi, Giovanni Perrella: *Il settore residenziale*
Antonio Soragnese: *Box Rendimento energetico in edilizia*
Giulia Iorio: *Il settore terziario*
Enrico Arcuri, Umberto Ciorba: *Agricoltura e pesca*
Sergio La Motta: *Usi non energetici dei combustibili fossili*

Cap. 3 – L'offerta delle fonti di energia

Coordinatore: Marcello Capra
(Ministero delle Attività Produttive)

Contributi: Ugo Bilardo (Università di Roma "La Sapienza", Dip. di Ingegneria chimica e dei materiali): *Petrolio; Gas naturale*
Marcello Capra (Ministero delle Attività Produttive): *Carbone*
Francesco Pauli (Università di Trieste): *Energia elettrica*
Umberto Ciorba, Carlo Manna: *Fonti energetiche rinnovabili*

Cap. 4 – Il sistema energetico e l'ambiente

Coordinatori: Nicola Colonna e Andrea Forni

Contributi: Andrea Forni; Federica Scipioni (con contratto ENEA): *Sistemi energetici, infrastrutture e territorio*
Nicola Colonna, Sergio La Motta, Domenico Santino, Francesco Zarlenga: *Le emissioni di gas ad effetto serra*
Nicola Colonna, Stefania Racalbutto, Giovanni Vialetto: *L'inquinamento transfrontaliero e la qualità dell'aria*
Andrea Forni; Federica Scipioni (con contratto ENEA): *Le esperienze di VAS e le sue applicazioni al settore energetico*
Andrea Forni, Ivano Olivetti; Alessandra Cimino (con contratto ENEA): *Distretti industriali ed energia*

¹ Tutti i nominativi corrispondono a personale ENEA, se non diversamente indicato

Cap. 5 – Le politiche energetico-ambientali alla scala regionale e locale

Coordinatore: Emidio D'Angelo

Contributi: Marco Gomboli (Regione Toscana - Coordinatore Interregionale Energia): *Introduzione*
Luciano Coralli: *Quadro normativo, programmi regionali e attuazione Decreti*
Antonio Disi: *Agenda 21 locale e pianificazione energetica*
Giovanni Lai: *Situazione energetica e pianificazione energetica regionale*
Antonio Mori: *Quadro normativo e Trasporti*
Antonio Colangelo: *Fonti rinnovabili e programmi comunitari*
Pierluigi Gradari: *Aziende municipali di servizi energetici*

Cap. 6 – Le tecnologie di conversione dell'energia e le spese per la ricerca

Coordinatori: Pietro Menna e Rosella Viridis

Contributi: Roberto Avella, Giacobbe Braccio, Mariella Caffarelli, Francesco De Marco, Francesco Di Mario, Saverio Li Causi, Enzo Metelli, Paolo Morgante, Luciano Pirazzi, Marina Ronchetti, Angelo Sarno; Michela Fioretto (stagista ENEA); Antonio Borghese (CNR – Istituto Nazionale Motori): *L'evoluzione delle tecnologie energetiche*
Daniela Palma, Rosella Viridis; Mario De Marchi, Bianca Maria Potì, Emanuela Reale, Maurizio Rocchi, Anna Maria Scarda (Ceris-CNR – Sezione di Roma): *Il quadro della ricerca, la ripartizione delle risorse, le spese nel settore energetico*

Appendice I - Energia e ambiente: cronologia degli eventi 2001-2002 Fernando Scaduto

Glossario Fernando Scaduto

Unità di misura Fernando Scaduto

VOLUME 2 - I DATI A cura di Giovanni Perrella

LE FONTI RINNOVABILI A cura di Carlo Manna

Si ringraziano:

Tommaso Cianciolo e Vincenzo Ferrara dell'ENEA per il loro contributo alla revisione del Rapporto;
Riccardo De Lauretis dell'APAT per i dati sulle emissioni;
Marco Fortis della Fondazione Edison per avere gentilmente messo a disposizione i dati EDISON sui distretti.

Si ringraziano inoltre per la collaborazione fornita:

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;
la Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie del Ministero delle Attività Produttive.

Premessa

Alcuni eventi del 2003 hanno richiamato una larga attenzione dell'opinione pubblica sul nostro sistema energetico, facendone intravedere la sua complessità e la sua difficile lettura.

Ai temi recentemente emersi delle carenze strutturali e dell'impatto del sistema sull'ambiente, si aggiungono, nel rendere più difficile la comprensione del nostro quadro energetico, le trasformazioni, ormai in atto da alcuni anni. Queste stanno toccando alcuni punti chiave del sistema, come il riequilibrio dei poteri tra Stato e Regioni, il processo di liberalizzazione dei mercati energetici, l'adeguamento del ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, lo sviluppo delle grandi reti di trasporto dell'energia. Nello stesso tempo, il Paese si muove per affrontare le grandi questioni nazionali (la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, la forte dipendenza dai mercati esteri, i riflessi del sistema energetico sulle azioni ambientali, anche in relazione agli impegni assunti a livello internazionale), non perdendo il passo con le dinamiche del quadro europeo di riferimento.

Le analisi sugli scenari a medio termine prospettano un'evoluzione del nostro sistema verso condizioni ancora più sfavorevoli in termini di dipendenza energetica e di impatto ambientale e richiamano l'esigenza di ulteriori interventi normativi e di sostegno allo sviluppo tecnologico. La ricerca e sviluppo in campo energetico, opportunamente sostenuta, deve poter esplicitare tutto il suo potenziale, fornire le risposte e le soluzioni che la società nel suo complesso si attende da essa e contribuire allo sviluppo più sostenibile dell'intero sistema negli anni a venire.

Il quadro nazionale risulta in definitiva estremamente articolato e complesso, con alcune incognite ma anche con condizioni più favorevoli rispetto al passato per interventi di carattere strutturale.

Il Rapporto Energia e Ambiente 2003, seguendo le indicazioni del Governo e ripercorrendo la linea già tracciata nei precedenti anni, si pone come strumento di informazione su queste tematiche. Attraverso la descrizione degli eventi e la presentazione dei dati statistici, ha l'obiettivo di presentare in modo coerente il quadro nazionale, migliorandone la comprensione e, più in generale, contribuendo alla crescita delle conoscenze sui temi dell'energia e dell'ambiente a livello nazionale.

Antonio Sanò

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2003

INDICE

Capitolo 1 – IL QUADRO DI RIFERIMENTO	19
1.1 L'EVOLUZIONE DELL'ECONOMIA MONDIALE	19
1.1.1 <i>Le caratteristiche del 2002</i>	19
1.1.2 <i>Le tendenze del 2003</i>	26
1.1.3 <i>Le prospettive future</i>	28
1.2 DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA	30
1.2.1 <i>Uno sguardo di sintesi</i>	30
1.2.2 <i>Petrolio</i>	32
1.2.3 <i>Gas naturale</i>	38
1.2.4 <i>Carbone</i>	39
1.2.5 <i>Elettricità</i>	40
1.2.6 <i>L'utilizzo della biomassa nei Paesi in via di sviluppo</i>	42
1.2.7 <i>Prezzi</i>	43
1.2.8 <i>Le tendenze a medio termine</i>	45
1.3 L'AMBITO EUROPEO	48
1.3.1 <i>La sicurezza degli approvvigionamenti</i>	48
1.3.2 <i>L'incentivazione delle fonti rinnovabili nei Paesi membri</i>	50
1.3.3 <i>Le modifiche delle direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE</i>	50
1.4 LE POLITICHE AMBIENTALI	53
1.4.1 <i>Lo sviluppo delle fonti rinnovabili</i>	53
1.4.2 <i>La direttiva europea dell'Emission Trading</i>	55
1.4.3 <i>La proposta di direttiva europea sui meccanismi flessibili (Joint Implementation e Clean Development Mechanism)</i>	57
1.5 L'ITALIA	60
1.5.1 <i>L'economia italiana nel 2002</i>	60
1.5.2 <i>La competitività</i>	65
1.5.3 <i>Gli sviluppi più recenti</i>	66
1.5.4 <i>Domanda e offerta di energia nel 2002</i>	67
1.5.4.1 <i>Fabbisogni di energia a medio termine</i>	68
1.5.5 <i>La regolazione del mercato e il processo di privatizzazione</i>	70
1.5.6 <i>Settore energetico e tutela ambientale</i>	73
1.5.7 <i>Le modifiche della legislazione italiana</i>	78
Capitolo 2 – LA DOMANDA DI ENERGIA NEI SETTORI D'USO	85
2.1 IL SETTORE INDUSTRIALE	90
2.1.1 <i>Quantità</i>	90
2.1.2 <i>Materiali da costruzione, vetro e ceramica</i>	96
2.1.3 <i>Il settore metallurgico</i>	99
2.1.4 <i>Il settore chimico</i>	102
2.1.5 <i>Il settore meccanico</i>	105
2.1.6 <i>Il settore agroalimentare</i>	108
2.2 I TRASPORTI	112
2.2.1 <i>L'analisi economica</i>	112
2.2.2 <i>I traffici</i>	114
2.2.3 <i>I consumi di energia e i prezzi</i>	115
2.2.4 <i>Le emissioni inquinanti</i>	121

2.3 IL SETTORE RESIDENZIALE E TERZIARIO	125
2.3.1 <i>Introduzione</i>	125
2.3.2 <i>Il settore residenziale</i>	126
2.3.2.1 <i>Quantità</i>	126
2.3.3 <i>Il settore terziario</i>	136
2.3.3.1 <i>Quantità</i>	136
2.3.3.2 <i>Prezzi</i>	139
2.4 L'AGRICOLTURA E LA PESCA	141
2.4.1 <i>Quantità</i>	141
2.4.2 <i>Prezzi</i>	143
2.4.3 <i>Tecnologie</i>	144
2.4.4 <i>Evoluzione strutturale</i>	144
2.5 USI NON ENERGETICI DEI COMBUSTIBILI FOSSILI: IL SETTORE PETROLCHIMICO	146
2.5.1 <i>Quantità</i>	146
2.5.2 <i>Prezzi</i>	151
2.5.3 <i>Tecnologie</i>	151
Capitolo 3 - L'OFFERTA DELLE FONTI DI ENERGIA	155
3.1 IL PETROLIO	155
3.1.1 <i>Esplorazione e produzione</i>	156
3.1.2 <i>Importazione ed esportazione</i>	161
3.1.3 <i>Prezzi</i>	164
3.1.3.1 <i>Prezzi del greggio</i>	164
3.1.3.2 <i>Prezzi dei prodotti</i>	166
3.1.3.3 <i>GPL</i>	169
3.1.4 <i>Tecnologie</i>	170
3.1.5 <i>Organizzazione industriale del mercato</i>	170
3.1.5.1 <i>Scorte</i>	172
3.1.5.2 <i>Raffinazione</i>	174
3.1.5.3 <i>Rete distribuzione carburanti</i>	176
3.1.6 <i>Trasporti marittimi</i>	177
3.1.6.1 <i>Il quadro normativo di riferimento</i>	177
3.2 IL GAS NATURALE	180
3.2.1 <i>Riserve nazionali e produzione</i>	181
3.2.2 <i>Importazione</i>	183
3.2.3 <i>Prezzi</i>	186
3.2.4 <i>Tecnologie</i>	188
3.2.5 <i>Organizzazione industriale del mercato</i>	190
3.2.6 <i>Infrastrutture</i>	192
3.2.6.1 <i>Trasporto</i>	192
3.2.6.2 <i>Stoccaggio</i>	195
3.2.6.3 <i>Attività di vendita</i>	198
3.3 IL CARBONE	200
3.3.1 <i>Produzione</i>	200
3.3.2 <i>Importazione</i>	202
3.3.3 <i>Esportazione</i>	203
3.3.4 <i>Prezzi</i>	204
3.3.5 <i>Tecnologie</i>	205
3.3.6 <i>Organizzazione industriale del mercato</i>	207
3.4 L'ENERGIA ELETTRICA	209
3.4.1 <i>Produzione</i>	209
3.4.2 <i>Importazione ed esportazione</i>	211
3.4.3 <i>Impatto ambientale</i>	212
3.4.4 <i>Prezzi</i>	213

3.4.5 Tecnologie	216
3.4.6 Organizzazione industriale del mercato	217
3.5 LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	220
3.5.1 <i>Quantità</i>	220
3.5.1.1 Elettricità	220
3.5.1.2 Calore	225
3.5.1.3 Biocombustibili	225
3.5.2 <i>Il mercato dell'energia elettrica da fonte rinnovabile</i>	227
3.5.3 <i>Tecnologie</i>	233
3.5.3.1 Il Programma ENEA per la produzione di calore ad alta temperatura dal sole	237
3.6 LA RISORSA "EFFICIENZA ENERGETICA"	239
Capitolo 4 - IL SISTEMA ENERGETICO E L'AMBIENTE	243
4.1 IL TERRITORIO, L'ENERGIA E L'AMBIENTE	243
4.2 LE EMISSIONI DI GAS AD EFFETTO SERRA	245
4.2.1 <i>Il peso del sistema energetico nelle emissioni di gas ad effetto serra</i>	245
4.2.2 <i>Le emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Italia</i>	246
4.2.3 <i>Il Protocollo di Kyoto e la delibera CIPE</i>	251
4.2.4 <i>Assorbire e confinare la CO₂</i>	254
4.2.4.1 Il confinamento geologico della CO ₂	255
4.3 L'INQUINAMENTO TRANSFRONTALIERO E LA QUALITÀ DELL'ARIA	257
4.3.1 <i>L'ozono troposferico</i>	264
4.3.2 <i>Metodologia per il calcolo dei livelli critici di ozono</i>	267
4.3.3 <i>Mappatura dei livelli critici in Italia</i>	267
4.4 LE ESPERIENZE DI VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA E LE SUE APPLICAZIONI AL SETTORE ENERGETICO	270
4.5 DISTRETTI INDUSTRIALI ED ENERGIA	273
4.5.1 <i>Introduzione al concetto di distretto</i>	273
4.5.2 <i>Distretti: le tematiche energetiche e ambientali</i>	273
4.5.3 <i>Distretto di Solofra: problematiche ambientali ed energetiche</i>	273
4.5.3.1 I consumi energetici	275
4.5.4 <i>Distretto di S. Croce sull'Arno: problematiche ambientali ed energetiche</i>	276
4.5.4.1 Il sistema produttivo	276
4.5.5 <i>Distretto di Arzignano: problematiche ambientali ed energetiche</i>	279
4.5.5.1 Principali fattori d'impatto ambientale	280
4.5.5.2 Sistemi di gestione ambientale	282
4.5.6 <i>Confronto tra i distretti: tematiche energetiche ed ambientali</i>	283
Capitolo 5 – LE POLITICHE ENERGETICO-AMBIENTALI ALLA SCALA REGIONALE E LOCALE	287
5.1 INTRODUZIONE: IL RUOLO DELLE REGIONI NELL'ATTUALE FASE DI RIORDINO DEL SISTEMA ENERGETICO	287
5.2 EVOLUZIONE DEL QUADRO NORMATIVO: INDIRIZZI E OBIETTIVI DI REGIONI ED ENTI LOCALI	289
5.3 SITUAZIONE ENERGETICA A LIVELLO REGIONALE	293
5.3.1 <i>Bilanci energetici regionali</i>	293
5.3.2 <i>Valutazione generale</i>	295
5.3.3 <i>Indicatori regionali di efficienza energetica</i>	302
5.3.4 <i>Prime ipotesi di studio sugli scenari tendenziali della domanda</i>	304
5.4 VALUTAZIONI SETTORIALI IN ATTUAZIONE DELLE POLITICHE DI CONTENIMENTO DEI GAS SERRA	308
5.4.1 <i>La situazione al 2000 delle emissioni regionali di CO₂</i>	308
5.4.2 <i>La delibera CIPE 123/2002</i>	312
5.4.3 <i>Il settore della produzione elettrica</i>	315

5.4.3.1	Caratterizzazione dei sistemi elettrici regionali	315
5.4.3.2	Analisi delle prospettive del settore termoelettrico	318
5.4.4	<i>La promozione dell'efficienza energetica</i>	322
5.4.5	<i>Il settore trasporti</i>	324
5.5	FONTI RINNOVABILI	330
5.5.1	<i>Linee di incentivazione: Fondi Strutturali</i>	330
5.5.1.1	Obiettivi	330
5.5.1.2	Risorse finanziarie	331
5.5.1.3	Programmi operativi	331
5.5.1.4	Interventi in campo energetico previsti dal Programma Operativo Nazionale Assistenza Tecnica e Azioni di Sistema (PON ATAS)	332
5.5.1.5	Interventi in campo energetico previsti dai POR dell'Obiettivo 1	333
5.5.1.6	Interventi in campo energetico previsti dai DOCUP dell'Obiettivo 2	338
5.5.2	<i>Linee di incentivazione: decreti ministeriali</i>	342
5.5.2.1	Tetti fotovoltaici	342
5.5.2.2	Solare termico	342
5.5.2.3	Programmi utilizzando gli introiti della "Carbon tax"	343
5.6	PIANIFICAZIONE ENERGETICO-AMBIENTALE REGIONALE E LOCALE	345
5.6.1	<i>Aspetti generali</i>	345
5.6.2	<i>Struttura e metodologia per il Piano Energetico-Ambientale</i>	346
5.6.2.1	Documento di studio per il piano	347
5.6.2.2	Piano Energetico-Ambientale Regionale operativo	348
5.6.3	<i>Piani Energetici Comunali e Provinciali</i>	350
5.6.4	<i>La pianificazione energetico-ambientale territoriale e il processo di Agenda 21 Locale</i>	352
	APPENDICE 5A: VALUTAZIONI E ANALISI SULLE AZIENDE SPECIALI ENERGETICHE TERRITORIALI	354
Cap. 6	LE TECNOLOGIE DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA E LE SPESE PER LA RICERCA	363
6.1	L'EVOLUZIONE DELLE TECNOLOGIE ENERGETICHE	363
6.1.1	<i>Le tecnologie di utilizzo dei combustibili fossili</i>	363
6.1.1.1	Impianti convenzionali con turbine a vapore	363
6.1.1.2	Impianti a ciclo combinato con turbina a gas	364
6.1.1.3	Impianti di gassificazione dei combustibili solidi	365
6.1.1.4	Impianti a letto fluido	366
6.1.1.5	Cicli di generazione ad emissioni estremamente basse	367
6.1.1.6	Celle a combustibile	368
6.1.2	<i>Le tecnologie di utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili</i>	371
6.1.2.1	Impianti idroelettrici	371
6.1.2.2	Impianti geo-termoelettrici	372
6.1.2.3	Centrali eoliche	373
6.1.2.4	Sistemi fotovoltaici	374
6.1.2.5	Impianti a concentrazione solare	375
6.1.2.6	Il programma dell'ENEA per la produzione di calore ad alta temperatura dal sole	377
6.1.2.7	Impianti per l'utilizzo della biomassa	379
6.1.2.8	Idrati di metano	381
6.1.3	<i>L'idrogeno vettore energetico per la riduzione dei gas serra</i>	381
6.1.3.1	Produzione	382
6.1.3.2	Trasporto e accumulo	384
6.1.3.3	Utilizzo	384
6.1.3.4	Sicurezza ed accettabilità delle tecnologie	385
6.1.3.5	Il progetto Vettore Idrogeno dell'ENEA	385
6.1.4	<i>La generazione distribuita di energia elettrica</i>	386
6.1.4.1	Economie di scala	386
6.1.4.2	Fonti energetiche e tecnologie di generazione distribuita	386
6.1.4.3	L'impatto ambientale	387
6.1.4.4	Cogenerazione	388
6.1.4.5	La situazione in UE, USA e Giappone	389
6.1.4.6	Confluenza fra tecnologie energetiche e del trasporto	390

6.1.4.7 Limiti alla diffusione della generazione distribuita	390
6.1.4.8 Fatti nuovi	391
6.1.5 <i>Lo stato di attuazione dei programmi di sviluppo delle tecnologie termonucleari</i>	391
6.2 IL QUADRO DELLA RICERCA, LA RIPARTIZIONE DELLE RISORSE, LE SPESE NEL SETTORE ENERGETICO	393
6.2.1 <i>I processi decisionali del sistema scientifico pubblico</i>	393
6.2.2 <i>Le fonti di finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo in Italia</i>	396
6.2.2.1 Confronti internazionali	399
6.2.2.2 La spesa per la ricerca in Italia: quadro nazionale e regionale	402
6.2.3 <i>Ricerca e struttura produttiva</i>	409
6.2.4 <i>Gli investimenti pubblici per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore dell'energia</i>	413
6.2.5 <i>La ricerca e lo sviluppo tecnologico per il settore energetico nelle azioni della Commissione europea</i>	419
Appendice 1 - ENERGIA E AMBIENTE: CRONOLOGIA DEGLI EVENTI 2002-2003	425
GLOSSARIO	431
UNITÀ DI MISURA	439

Introduzione

Nel 2002, i consumi mondiali di energia sono aumentati del 2,6%, tasso superiore a quello medio del decennio precedente e di tre volte e mezzo più elevato rispetto a quello del 2001. L'andamento dipende dalla ripresa economica dell'area asiatica e, in misura minore, dal rilancio dei consumi energetici negli Stati Uniti, dopo il crollo dell'anno precedente. Circa il 38% dei consumi mondiali sono rappresentati dal petrolio; il carbone è la seconda fonte, con quasi il 26%, mentre il gas naturale copre poco più del 24%. Il restante 13% è quasi equamente diviso tra energia idroelettrica e nucleare.

Nel corso del 2002 il prezzo del greggio è aumentato fino a circa 30 dollari al barile. Dal febbraio 2003 si sono registrati ulteriori aumenti che hanno portato le quotazioni a circa 34 dollari al barile. L'instabilità politica, le aspettative degli operatori e la riduzione degli stoccaggi che si è registrata nel corso dell'anno hanno avuto un ruolo di primo piano nel determinare l'andamento del prezzo del greggio.

L'economia italiana ha subito, nel corso del 2002, una flessione del tasso di crescita più marcata che nel resto dell'area europea, soprattutto a causa di una serie di fenomeni strutturali che stanno stimolando la discussione sulle prospettive di declino industriale. Il Pil è cresciuto in media dello 0,4%, a fronte di una crescita nell'area pari allo 0,8%.

La fase di stagnazione dell'economia e le condizioni climatiche favorevoli hanno determinato, nel 2002, una riduzione della domanda complessiva di energia primaria, che è risultata di 186,7 Mtep, e dell'intensità energetica che si è portata a 179,8 tep/M€.

Le interruzioni programmate dell'elettricità attuate dal gestore della rete per fronteggiare il picco di domanda di fine giugno 2003 e il *black out* di più vasta portata del 28 settembre successivo hanno fatto balzare l'energia e le carenze del Paese alla ribalta delle cronache.

Occorre ribadire che le opzioni percorribili nel medio termine per il sistema energetico nazionale sono limitate. I margini di manovra sono stretti per l'offerta delle fonti e non molto più ampi sul lato della domanda. Il Paese affronta una debolezza strutturale per quanto riguarda la produzione dovendo, inoltre, attuare i suoi impegni internazionali, in particolare il Protocollo di Kyoto sulla riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra.

La dipendenza energetica complessiva esterna, superiore all'84% - contro una media UE del 50% - sembra destinata ad aggravarsi ulteriormente.

Gli assi lungo i quali operare sono obbligati: è necessario agire sulla domanda, intervenire, ove possibile, sull'offerta, e organizzare al meglio il mercato dell'energia.

Agire sulla domanda significa innanzitutto attuare misure nel settore dei trasporti e in quello residenziale e terziario, responsabili, nel 2002, del 61% dei consumi nazionali.

Occorre contrastare la tendenza alla crescita della domanda di mobilità su strada, per merci e persone, anche attraverso misure e politiche tariffarie che tengano conto dell'impatto complessivo sulla società che tale mobilità comporta. L'introduzione di quote crescenti di bio-carburanti avrebbe il duplice vantaggio di allentare il vincolo esterno e mitigare l'impatto sull'ambiente.

Per il residenziale e terziario, poi, la direttiva dell'Unione europea sul risparmio d'energia negli edifici (2002/91/CE), una volta recepita nell'ordinamento nazionale, potrebbe ridurre la domanda d'energia del settore di circa il 20% entro il 2010, grazie all'elaborazione, all'adozione e all'aggiornamento di norme minime di prestazioni energetiche e mediante un migliore controllo degli impianti di riscaldamento e di raffreddamento.

Ci sono le condizioni oggettive per puntare su una fase di stabilizzazione della domanda di energia, anche in presenza di un ciclo economico finalmente in espansione, particolarmente se si investirà nello sviluppo di sistemi e dispositivi finalizzati ad un uso razionale dell'energia, particolarmente nel settore residenziale e terziario e nei trasporti.

La politica dell'offerta ha bisogno in via prioritaria dello sviluppo di un dialogo con i Paesi produttori. Questo è necessario per identificare infrastrutture di trasporto di fonti e prodotti energetici d'interesse comune; assegnare la giusta importanza ai contratti d'approvvigionamento a lungo termine e risolvere la compatibilità tra alcune clausole dei contratti in essere e il buon funzionamento del mercato dell'energia; mettere in campo una maggiore cooperazione, in attesa di un migliore utilizzo degli *stock*; rendere accettabile il principio della separazione tra coloro che producono e coloro che trasportano l'energia.

Intervenire sull'offerta richiede, indubbiamente, lo sviluppo di fonti d'energia. Si tratta, innanzitutto, di promuovere opportunamente le poche e preziose risorse interne di gas e di petrolio. E quindi di puntare con risolutezza sulle energie rinnovabili. La direttiva sulla produzione elettrica da rinnovabili è entrata in vigore nel 2003. Con questo quadro regolamentare il 25% del consumo di elettricità in Italia, all'orizzonte 2010, dovrebbe provenire da rinnovabili. Tutte le fonti d'energia sono state supportate in maniera massiccia, in Italia e all'estero. Alcune lo sono tuttora. Se si vogliono sviluppare le fonti rinnovabili occorre prevedere programmi di attuazioni *ad hoc* nella fase di decollo, con risorse adeguate da finalizzare alla ricerca, allo sviluppo tecnologico e alla dimostrazione di nuove soluzioni.

La questione dell'energia nucleare andrebbe affrontata senza passioni e radicalizzazioni eccessive. Attualmente, bisogna riconoscere che un ritorno al nucleare in l'Italia o un suo sviluppo rilevante in altri Paesi non è contemplato negli scenari dei maggiori analisti del settore.

La politica dell'offerta, in sostanza, deve mirare a massimizzare la diversificazione geografica e le fonti d'approvvigionamento.

Il terzo asse da considerare è correlato alla formazione di un grande mercato del gas e dell'elettricità, integrato su scala europea. A partire dal 2004 per l'industria ed il terziario e dal 2007 per tutti i consumatori, infatti, il mercato dell'energia europeo sarà una realtà.

Il mercato interno dell'energia stabilirà concorrenza, garantirà maggiore sicurezza dell'approvvigionamento e permetterà l'utilizzo migliore delle capacità transfrontaliere esistenti. D'altra parte, norme precise garantiranno il rispetto delle esigenze in materia di servizio pubblico. Tuttavia, il mercato dell'energia potrà costituire un'opportunità di sviluppo soltanto se sarà in grado di garantire condizioni chiare e trasparenti per gli scambi d'elettricità e, soprattutto, se le reti transeuropee d'energia saranno potenziate. Una nuova sfida alla quale dovremmo cercare di arrivare preparati.

Ci sono, in conclusione, pochi percorsi da esplorare per il rafforzamento del sistema energetico nazionale. I limitati margini di manovra costringono a scommettere sulla ricerca e sull'innovazione tecnologica, la sola che può fornire soluzioni che possano arricchire il portafoglio delle opzioni disponibili e rendere lo schema complessivo meno rigido.

Il Rapporto Energia e Ambiente 2003 dell'ENEA si propone di arricchire il dibattito in corso nel Paese su questi temi fornendo, in continuità con i documenti degli anni precedenti, un'analisi approfondita dei settori della domanda e dell'offerta di energia, del vincolo posto dal fattore ambientale e dal rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, delle politiche per l'energia alla scala regionale e locale, degli orizzonti della ricerca tecnologica. Il volume I, l'Analisi, è accompagnato dal ricco e imprescindibile supporto statistico dei dati energetici ed ambientali che, come tradizione, sono raccolti nel volume II del Rapporto.

Pietro Menna

Capitolo 1

IL QUADRO DI RIFERIMENTO

CAPITOLO 1 - IL QUADRO DI RIFERIMENTO

1.1 L'EVOLUZIONE DELL'ECONOMIA MONDIALE

L'andamento dei mercati finanziari ha frenato il processo di accumulazione delle principali economie (figura 1.1). Più in generale, i fattori di incertezza ereditati dopo la rottura del lungo ciclo espansivo dell'economia, hanno segnato profondamente l'andamento economico del biennio 2001-2002, contrastando l'azione delle politiche di orientamento espansivo adottate in molti Paesi. L'adozione di politiche espansive è stata intrapresa con vigore dalle autorità statunitensi; gli altri Paesi, vincolati dalle politiche concordate negli anni passati con il Fondo monetario o dagli accordi previsti dal patto di stabilità europeo, hanno aderito a tale orientamento in maniera più timida, frenati anche dalla crescita del prezzo del petrolio e dalle conseguenti aspettative inflazionistiche.

I fattori di incertezza sono stati causa dell'andamento altalenante dell'economia mondiale nel corso del 2002. Tuttavia, anche in fasi espansive del ciclo economico, si evidenziano elementi di preoccupazione non contingenti, quali la pesante compressione della domanda interna dei principali Paesi, forse attribuibile ad una distribuzione del reddito non ottimale, oppure la dispersione dei tassi di crescita che già aveva caratterizzato il periodo 1990-2000.

1.1.1 *Le caratteristiche del 2002*

Nel corso del 2002 l'economia mondiale ha registrato una crescita pari al 3% su base annua, di poco inferiore alla media dell'ultimo ventennio e superiore al 2,3% del 2001¹. L'adozione di politiche monetarie e di bilancio espansive nei principali Paesi industrializzati ha sostenuto la crescita del prodotto mondiale nella prima parte dell'anno. In modo particolare gli Stati Uniti hanno adottato un programma di sgravi fiscali e di incremento della spesa pubblica che, associato alle misure di espansione delle condizioni monetarie attuate dalla Federal Reserve già nell'autunno 2001, ha contribuito alla crescita delle componenti interne della domanda. L'andamento favorevole dell'economia statunitense ha agevolato la crescita del commercio internazionale del 2,9% rispetto all'anno precedente (tabella 1.1). L'incremento degli scambi commerciali ha favorito solamente alcune aree geografiche ben definite: i Paesi dell'America Latina e quelli dell'area dell'euro hanno fatto registrare un sostanziale ristagno delle esportazioni che, al contrario, sono cresciute del 10% nei Paesi asiatici. La ripresa del commercio mondiale non è stata omogenea nel corso dell'anno, manifestando un sensibile rallentamento in corrispondenza del quarto trimestre.

Nella seconda parte dell'anno le incertezze sulle prospettive di crescita dell'economia per i timori di attentati terroristici e per gli episodi di irregolarità contabile messi in atto da alcune importanti imprese statunitensi, hanno condizionato pesantemente le scelte degli investitori. I tassi di interesse a lungo termine sui titoli di Stato e i corsi azionari hanno ripreso a calare; i prezzi degli immobili sono al contrario saliti in molti Paesi; il dollaro, infine, si è deprezzato in maniera rilevante rispetto alle altre principali valute (figura 1.7). Negli ultimi mesi del 2002 fino al marzo 2003, la prospettiva di un conflitto in Iraq e il forte rincaro delle quotazioni petrolifere hanno contribuito a rafforzare la preferenza degli operatori nei confronti delle attività con un basso profilo di rischio.

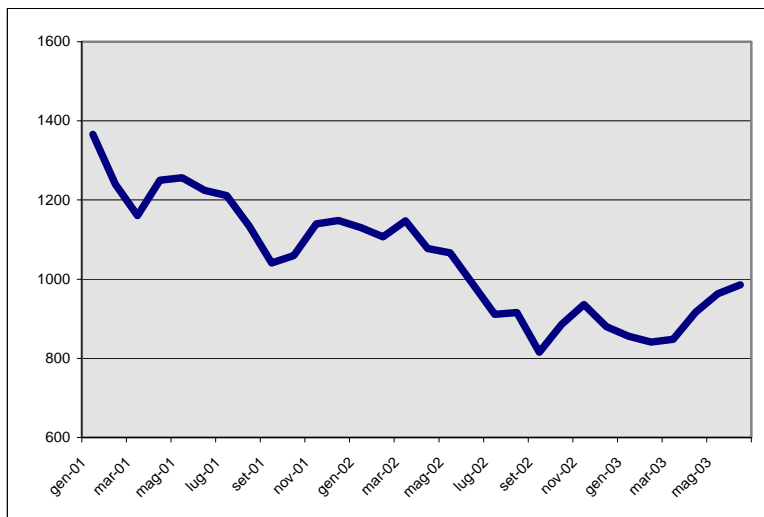
Nel corso dell'anno il prezzo del petrolio è aumentato di circa il 50% fino a toccare, seppure tra ampie oscillazioni, il valore di 30 dollari al barile; sul rincaro delle quotazioni petrolifere hanno inciso in maniera determinante i fattori di incertezza legati all'evoluzione della crisi con l'Iraq e la contrazione della produzione di greggio del Venezuela, a seguito delle tensioni di natura politica che hanno interessato per molti mesi il Paese sudamericano (figura 1.2).

L'indice delle materie prime non petrolifere ha subito, nel corso del 2002, un aumento pari al 3,8% nella media dell'anno; l'andamento dell'indice, che per la prima volta dal 1995 ha fatto segnare una inversione di tendenza, è stato determinato da condizioni climatiche sfavorevoli e da altri fattori di

¹ I dati statistici citati in questo paragrafo sono tratti da: FMI, World Economic Outlook – Appendice Statistica, Aprile 2003.

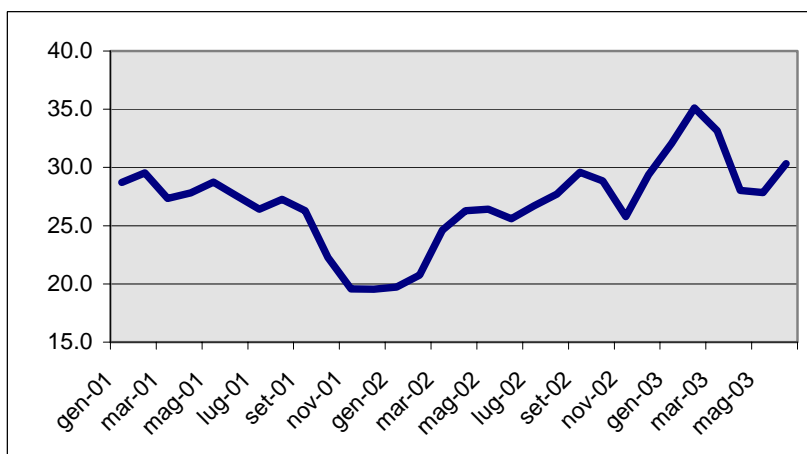
restrizione dell'offerta. L'incremento si è accentuato all'inizio dell'anno corrente, in seguito a rincari avvenuti soprattutto nei comparti dei prodotti alimentari, delle bevande e dei prodotti agricoli per uso industriale.

Figura 1.1 - Indice Standard & Poor's 500



Fonte: elaborazioni FEEM su dati IEA

Figura 1.2 - Prezzo del Petrolio (US\$/barile)



Fonte: elaborazioni FEEM su dati IEA

Come già menzionato, l'andamento dell'economia mondiale è stato fortemente condizionato dall'evoluzione dell'economia degli Stati Uniti. Nel corso del 2002 le incertezze sull'evoluzione della situazione economica hanno indotto la Federal Reserve a ridurre ulteriormente il tasso ufficiale di sconto. I tassi di interesse a breve termine sono risultati negativi o prossimi allo zero in termini reali. Parallelamente, il Congresso ha approvato l'adozione di un programma di sgravi fiscali e di incrementi di spesa per i prossimi dieci anni. Tali misure hanno contribuito a rafforzare la ripresa iniziata nel quarto trimestre del 2001. Il saldo del bilancio federale è quindi peggiorato ed ha cambiato segno risultando, a settembre 2002, negativo per un ammontare pari al 1,5% del Pil. Il Congresso degli Stati Uniti stima che il bilancio possa rimanere in disavanzo sino al 2007, facendo registrare un passivo complessivo superiore ai 400 miliardi di dollari nel decennio 2002-2011.

La crescita media annua del Pil è stata pari al 2,4%, a fronte dello 0,3% del 2001, ma si è progressivamente indebolita nel corso dell'anno a causa dell'andamento negativo dei mercati finanziari e dei rinnovati timori di azioni terroristiche (tabella 1.1, figure 1.3 e 1.5). La ripresa economica è stata trainata dall'incremento dei consumi favoriti dall'andamento dei salari reali, dagli sgravi fiscali e dalla riduzione dei tassi di interesse che ha stimolato l'attività di rinegoziazione dei mutui ipotecari.

La produttività del lavoro è cresciuta nel corso dell'anno in misura sostenuta (+4,8%) decelerando sensibilmente nella seconda metà dell'anno. Tale risultato ha permesso una riduzione del costo del lavoro per unità di prodotto e una dinamica positiva dei salari reali che ha contribuito a sostenere i consumi delle famiglie condizionati negativamente dalla caduta dell'occupazione.

Le condizioni di credito immobiliare più favorevoli, oltre ad aumentare il reddito disponibile delle famiglie, hanno stimolato gli investimenti residenziali cresciuti in media del 3,9%.

Al contrario, gli investimenti fissi diversi dalle costruzioni residenziali hanno fatto registrare un lieve incremento solamente nel quarto trimestre del 2002, dopo otto consecutivi trimestri di flessione. La mancata ripresa del processo di accumulazione delle imprese è imputabile alle incertezze sulle prospettive di crescita e all'andamento dei profitti, inferiore alle aspettative.

L'accresciuto divario tra il tasso di crescita economica degli Stati Uniti e quello dei principali *partner* commerciali ha determinato un ulteriore peggioramento dei conti con l'estero degli Stati Uniti. La bilancia delle partite correnti, in particolare, ha fatto registrare un ulteriore aggravio del disavanzo pari al 4,8% del Pil nel 2002. L'entità del disavanzo di parte corrente e le incertezze sulla ripresa dell'economia incidono, nella valutazione dei mercati, sul deprezzamento del dollaro rispetto alle altre principali valute.

L'economia giapponese, dopo la recessione del 2001, ha fatto registrare una debole ripresa innescata dalla forte accelerazione delle esportazioni (+8,1% nel 2002, -6,1% nel 2001). Il Pil è però aumentato solamente dello 0,3% a causa della forte contrazione della componente interna della domanda (figura 1.3 e tabella 1.1). Nel corso dell'anno si è infatti accentuato il calo dell'occupazione, soprattutto nelle imprese di grandi dimensioni; nonostante la riduzione dei prezzi al consumo si è assistito ad una contrazione sensibile dei salari reali che ha compresso ulteriormente il reddito disponibile delle famiglie e determinato un rallentamento nella dinamica dei consumi.

L'adozione di incisivi piani di ristrutturazione per ripristinare le condizioni di redditività delle imprese, ha determinato una considerevole espulsione di lavoratori soprattutto dal settore manifatturiero più esposto alla concorrenza internazionale. La strategia di trasferimento della produzione in alcuni Paesi emergenti dell'area asiatica ha determinato un aumento della disoccupazione di lungo periodo. Tale fenomeno è diffuso in Giappone soprattutto tra le fasce superiori di età per le quali le prospettive di un reinserimento lavorativo appaiono più remote.

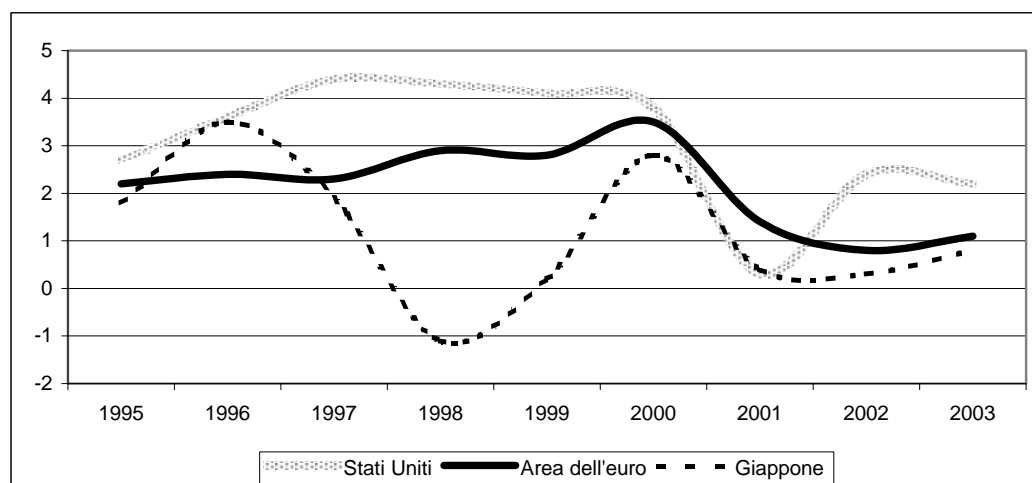
Tabella 1.1 – Pil e interscambio con l'estero. Variazione media annua. Anni 2001-2002 (%)

	2001			2002		
	Pil	Importazioni	Esportazioni	Pil	Importazioni	Esportazioni
Economie avanzate	0,9	-1,1	-1,0	1,8	2,1	2,0
USA	0,3	-2,9	-5,4	2,4	3,7	-1,5
Area euro	1,4	1,6	2,9	0,8	-0,2	1,3
Giappone	0,4	0,1	-6,1	0,3	2,0	8,1
Economie asiatiche di nuova industrializzazione	0,8	-6,5	-3,6	4,6	8,0	9,0
Paesi in via di sviluppo	3,9	2,2	2,9	4,6	5,7	5,5
Africa	3,6	5,2	0,4	3,4	4,1	1,4
Asia	5,7	2,4	1,9	6,5	11,4	11,6
Medio Oriente	1,4	0,9	5,8	4,5	9,7	0,3
America latina	0,6	1,8	3,5	-0,1	-6,5	-0,6
Economie in transizione	5,1	11,8	5,6	4,1	6,3	6,3
Europa centrale ed orientale	3,0			2,9		
Ex Unione Sovietica	6,3			4,8		
Mondo	2,3	*0,1		3,0	*2,9	

* Volume del commercio mondiale

Fonte: elaborazioni FEEM su dati FMI

Figura 1.3 - Pil reale – Variazioni tendenziali (%)



Fonte: elaborazioni FEEM su dati FMI

La graduale crescita dei profitti delle imprese ha stimolato una ripresa degli investimenti fissi non residenziali che, sebbene calino in media annua del 4,5%, sono cresciuti per quattro trimestri consecutivi a partire dal secondo trimestre del 2002.

A sostegno della debole domanda interna le autorità hanno adottato politiche espansive. Il bilancio pubblico ha fatto registrare un disavanzo pari al 6,7% del Pil, mentre le autorità monetarie hanno provveduto ad assicurare al sistema bancario abbondante liquidità a costo nullo. Alla fine del mese di ottobre 2002 è stato inoltre varato un piano di risanamento del settore bancario, a rischio per l'ingente ammontare di crediti in sofferenza sull'attivo dei maggiori istituti; il piano prevede l'istituzione di una agenzia pubblica incaricata di acquistare dalle banche i crediti in sofferenza di imprese in difficoltà ma potenzialmente profittevoli.

Nell'area dell'euro il prodotto interno lordo nel 2002 è aumentato dello 0,8% (1,4% nel 2001) (figura 1.3). La componente estera della domanda aggregata ha contribuito a sostenere la crescita in presenza di una caduta degli investimenti e del ristagno dei consumi delle famiglie, questi ultimi frenati dal peggioramento delle condizioni del mercato del lavoro (tabella 1.1). L'inflazione al consumo, depurata dalle componenti più erratiche, è scesa nel corso del 2002 dal 2,5% al 2% (figura 1.6). L'attenuato rischio inflazionistico e la necessità di rilanciare la componente interna della domanda ha indotto, nel dicembre 2002, la Banca Centrale Europea a diminuire di mezzo punto percentuale il tasso sulle principali operazioni di rifinanziamento che è stato fissato al 2,75%. Una riduzione ulteriore è stata effettuata nel marzo 2003 con la fissazione del tasso al 2,50%.

Le politiche fiscali sono state al contrario molto meno accomodanti. Gli elevati livelli dei disavanzi pubblici nei principali Paesi dell'area e gli stretti vincoli imposti dal Patto di Stabilità non hanno lasciato molti margini di manovra per l'adozione di politiche fiscali espansive.

Nel corso dell'anno 2002 si è registrato un ristagno della produzione soprattutto in Italia e Germania; a partire dal quarto trimestre la contrazione dell'attività economica ha interessato anche la Francia (figura 1.4). Italia e Germania registrano livelli di crescita inferiori alla media europea sin dal 1995: la debolezza della domanda interna caratterizza da alcuni anni l'economia tedesca, mentre l'Italia soffre una progressiva perdita di competitività.

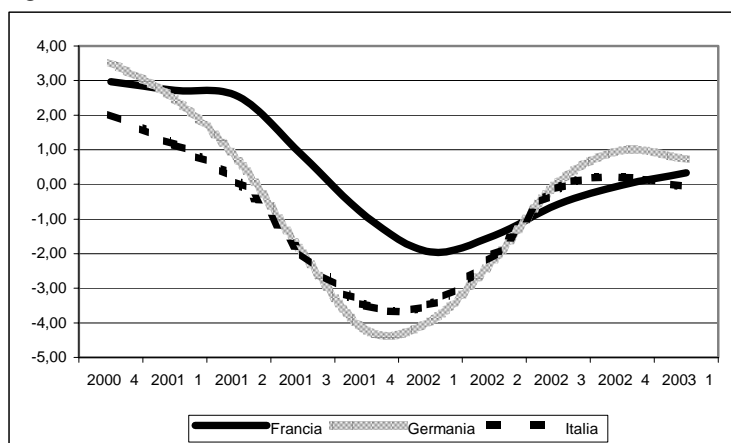
Il ristagno della domanda interna tedesca, soprattutto della componente che riguarda i consumi delle famiglie, trova origine nello sforzo finanziario seguito al processo di unificazione. I trasferimenti alle famiglie e gli aiuti per la ristrutturazione dell'apparato produttivo delle regioni orientali hanno determinato un forte deterioramento delle finanze pubbliche, solo parzialmente compensato dall'inasprimento della pressione fiscale. Negli anni più recenti, le aspettative di riforma dello Stato sociale hanno frenato i consumi delle famiglie. Il trasferimento di molte attività produttive nei Paesi dell'Europa centro-orientale ha inoltre ostacolato la crescita delle regioni orientali e comportato un rallentamento degli investimenti produttivi. La crescita è stata trainata dal buon andamento delle esportazioni, dirette per i tre quarti verso altri Paesi europei.

Le importazioni sono invece sensibilmente calate, influenzando negativamente le esportazioni degli altri Paesi dell'Unione: nel 2002 le esportazioni dell'Italia verso la Germania sono calate del 10%.

La perdita di competitività sui mercati internazionali è uno dei dati salienti relativi all'economia italiana, la cui quota di esportazioni sul totale mondiale si è ridotta del 20% tra il 1995 e il 2002. L'andamento delle esportazioni risente della congiuntura internazionale ma anche di alcune caratteristiche strutturali del sistema produttivo italiano quali il ritardo nell'introduzione di nuove tecnologie, la specializzazione settoriale e le difficoltà di innovazione delle imprese.

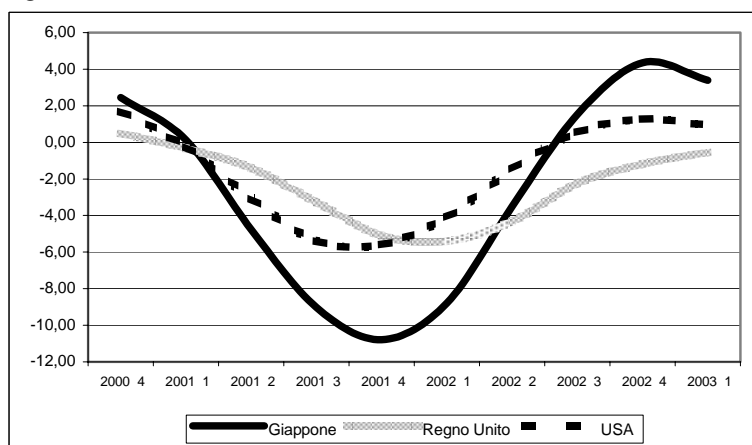
Nelle economie emergenti si è registrato un incremento del Pil superiore a quello registrato nel 2001 (tabella 1.1). La crescita è stata sostenuta nei Paesi asiatici di nuova industrializzazione, in Cina e in India. L'economia dei Paesi dell'America Latina ha invece ristagnato risentendo della grave crisi valutaria e finanziaria argentina. In Brasile la crescita è stata positiva ed ha accelerato

Figura 1.4 - Produzione industriale – Variazioni tendenziali annue*. Anni 2000-2002 (%)



*Variazione rispetto al trimestre corrispondente dell'anno precedente. Media mobile a tre termini
 Fonte: elaborazioni FEEM su dati IEA

Figura 1.5 - Produzione industriale – Variazioni tendenziali annue*. Anni 2000-2002 (%)



*Variazione rispetto al trimestre corrispondente dell'anno precedente. Media mobile a tre termini
 Fonte: elaborazioni FEEM su dati IEA

nel corso dell'anno beneficiando del deprezzamento del tasso di cambio e di un ingente prestito erogato a fine anno dal Fondo Monetario Internazionale.

Le economie asiatiche sono state favorite dalla ripresa del commercio internazionale verificatasi nella prima metà del 2002. Dell'incremento della domanda mondiale hanno beneficiato sia i Paesi di recente industrializzazione (Corea del Sud, Hong Kong, Singapore e Taiwan) sia i Paesi in via di sviluppo che esportano principalmente prodotti informatici (Malesia, Filippine e Thailandia).

In India si è registrata una crescita del 4,9% (4,2% nel 2001), sostenuta principalmente da politiche fiscali fortemente espansive che hanno portato il deficit di bilancio pubblico attorno al 10% del Pil.

L'economia cinese è cresciuta dell'8% nel 2002 (7,3% nel 2001). I consumi privati e la spesa pubblica hanno trainato la crescita. L'ingresso del Paese nell'Organizzazione Mondiale per il Commercio (dicembre 2001) ha stimolato l'afflusso di investimenti dall'estero ed ha permesso una crescita sia delle importazioni che delle esportazioni.

I mercati finanziari e valutari asiatici si sono mostrati stabili: le valute hanno segnato variazioni contenute rispetto al dollaro e i mercati azionari hanno fatto registrare andamenti sincroni a quello del mercato statunitense. Anche l'epidemia polmonare atipica che dalla primavera ha colpito molti Paesi dell'area, non ha influenzato significativamente i mercati azionari.

In America Latina le conseguenze della grave crisi finanziaria e valutaria argentina e l'adozione, in molti Paesi, di politiche economiche con orientamento restrittivo hanno determinato una stagnazione nel corso del 2002 (tabella 1.1). La svalutazione di molte valute nei confronti del dollaro ha contribuito alla favorevole dinamica delle esportazioni mentre l'inflazione, a livelli ancora piuttosto elevati, appare tuttavia sotto il controllo delle autorità monetarie.

Dopo una flessione vicina al 9% nel triennio 1999-2001, nel 2002 si è registrata in Argentina una caduta del Pil pari all'11%. La forte recessione è imputabile alle componenti interne della domanda compresse anche dall'orientamento restrittivo delle politiche di bilancio e monetaria, volto ad evitare il rischio di iperinflazione. L'abbandono del regime *di currency board* e la successiva svalutazione del 68% rispetto al dollaro ha favorito le esportazioni e si è trasferita solo parzialmente sui prezzi al consumo cresciuti, nel 2002, del 26%. I dati relativi al primo trimestre 2003 segnalano una ripresa dell'economia con una crescita del Pil del 4,5% rispetto al corrispondente trimestre del 2002. Il miglioramento della situazione economica e finanziaria ha consentito alle autorità di attenuare le restrizioni al prelievo dei depositi bancari in vigore dalla fine del 2001. Nel gennaio 2003, infine, l'Argentina ha beneficiato di un prestito di 6,8 miliardi di dollari erogato dal FMI.

In Brasile il Pil ha fatto registrare un incremento dell'1,5%. Il deprezzamento del tasso di cambio ha favorito la crescita delle esportazioni mentre, al contrario, la domanda interna è ristagnata per tutto il 2002. Per fronteggiare la ripresa dell'inflazione, cresciuta nel 2002 dal 7,7% al 12,5%, la Banca Centrale ha provveduto a innalzare, nel febbraio 2003, il tasso di sconto dal 19% al 26,5%.

Nel settembre 2002 il FMI aveva concesso un prestito di 30 miliardi di dollari. Il sostegno finanziario del FMI e il chiarimento del quadro politico nazionale scaturito dalle elezioni presidenziali di ottobre hanno contribuito ad allentare le pressioni sui mercati finanziari e valutari. Alla fine di maggio 2003 si registrava un apprezzamento del tasso di cambio con il dollaro e una riduzione del differenziale d'interesse con gli Stati Uniti.

In Messico si è registrato nel 2002 un incremento del Pil pari allo 0,9% (-0,3% nel 2001). La ripresa è stata trainata dalla crescita delle esportazioni e dal miglioramento della componente interna della domanda. Contemporaneamente, l'adozione di orientamenti restrittivi nella politica di bilancio e in quella monetaria, hanno consentito una riduzione della pressione inflazionistica dal 6,4% del 2001 al 5% del 2002.

In Russia il ritmo di crescita è diminuito rispetto all'anno precedente ma si è mantenuto su valori elevati (4,3%). La crescita dei consumi (+8,1%) è stata sostenuta, mentre gli investimenti hanno fatto registrare una forte decelerazione (+2,5% nel 2002, a fronte del +11,6 nel 2001), attribuibile principalmente al ritardo nell'attuazione delle riforme strutturali per il rafforzamento della concorrenza. La dinamica inflazionistica, seppur in diminuzione, si è mantenuta, nel corso del 2002, su livelli prossimi al 16%.

1.1.2 Le tendenze del 2003

Sull'evoluzione dell'economia del 2003 hanno gravato soprattutto le incertezze relative agli sviluppi della situazione geopolitica. Sin dall'estate 2002 l'accentuarsi di tensioni politiche internazionali aveva determinato un forte rincaro delle quotazioni petrolifere ed una riduzione dell'attività economica a livello globale.

La congiuntura economica degli Stati Uniti, in particolare, ha fatto registrare segnali contrastanti fino alla vigilia del conflitto in Iraq. Nel primo trimestre del 2003 il Pil è aumentato dell'1,6% rispetto al corrispondente trimestre dell'anno precedente. La situazione di incertezza ha determinato un ristagno degli investimenti e la diminuzione dell'acquisto di beni durevoli. Rispetto al trimestre precedente sono invece aumentati in misura consistente gli investimenti nelle nuove tecnologie informatiche e della comunicazione. I primi elementi relativi al secondo trimestre fanno registrare ritmi di crescita del Pil e dell'occupazione inferiori alle attese. Il miglioramento del clima di fiducia delle famiglie, il permanere di bassi tassi di interesse, e la diminuzione del prezzo del petrolio inducono a prevedere una ripresa dell'occupazione e degli investimenti tali da garantire tassi di crescita più elevati.

Tabella 1.2 - Pil e interscambio con l'estero. Variazione media annua. Anno 2003** (%)

	2003		
	Pil	Importazioni	Esportazioni
Economie avanzate	1,9	4,7	3,8
USA	2,2	4,6	1,6
Area euro	1,1	3,8	3,4
Giappone	0,8	8,1	8,4
Economie asiatiche di nuova industrializzazione	4,1	7,5	7,5
Paesi in via di sviluppo	5,0	4,7	3,7
Africa	3,9	6,4	3,6
Asia	6,3	6,1	4,0
Medio Oriente	5,1	5,0	7,4
America latina	1,5	0,9	0,1
Economie in transizione	4,0	6,1	5,9
Mondo	3,2	*4,3	

* Volume del commercio mondiale

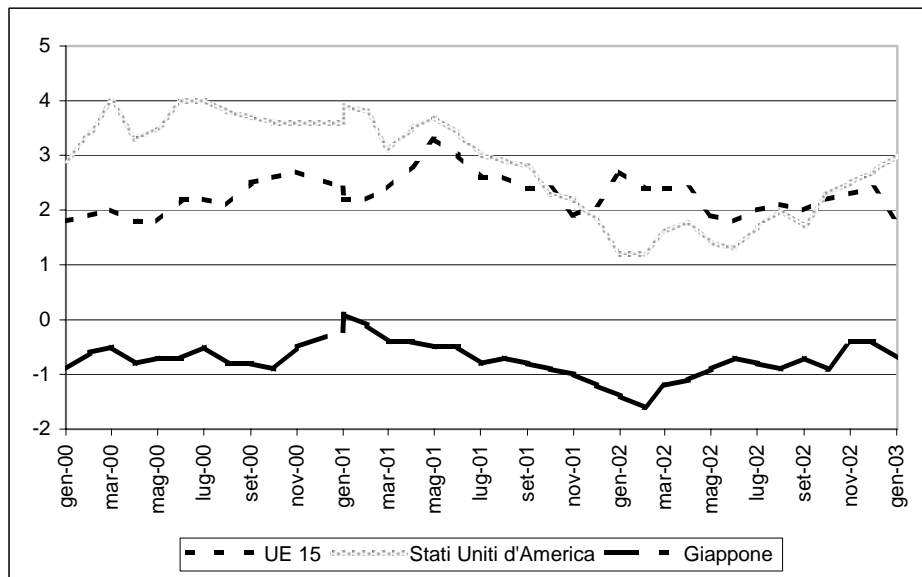
** Proiezioni

Fonte: elaborazioni FEEM su dati FMI

Le previsioni del FMI pubblicate ad aprile 2003² (tabella 1.2) indicano, in presenza di livelli del prezzo del petrolio prossimi ai 25 dollari al barile, un tasso di sviluppo del commercio mondiale del 4,3% e una crescita del Pil del 3,2%. I modesti tassi di crescita stimati sono da imputare soprattutto all'andamento dell'economia nel primo semestre. Dal secondo semestre si prevede un'accelerazione soprattutto grazie all'effetto traino svolto dall'economia degli Stati Uniti. In media annua si prevede per gli USA una crescita del Pil del 2,2%, con una accelerazione della crescita che nel quarto trimestre potrebbe risultare del 3,5% più elevata rispetto al corrispondente periodo del 2002.

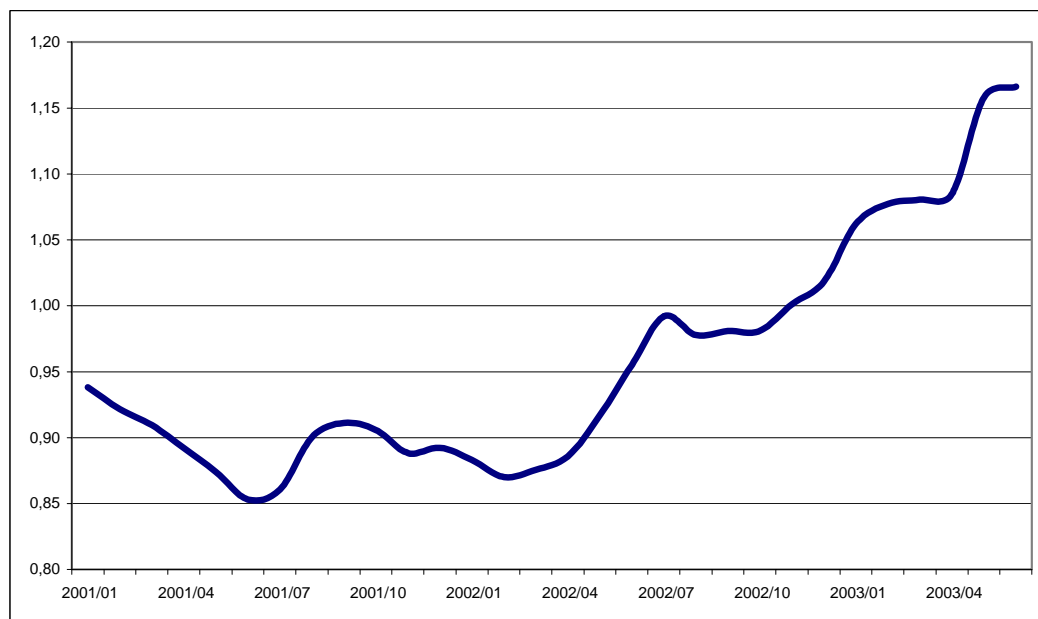
² FMI, World Economic Outlook, aprile 2003

Figura 1.6 - Inflazione (%)



Fonte: elaborazioni FEEM su dati ISTAT, EUROSTAT, FMI

Figura 1.7 - Cambio dollaro euro



Fonte: UIC

I problemi strutturali dell'economia giapponese, inducono a valutazioni pessimistiche circa le prospettive di ripresa economica. Le previsioni del FMI stimano infatti una crescita del Pil pari a circa lo 0,8%.

Nonostante la negativa influenza dell'epidemia di polmonite acuta che ha colpito molti Paesi dell'area, si stima che la crescita economica possa mantenersi a livelli prossimi al 6% negli altri Paesi dell'Asia, Cina e India incluse. Anche in America Latina, grazie alla contenuta ripresa dell'attività produttiva in Brasile e Argentina, il Pil potrebbe tornare a crescere nuovamente seppur a livelli prossimi all'1,5%.

Nell'area dell'euro si prevede una crescita del Pil pari all'1,1%, di poco più elevata della crescita registrata nel 2002. Le previsioni sull'andamento dei prezzi indicano una stima per l'inflazione al consumo pari all'1,8% nel 2003 e all'1,6% nel 2004. Tali aspettative hanno indotto la Banca Centrale Europea a intervenire in relazione agli sviluppi dell'economia dell'area: il tasso ufficiale di sconto, già ridotto dello 0,5% in dicembre, è stato ulteriormente ridotto dello 0,25% il 6 marzo 2003 e il 5 giugno 2003. La decisione di fissare il costo del denaro al 2%, il livello più basso dal 1948, è stata determinata anche dalla necessità di fronteggiare gli effetti dell'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro (24% in 12 mesi).

1.1.3 Le prospettive future

Le prospettive di crescita dell'economia mondiale continuano a risentire dei fattori di incertezza che hanno frenato la ripresa nel corso del 2002 e della prima parte del 2003. Dopo la conclusione del conflitto in Iraq non si sono dissolti i dubbi sulla possibilità di una stabilizzazione rapida della situazione politica in Medio Oriente e circa i timori di nuove azioni terroristiche.

D'altro canto la discesa delle quotazioni dei prodotti petroliferi e le aspettative sull'evoluzione futura delle stesse, inducono ad un moderato ottimismo riguardo la dinamica dell'inflazione che si colloca su livelli molto bassi nelle principali aree industriali. I timori per le conseguenze negative della deflazione, più volte ribaditi dalle autorità monetarie dei principali Paesi industrializzati, potrebbero indurre ad adottare con meno timidezza politiche economiche di orientamento espansivo. Il rilancio della domanda interna delle maggiori economie sembra infatti il nodo cruciale per la ripresa economica internazionale.

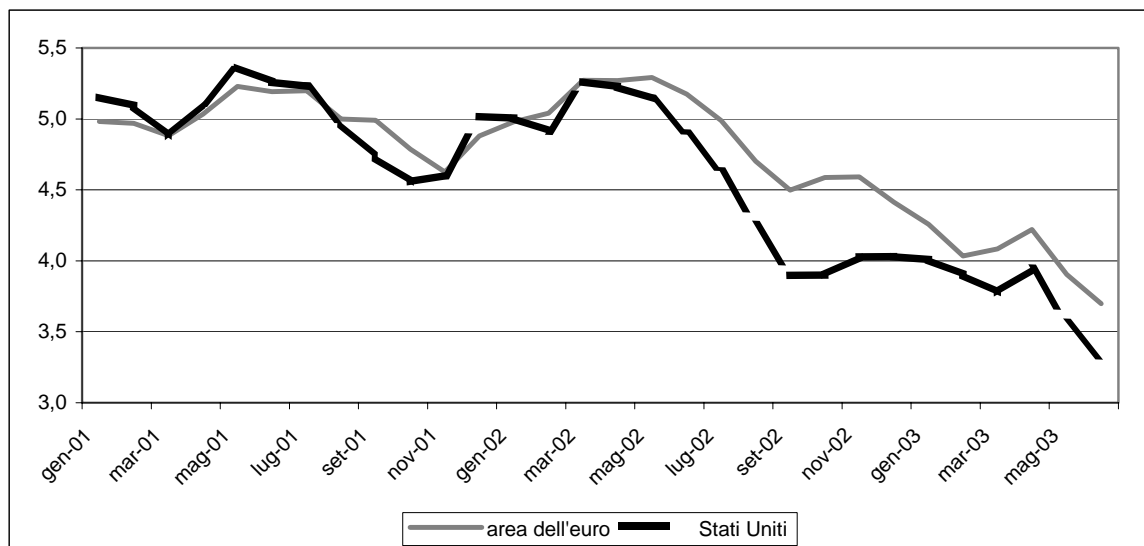
La sostanziale stabilità del sistema finanziario e bancario, capace di assorbire le crisi attraverso la diffusione di strumenti più efficienti nella gestione dei rischi, appare ad oggi uno degli elementi positivi del quadro macroeconomico internazionale.

L'entità del debito estero degli Stati Uniti è però un fattore di potenziale destabilizzazione soprattutto in presenza di una dinamica dei tassi di cambio che vede il dollaro deprezzarsi nei confronti delle altre principali valute. I proventi dell'enorme attivo commerciale giapponese nei confronti degli Stati Uniti, per esempio, sono stati investiti in titoli del Tesoro degli Stati Uniti e detenuti dagli istituti finanziari nipponici. In presenza di una dinamica dei tassi di cambio che fa registrare il costante deprezzamento del dollaro, le attività denominate in dollari perdono di valore, aggravando la fragile situazione del settore bancario giapponese.

Sul piano produttivo, l'effetto moltiplicativo delle spese militari e di quelle per la ricostruzione in Iraq fa crescere le aspettative di redditività per le imprese americane, mentre è logico prevedere una riduzione dei margini di profitto delle imprese europee e giapponesi, rese meno competitive dall'apprezzamento delle rispettive valute. La possibilità di una ripresa del processo di accumulazione negli Stati Uniti è evidenziata da una recente indagine della Federal Reserve in cui si sottolinea che la flessione dell'accumulazione sarebbe imputabile ad un eccesso di capacità produttiva che interessa esclusivamente le costruzioni non residenziali e non i macchinari o il capitale digitale. Le prospettive circa l'andamento della produttività e le prospettive di sviluppo dell'economia sarebbero quindi meno incerte anche considerando che l'impulso al settore delle costruzioni sta avvenendo grazie alla cresciuta domanda di abitazioni.

La possibile ripresa della domanda interna degli Stati Uniti potrebbe rilanciare anche le esportazioni dei Paesi asiatici che producono materiale informatico. Sembra che tali economie abbiano rapidamente superato la crisi innescata dall'epidemia di polmonite atipica e dalle restrizioni alla mobilità collegate con le misure di prevenzione e profilassi.

Figura 1.8 - Tassi d'interesse decennali (%)



Fonte: elaborazioni FEEM su dati IEA

1.2 DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA

1.2.1 Uno sguardo di sintesi

I consumi mondiali di energia primaria sono aumentati nel 2002 del 2,6%, tasso significativamente superiore a quello medio del decennio precedente e di tre volte e mezzo più elevato rispetto a quello del 2001. L'andamento dipende fundamentalmente dalla ripresa economica dell'area asiatica e, in misura minore, dal rilancio dei consumi energetici negli Stati Uniti dopo il crollo dell'anno precedente (tabella 1.3).

Tabella 1.3 - Consumi di energia primaria per area geografica (Mtep)

	2001	2002	Variazione 2002/2001 (%)	Quota 2002 (%)
Nord America	2670,5	2715,4	1,7	28,9
America centrale e meridionale	448,7	448,2	-0,1	4,8
Europa occidentale*	1774,5	1757,8	-0,9	18,7
Ex URSS, economie in transizione**, Turchia	1070,8	1071,7	0,1	11,4
Medio Oriente	396,5	403,1	1,6	4,3
Africa	284,7	291,0	2,2	3,1
Asia e Pacifico	2519,6	2717,8	7,9	28,9
Mondo	9165,3	9405,0	2,6	100,0
di cui: Unione europea (15)	1483,7	1468,9	-1,0	15,6
OCSE	5314,0	5346,1	0,6	56,8
Ex URSS	944,6	946,1	0,2	10,1

*include i Paesi candidati all'ingresso nella UE; **Bulgaria, Romania

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

Nel 2002 circa il 38% dei consumi mondiali era rappresentato dal petrolio, il carbone era la seconda fonte in ordine di importanza (poco meno del 26%) e il gas naturale copriva poco più del 24%. Il restante 13% era quasi equamente diviso tra energia idroelettrica e nucleare.

Un'analisi della domanda per fonti, evidenzia una crescita del carbone (6,9%), determinata da una relativa convenienza rispetto agli altri prodotti energetici e dallo sviluppo del settore termoelettrico in Cina. La crescita della domanda di gas naturale si è mantenuta su livelli elevati (2,8%) ma inferiori a quelli degli anni più recenti, a causa del parziale spiazzamento della domanda a favore del carbone. Le altre fonti si attestano su tassi di crescita più modesti (tabella 1.4).

Tabella 1.4 - Energia primaria: consumo per fonti e aree geografiche. Anno 2002 (Mtep)

							Variazione 2002/2001 (%)					
	Petrolio	Gas naturale	Carbone	Nucleare	Idroelettrico	Totale	Petrolio	Gas naturale	Carbone	Nucleare	Idroelettrico	Totale
Nord America	1064,9	711,2	591,5	205,0	142,4	2715,4	-0,3	3,4	1,5	1,2	10,4	1,7
America centrale e meridionale	214,8	88,2	17,8	4,7	122,7	448,2	-1,8	0,2	-8,7	-7,8	4,7	-0,1
Europa e Eurasia	925,2	939,5	506,1	280,0	178,9	2829,5	-0,6	2,0	-3,3	1,4	-8,2	-0,6
Medio Oriente	207,4	185,1	8,4	-	1,9	403,1	0,5	2,5	5,0	-	26,7	1,7
Africa	118,6	60,7	90,6	2,9	18,5	291,0	1,8	3,4	1,6	11,5	3,4	2,2
Asia e Pacifico	991,6	297,3	1183,5	118,0	127,7	2717,8	1,5	4,8	16,0	3,0	2,8	7,9
Mondo	3522,5	2282,0	2397,9	610,6	592,1	9405,0	0,2	2,8	6,9	1,6	1,3	2,6
di cui: UE (15)	634,4	347,2	216,8	201,7	69,2	1468,9	-0,8	0,8	0,6	-0,1	-16,1	-1,0
ex URSS	168,3	511,9	160,5	53,4	52,0	946,1	0,5	2,8	-7,8	4,3	-3,9	0,2

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

L'intensità energetica, ovvero l'energia necessaria all'unità di prodotto lordo, è nel complesso diminuita in tutte le aree economiche, con l'eccezione della zona asiatica e dell'America centrale e meridionale (tabella 1.5).

In Asia l'intensità cresce soprattutto per l'aumento dei consumi del settore trasporti: usufruendo dell'incremento del reddito disponibile, infatti, la domanda delle famiglie si è rivolta all'acquisto di mezzi di trasporto. La crescente penetrazione elettrica ha anche accompagnato lo sviluppo delle economie asiatiche accentuando la domanda di combustibili fossili per la generazione elettrica. In America centrale e meridionale, la crescita dell'intensità energetica dipende dal marcato calo del Pil nei principali Paesi dell'area, a seguito della crisi finanziaria che ha coinvolto l'Argentina e influenzato le altre economie della regione.

Tabella 1.5 - Intensità energetica per area geografica. Numeri indice 1995=100

	1995	2000	2001	2002
Nord America	100,0	88,8	85,7	85,0
America centrale e meridionale	100,0	104,1	102,9	103,0
Europa occidentale*	100,0	93,0	92,6	90,4
Ex URSS, economie in transizione**, Turchia	100,0	87,8	85,8	82,7
Medio Oriente	100,0	100,8	100,4	99,8
Africa	100,0	93,7	92,6	93,0
Asia e Pacifico	100,0	82,6	82,7	85,5
Mondo	100,0	88,4	87,0	86,9

*include i Paesi candidati all'ingresso nella UE; **Bulgaria, Romania

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

Il Nord America, che copre il 29% dei consumi mondiali di energia primaria, ha fatto registrare un incremento dell'1,7% rispetto al 2001, anno in cui si era verificata una flessione considerevole (-2,5% negli Stati Uniti). La ripresa della domanda di energia nel 2002, che dipende in parte dalle sfavorevoli condizioni climatiche invernali, evidenzia anche un ritorno verso ritmi di crescita economica più sostenuti anche se notevolmente inferiori a quelli del decennio precedente. La composizione della domanda per fonti evidenzia il ruolo preponderante del petrolio nella copertura del fabbisogno energetico, con una quota del 39%. Il gas copre il 26% della domanda primaria, il carbone il 22%, l'energia nucleare il 7% e quella idroelettrica il 5%.

I consumi di energia primaria dei Paesi dell'America centrale e meridionale coprono meno del 5% del totale mondiale. La composizione dei consumi per fonti evidenzia il ruolo marginale svolto dal carbone (4%) e dall'energia nucleare (1%); rilevante è la quota di domanda soddisfatta per mezzo della fonte idroelettrica (27%) di cui il Brasile è uno dei principali produttori a livello mondiale. Il petrolio copre quasi la metà della domanda primaria dell'area, mentre il restante 20% è soddisfatto con il ricorso al gas naturale. Nel corso del 2002 i consumi di energia primaria si sono mantenuti sui livelli dell'anno precedente, con un tasso di crescita superiore a quello del 2001 (-0,5%) ma inferiore a quello medio dell'ultimo decennio (3%). La marcata flessione del Pil dell'area ha determinato un incremento dell'intensità energetica.

Il 30% della domanda mondiale è coperto dall'area eurasiatica, in cui particolare rilevanza hanno i Paesi dell'ex Unione Sovietica e quelli dell'Unione europea.

La domanda di energia primaria dei Paesi dell'Unione europea equivale al 15,6% del totale mondiale. La composizione per fonti mette in luce la grande importanza nella copertura del fabbisogno energetico rivestita da gas naturale (24%), petrolio (42%) ed energia nucleare (14%). La parte restante del fabbisogno è coperta per mezzo degli apporti idroelettrici (quasi 6%) e dal carbone (14%). Nel corso del 2002 i Paesi dell'Unione europea hanno diminuito la propria domanda di energia primaria rispetto all'anno precedente (1%). La stagnazione dell'economia e

l'incentivazione di misure volte a favorire l'efficienza energetica hanno influito sulla domanda complessiva. In lieve controtendenza rispetto all'evoluzione degli anni più recenti, si è registrato un arretramento della domanda di gas naturale a favore del carbone.

I paesi dell'ex Unione Sovietica (11,4% della domanda mondiale), dopo un decennio in cui i consumi di energia erano diminuiti a causa della difficile situazione economica, hanno evidenziato dal 1999 una ripresa dei consumi di energia primaria. L'incremento dello 0,2% registrato nel 2002, seppur inferiore a quello dell'anno precedente, rimane più elevato di quello medio annuo del decennio 1992-2001 (-3% circa). L'abbondanza delle risorse dell'area, l'accresciuta capacità imprenditoriale nel settore energetico e lo sviluppo di infrastrutture, hanno permesso una crescita negli ultimi anni anche dei consumi primari di gas naturale, che coprono il 54% dei consumi totali. Petrolio e carbone, con quote del 18% e 17%, costituiscono una parte considerevole del fabbisogno complessivo. Nonostante un parco centrali particolarmente obsoleto, di assoluta rilevanza è anche l'apporto della produzione elettronucleare (6%). La quota rimanente del fabbisogno è coperta tramite gli apporti idroelettrici (5%).

Il Medio Oriente contribuisce per il 4,3% al consumo mondiale di energia primaria. L'abbondanza di risorse nell'area determina una copertura del fabbisogno limitata alle fonti fossili. Il petrolio soddisfa il 52% della domanda di energia primaria, il gas il 46% e il carbone copre una quota marginale del 2%. L'incremento dei consumi primari verificatosi nel 2002 (+1,6%) è inferiore alla crescita registrata nel 2001 (+2,9%). Il rallentamento della crescita dei consumi è ancor più marcato se riferito alla media del decennio 1992-2001 (+4%).

Il continente africano copre una quota totale dei consumi mondiali di energia primaria del 3,1%. La domanda è coperta per il 41% dal petrolio e per il 31% dal carbone. Di rilievo è anche il consumo di gas naturale (21%) e di energia idroelettrica (6%). L'incremento dei consumi primari nel 2002, pari al 2,2% rispetto all'anno precedente, risulta sostanzialmente in linea con l'incremento dell'anno precedente (+2,4%) e di poco inferiore a quello del decennio 1992-2001 (+2,5%).

I Paesi asiatici e quelli dell'area del Pacifico coprono una quota dei consumi mondiali di energia primaria equivalente a quella dell'area nordamericana. Di assoluto rilievo la quota di energia primaria consumata da Cina, India e Giappone, pari al 66% del totale dell'area. La fonte largamente più importante è il carbone (44%) utilizzato prevalentemente nella generazione elettrica, ma in molti Paesi anche nell'industria e nel settore residenziale. Il petrolio copre il 36% del fabbisogno complessivo, mentre una quota relativamente bassa dei consumi primari dipende dal gas naturale (11%). Il restante 10% è quasi equamente suddiviso tra energia nucleare e idroelettrica. L'incremento dei consumi energetici nel 2002 è stato del 7,9% rispetto all'anno precedente. Se confrontato con il tasso di crescita del 2001 (2,9%) e con il tasso di crescita del decennio precedente (3%) l'incremento risulta di entità eccezionale. Sebbene l'economia dell'area abbia fatto registrare una ripresa nel corso del 2002, il tasso di crescita economica rimane inferiore alla crescita dei consumi di energia, evidenziando un incremento dell'intensità energetica. La crescita dei consumi energetici dell'area asiatica è il risultato di anni di sviluppo economico sostenuto che ha portato a modificazioni nella struttura dei consumi delle famiglie e a trasformazioni della struttura produttiva di alcuni Paesi dell'area.

1.2.2 Petrolio

Il petrolio rappresenta la fonte energetica più utilizzata a livello mondiale, con una quota pari a circa il 38% dei consumi primari di energia.

Nel 2002 la domanda mondiale di petrolio è rimasta stabile sui livelli dell'anno precedente (figura 1.9). L'analisi dei consumi per aree geografiche evidenzia però andamenti piuttosto diversificati (tabella 1.6).

Il Nord America copre più del 30% della domanda mondiale; oltre il 65% dei consumi della regione proviene dal settore trasporti. Nel corso dell'anno si è registrata una lieve contrazione dei consumi sulla quale ha influito soprattutto il rallentamento dell'attività economica. In particolare, la crisi del settore aereo dopo gli attentati terroristici del settembre 2001 ha provocato la forte contrazione dei consumi di combustibili per aviazione. La domanda di benzina ha continuato invece a salire soprattutto negli Stati Uniti e in Canada, l'unico dei tre Paesi dell'area in cui la domanda complessiva di petrolio è cresciuta rispetto all'anno precedente.

Tabella 1.6 - Consumi di petrolio per area geografica (migliaia di barili giorno)

	2000	2001	2002	Variazione 2002/2001 (%)	Quota nel 2002 (%)
Nord America	23473	23441	23487	-0,3	30,2
America centrale e meridionale	4662	4684	4590	-1,9	6,1
Europa occidentale*	14504	14689	14552	-0,9	19,2
di cui: Unione europea (15)	13371	13535	13409	-0,9	18,0
Ex URSS, economie in transizione**, Turchia	4831	4778	4792	0,3	6,6
Medio Oriente	4320	4309	4338	0,5	5,9
Africa	2451	2481	2527	1,8	3,4
Asia e Pacifico	20939	21000	21399	1,5	28,1
Mondo	75254	75453	75747	0,1	100,0

*include i Paesi candidati all'ingresso nella UE; **Bulgaria, Romania

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

I consumi di petrolio coprono quasi la metà della domanda di energia dei Paesi dell'America centrale e meridionale. Nel corso del 2002 si è verificata una contrazione dei consumi del 2%. Particolarmente evidente è stato il calo dei consumi in Argentina, dove la svalutazione del peso ha determinato il raddoppio dei prezzi dei prodotti petroliferi. In Colombia e Uruguay la recessione economica ha depresso la domanda di energia, mentre in Brasile l'incerto quadro politico ha frenato per la prima parte dell'anno gli investimenti provenienti dall'estero e determinato un rallentamento dell'attività economica. I forti contrasti politici interni sono la causa anche del calo dei consumi in Venezuela che, iniziato alla fine dell'anno, si è protratto per gran parte del 2003. Il consumo di petrolio per la generazione di elettricità è destinato a calare nell'area a seguito dello sviluppo di grandi bacini idroelettrici e alla costruzione di impianti alimentati a gas naturale.

I Paesi dell'Europa occidentale coprono una quota dei consumi mondiali di poco inferiore al 20%. Nel corso del 2002 i consumi hanno subito un calo prossimo all'1%, che trae origine dalla crescente penetrazione del gas naturale e dal rallentamento dell'attività economica nelle maggiori economie dell'area. Tra i prodotti petroliferi si registra il crescente utilizzo di nafta per motori diesel e la contestuale riduzione di benzina. Nei Paesi dell'Europa orientale candidati all'ingresso nell'Unione europea, la relativa abbondanza e convenienza del carbone contribuisce a mantenere bassa (inferiore al 26%) la quota di petrolio sul totale delle fonti energetiche utilizzate.

I Paesi dell'ex Unione Sovietica, quelli con economia in transizione e la Turchia, che coprono una quota della domanda mondiale inferiore al 7%, hanno fatto registrare un lieve incremento dei consumi nel 2002. All'interno dell'area si è però registrata una certa disomogeneità nell'andamento della domanda, legata prevalentemente alla fase di congiuntura economica attraversata dai Paesi della regione. La crisi economica che ha interessato la Turchia nell'ultimo biennio ha contribuito al forte calo della domanda; i Paesi dell'ex Unione Sovietica e gli altri Paesi dell'Europa orientale hanno al contrario evidenziato una crescita dei consumi, soprattutto nel settore dei trasporti. Di particolare importanza è l'incremento della domanda di combustibile per aviazione registrato nella Federazione russa in relazione alla crescita del trasporto aereo, determinata dalla vastità del Paese e dalla crescita del reddito disponibile.

La crescita economica dell'area asiatica ha sostenuto la domanda di prodotti petroliferi, in aumento dell'1,5% rispetto al 2001. Le economie dell'area asiatica e del Pacifico coprono più del 28% della domanda mondiale e hanno fatto registrare, in media, un incremento dei consumi nel corso dell'anno. Fa eccezione il Giappone, soprattutto a causa della profonda crisi economica che attraversa. L'incremento di consumi nel settore della generazione elettrica registrato, nell'ultimo trimestre dell'anno, è da considerare come un evento episodico legato alla contemporanea interruzione della produzione di alcune centrali elettronucleari.

La crescente sostituzione di carbone e combustibili tradizionali non commerciali nel settore residenziale ha determinato il forte incremento della domanda di petrolio (circa 6%) in Cina. La crescita del reddito ha favorito l'acquisto di autoveicoli e la crescita di consumi dal settore trasporti. Analoga situazione si è verificata in India, ma con una crescita dei consumi meno marcata (1%).

Anche gli altri Paesi dell'area asiatica hanno evidenziato un incremento della domanda rispetto al 2001, anno in cui gli effetti della crisi economica dell'area avevano indotto un generalizzato rallentamento dei consumi energetici. La Corea del Sud, in particolare, anche grazie ai flussi turistici e al rilancio di alcuni settori economici a seguito dell'organizzazione dei Campionati Mondiali di Calcio, ha incrementato del 2% circa i propri consumi di petrolio e prodotti derivati. Nei Paesi esportatori di prodotti informatici (Malaysia, Thailandia) si è registrato un incremento percentuale della domanda anche superiore al tasso di crescita che si è verificato in Cina. Influisce sulla domanda di prodotti petroliferi di questi ultimi Paesi anche la crescente liberalizzazione degli scambi e l'abbassamento delle tariffe doganali deciso dall'ASEAN (Association of Southeast Asian Nations).

I Paesi del Medio Oriente coprono il 6% della domanda mondiale di petrolio. In tali Paesi si è verificato, nel 2002, un incremento di domanda dello 0,5%. La crescita dei consumi di petrolio nella regione è stata parzialmente attenuata dal ricorso al gas naturale in molti Paesi. Il petrolio copre più della metà dei consumi energetici dell'area e - nonostante la crescente penetrazione del gas naturale - la relativa indisponibilità di carbone, di risorse idroelettriche e di energia nucleare inducono a ritenere che tale quota possa mantenersi stabile nel medio periodo.

I Paesi africani hanno fatto segnare un incremento dei consumi dell'1,8% rispetto al 2001. Gran parte dell'incremento proviene dal settore trasporti mentre il consumo nel settore residenziale, in quello industriale e nella generazione elettrica rimane sostanzialmente basso per la disponibilità di fonti alternative al petrolio. In particolare il Sud Africa, la più grande economia del continente, è fortemente dipendente dal carbone e provvederà nel medio periodo ad aumentare le proprie importazioni dal Mozambico.

La produzione mondiale di petrolio è calata dello 0,7% rispetto al 2001, passando da 74,3 milioni di barili/giorno (74,3 Mb/g) a 73,9 Mb/g (tabella 1.7). La contrazione ha interessato principalmente i Paesi OPEC, che hanno ridotto la produzione di 1,9 Mb/g. Pur garantendo la continuità degli approvvigionamenti, l'OPEC ha adottato una politica di difesa del prezzo imposta dalla crescita dei Paesi produttori concorrenti (tra cui Federazione russa, Norvegia e Messico) e dal ripetuto superamento delle quote da parte di alcuni Paesi aderenti all'organizzazione.

L'offerta di greggio è stata caratterizzata da un ulteriore aumento della produzione non OPEC dello 0,7 Mb/g (1,8%) su base annua; la Federazione russa, con 7,7 Mb/g e una quota di mercato del 10,7%, si colloca ormai al secondo posto nella graduatoria mondiale, dietro l'Arabia Saudita (11,8%).

A fronte del calo della produzione, la domanda è stata soddisfatta attraverso la riduzione degli stoccaggi che si è manifestata nel corso dell'anno. Questi, controllati dall'industria petrolifera nell'area OCSE, sono calati tra gennaio e dicembre del 6%, da 2.651 milioni di barili a 2.484 milioni di barili (fonte AIE, Parigi). Tale riduzione è stata solo in parte compensata da un aumento delle scorte detenute e/o controllate dai governi OCSE, passate da 1.226 a 1.272 milioni di barili. Le

diverse aree geografiche ne hanno comunque risentito in maniera dissimile. In Nord America, i giorni di consumo sono scesi da 77 a 73 tra gennaio e dicembre a fronte di una riduzione lieve per i Paesi europei dell'area OCSE e di una più marcata per i Paesi OCSE del Pacifico.

Tabella 1.7 - Produzione di petrolio per area geografica* (migliaia di barili giorno)

	2000	2001	Variazione 2002/2001 (%)	Quota nel 2002 (%)
Nord America	13942	14163	1,7	18,7
America centrale e meridionale	6788	6654	-2,1	9,4
Europa occidentale	6653	6613	-0,6	8,8
Ex URSS e economie in transizione	8789	9609	9,3	13,3
Medio Oriente	22388	20973	-6,5	28,5
Africa	7868	7937	0,8	10,6
Asia e Pacifico	7921	7987	0,7	10,7
Mondo	74350	73935	-0,7	100,0
di cui: OCSE	21341	21516	0,8	28,4
OPEC	30105	28240	-6,4	38,4
Non-OPEC **	35586	36214	1,8	48,6
Ex URSS	8659	9482	9,4	13,1

* Include gas naturale liquefatto (GNL), non comprende combustibili liquidi da carbone e derivati

** Non comprende l'ex URSS

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

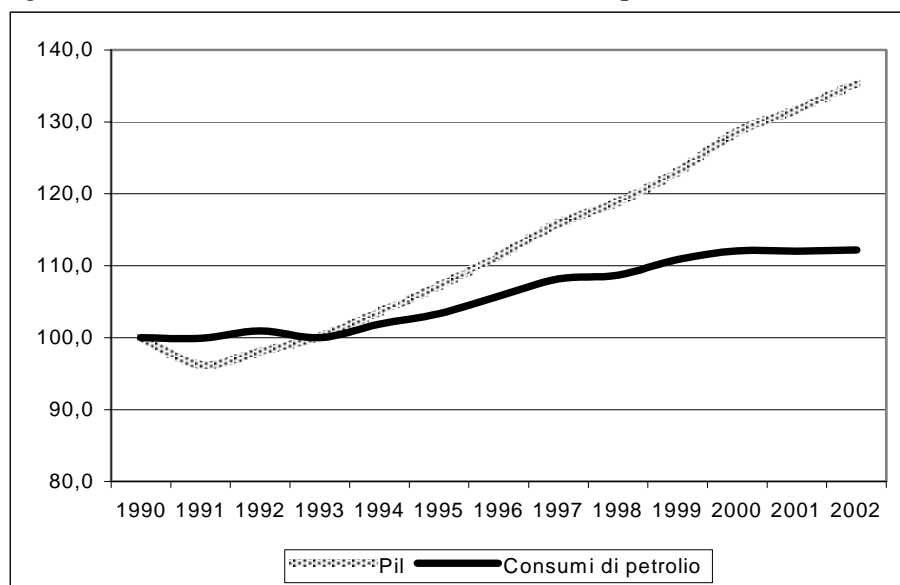
Tra la fine del 2002 e la vigilia dei preparativi per l'azione militare contro l'Iraq, la continuità degli approvvigionamenti petroliferi è stata minacciata dallo sciopero dei lavoratori dell'industria petrolifera del Venezuela, che ha comportato un dimezzamento dell'offerta di questo Paese a fronte di una produzione normale di circa 3 milioni di b/g.

Pur essendo dirette tradizionalmente verso gli Stati Uniti, le esportazioni di greggio del Venezuela hanno comunque un peso rilevante per l'equilibrio dei mercati internazionali del greggio.

L'interruzione prolungata della produzione venezuelana e di quella irachena (più di 5 Mb/g), avrebbe causato un deficit produttivo impossibile da compensare ricorrendo alla capacità produttiva inutilizzata a livello mondiale, concentrata per lo più in Arabia Saudita (circa 2-3 milioni di b/g). Tale prospettiva aveva fatto temere la necessità di fare ricorso agli stoccaggi industriali e strategici secondo le modalità previste in ambito AIE.

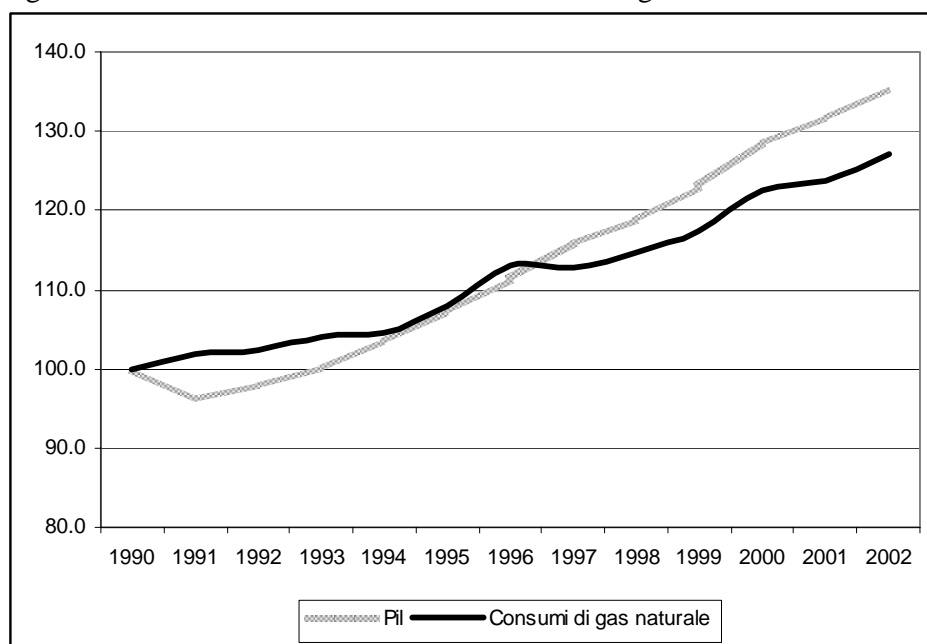
In realtà il deficit di offerta che si è realmente verificato all'inizio del 2003 è stato inferiore a quanto temuto; la produzione irachena ha ampiamente superato i 2 Mb/g e il deficit di produzione di greggio del Venezuela è stato coperto con l'aumento della produzione dell'Arabia Saudita e di altri Paesi, nonché con il ricorso alle scorte industriali.

Figura 1.9 - Economia mondiale: Pil e consumi di petrolio. Numeri indice 1990=100



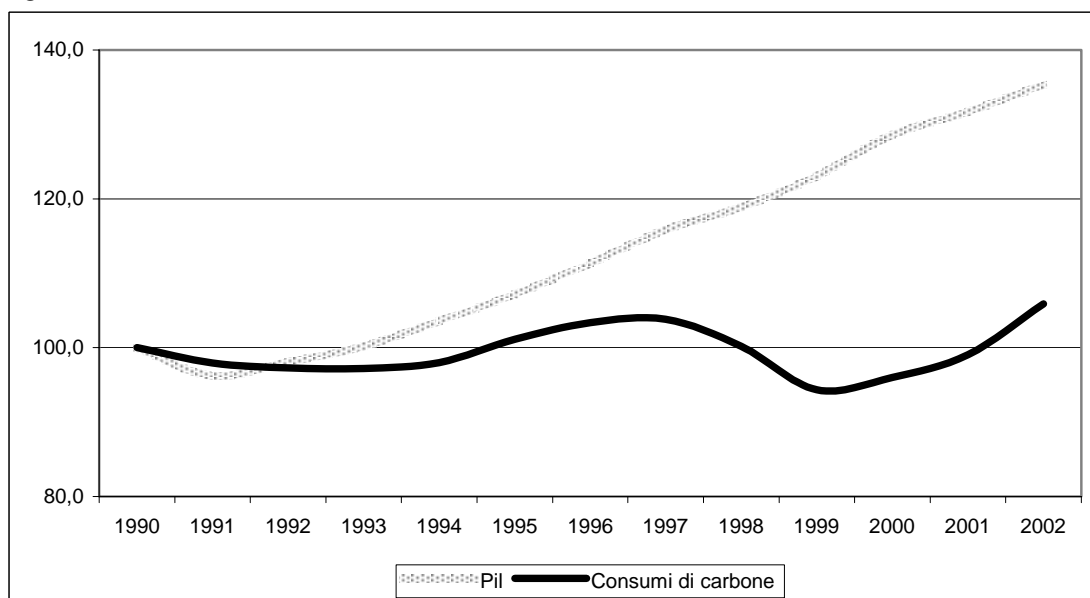
Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP, ENERDATA S.A.

Figura 1.10 - Economia mondiale: Pil e consumi di gas naturale. Numeri indice 1990=100



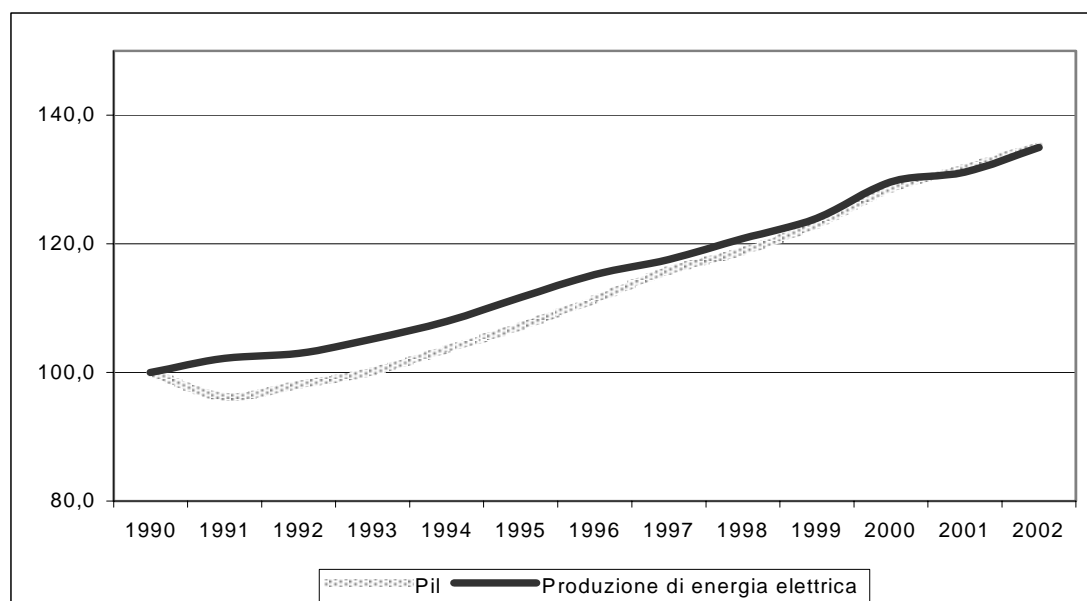
Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP, ENERDATA S.A.

Figura 1.11 - Economia mondiale: Pil e consumi di carbone. Numeri indice 1990=100



Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP, ENERDATA S.A.

Figura 1.12 - Economia mondiale: Pil e produzione di energia elettrica. Numeri indice 1990=100



Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP, ENERDATA S.A.

1.2.3 Gas naturale

Il gas naturale copre quasi un quarto del fabbisogno energetico mondiale e rappresenta la terza fonte per ordine di importanza, con livelli di consumo vicini a quelli del carbone.

Il Nord America copre quasi un terzo dei consumi, i Paesi dell'ex Unione Sovietica quasi un quarto, l'Europa occidentale circa il 17% e i Paesi asiatici e del Pacifico il 13%.

Tabella 1.8 - Consumi di gas naturale per area geografica (Mtep)

	2001	2002	Variazione 2002/2001 (%)	Quota nel 2002 (%)
Nord America	687,8	711,2	3,4	31,2
America centrale e meridionale	88,0	88,2	0,2	3,9
Europa occidentale*	390,9	393,8	0,7	17,2
Ex URSS, economie in transizione**, Turchia	529,8	545,7	3,0	23,9
Medio Oriente	180,6	185,1	2,5	8,1
Africa	58,7	60,7	3,3	2,7
Asia e Pacifico	283,7	297,3	4,8	13,0
Mondo	2219,5	2282,0	2,8	100,0
di cui: Unione europea (15)	344,6	347,2	0,8	15,2
OCSE	1206,5	1235,6	2,4	54,1
Ex URSS	497,8	511,9	2,8	22,4

*include i Paesi candidati all'ingresso nella UE; ** Bulgaria, Romania

Le differenze tra i dati sulla produzione e quelli sui consumi dipendono dalle variazioni degli *stock* negli impianti di liquefazione e nei siti di immagazzinamento

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

Nel corso del 2002 i consumi mondiali sono cresciuti del 2,8%, un tasso di crescita superiore a quello dell'ultimo decennio (2,1%) ma minore del tasso di crescita del Pil (3%) (figura 1.10).

Il rallentamento è stato particolarmente evidente nell'Unione europea, dove l'andamento dei prezzi relativi ha favorito il ricorso al carbone nel settore della generazione elettrica (tabella 1.8).

La ripresa della domanda è stata trainata dai consumi degli Stati Uniti, in cui la crescente richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta mediante il ricorso all'energia nucleare, a quella idroelettrica e, in misura minore, anche al gas naturale. Anche i Paesi asiatici, seppur orientati verso lo sviluppo di altre fonti energetiche, hanno fatto registrare una crescita dei consumi prossima al 5%. I Paesi dell'ex Unione Sovietica, nei quali continua il processo di sostituzione del carbone con il gas naturale, hanno fatto registrare una crescita dei consumi superiore alla media del decennio precedente in cui le difficoltà economiche avevano compresso l'attività produttiva e la conseguente domanda di energia. Si registra un forte incremento dei consumi anche nelle altre aree di produzione come il Medio Oriente (+2,5%) e l'Africa (+3,3%).

Tabella 1.9 - Produzione di gas naturale per area geografica (Mtep)

	2001	2002	Variazione 2002/2001 (%)	Quota nel 2002 (%)
Nord America	701,8	689,4	-1,8	30,3
America centrale e meridionale	91,8	92,7	1,0	4,1
Europa occidentale*	249,7	255,7	2,4	11,2
Ex URSS, economie in transizione**, Turchia	621,8	633,6	1,9	27,9
Medio Oriente	206,9	212,0	2,5	9,3
Africa	117,3	119,9	2,2	5,3
Asia e Pacifico	255,0	271,4	6,5	11,9
Mondo	2244,3	2274,7	1,4	100,0
di cui: Unione europea (15)	192,3	187,9	-2,3	8,3
OCSE	986,9	981,8	-0,5	43,2
Ex URSS	609,6	623,9	2,3	27,4

*include i Paesi candidati all'ingresso nella UE; **Bulgaria, Romania

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

La produzione attuale di gas è concentrata per i 2/5 nei Paesi OCSE e per i 3/5 nei Paesi non OCSE (tabella 1.9).

In Nord America si concentra circa il 30% della produzione attuale; i Paesi dell'ex Unione Sovietica coprono quasi il 28% del totale, i Paesi asiatici circa il 12% e quelli europei l'11%. Per quanto la produzione di gas nel Medio Oriente ed in alcuni Paesi africani sia al momento relativamente meno importante, la localizzazione geografica delle riserve lascia prevedere un forte sviluppo nei prossimi anni della produzione di queste aree.

Nel corso del 2002 la produzione è aumentata dell'1,4% rispetto al 2001: a fronte di un incremento notevole della produzione dell'ex Unione Sovietica, dei Paesi asiatici (Indonesia e Malaysia in particolare), di quelli africani (Algeria in primo luogo), dei produttori mediorientali (Arabia e Qatar) e della Norvegia, si è registrata una riduzione dell'offerta dell'Unione europea e degli Stati Uniti, che hanno aumentato la propria dipendenza dalle importazioni.

1.2.4 Carbone

Il carbone soddisfa circa il 26% del fabbisogno energetico complessivo, rappresentando la seconda fonte di energia a livello mondiale. Scarsamente diffuso in Medio Oriente e in America centrale e meridionale, il carbone copre più del 50% del fabbisogno energetico complessivo di alcuni Paesi (Sud Africa, Cina, India e Polonia). Una notevole diffusione si registra anche negli Stati Uniti e nei Paesi dell'ex URSS. Nel 2002 gli Stati Uniti coprivano una quota del 23% del consumo mondiale, la Cina del 27,5%, l'Unione europea del 9%, l'India del 7,5%, l'ex Unione Sovietica del 6,7% (tabella 1.10).

Tabella 1.10 - Consumi di carbone per area geografica (Mtep)

	2001	2002	Variazione 2002/2001 (%)	Quota nel 2002 (%)
Nord America	583,0	591,5	1,5	24,7
America centrale e meridionale	19,5	17,8	-8,4	0,7
Europa occidentale*	256,6	257,5	0,4	10,7
Ex URSS, economie in transizione**, Turchia	208,6	192,3	-7,8	8,0
Medio Oriente	8,0	8,4	4,6	0,3
Africa	89,2	90,6	1,6	3,8
Asia e Pacifico	1020,1	1183,5	16,0	49,4
Mondo	2243,1	2397,9	6,9	100,0
di cui: Unione europea (15)	215,4	216,8	0,7	9,0
OCSE	1105,8	1116,3	0,9	46,6
Ex URSS	174,1	160,5	-7,8	6,7

*include i Paesi candidati all'ingresso nella UE; **Bulgaria, Romania

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

Alcuni tra i Paesi consumatori sono annoverati anche tra i principali produttori di carbone: Cina, Stati Uniti, Australia, India ed ex Unione Sovietica coprono quasi l'80% della produzione mondiale.

In linea di massima l'utilizzo del carbone è legato alla generazione di energia elettrica; in alcuni Paesi è diffuso l'uso del carbone nel settore industriale (soprattutto siderurgico), mentre in Cina è forte anche la domanda proveniente dal settore residenziale per il riscaldamento degli ambienti.

Nel 2002 i consumi di carbone hanno fatto registrare un marcato incremento rispetto all'anno precedente (circa il 7%); il *trend* di crescita è più elevato rispetto a quello della domanda totale di energia e in controtendenza rispetto all'andamento calante della domanda negli anni Novanta (figura 1.11).

L'incremento dei consumi è stato molto forte nell'area asiatica (16%), soprattutto in Cina (quasi 28%) e nelle economie emergenti dell'area. L'India ha fatto registrare un tasso di crescita prossimo al 5%.

La domanda di carbone nel 2002 è stata sostenuta principalmente dai Paesi in via di sviluppo dell'area asiatica, che coprono quasi la metà del consumo mondiale.

La necessità di una maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento, la ricerca di fonti energetiche meno costose e lo sviluppo di tecnologie pulite per l'utilizzo del carbone nella generazione elettrica hanno favorito un lieve incremento dei consumi nei Paesi dell'Unione europea.

La domanda è cresciuta negli Stati Uniti a tassi inferiori rispetto all'anno precedente ma in misura notevole se si tiene conto della fase di stagnazione dell'economia.

Nei paesi dell'ex Unione Sovietica, la disponibilità di petrolio e gas naturale ha favorito un ulteriore decremento dei consumi di carbone (-7,6%).

A fronte dell'incremento della domanda mondiale, anche la produzione è cresciuta per il secondo anno consecutivo ad un tasso superiore al 5%. L'incremento del 6,2% rispetto al 2001 è il risultato di una forte crescita della produzione asiatica (+17,8%), in particolare cinese (+28,3%), e di una drastica contrazione della produzione europea, statunitense e canadese (tabella 1.11).

Tabella 1.11 - Produzione di carbone per area geografica (Mtep)

	2001	2002	Variazione 2002/2001 %	Quota nel 2002 %
Nord America	632,5	612,9	-3,1	25,8
America centrale e meridionale	36,6	34,1	-7,2	1,4
Europa occidentale	206,3	204,7	-0,8	8,6
Ex URSS e economie in transizione	232,8	218,0	-6,3	9,2
Medio Oriente	0,5	0,4	-22,0	0,0
Africa	130,3	130,6	0,2	5,5
Asia e Pacifico	1001,1	1179,6	17,8	49,6
Mondo	2239,1	2379,4	6,2	100,0
di cui: OCSE	1020,6	1003,4	-1,7	42,2
Cina	547,8	703,0	28,3	29,5
USA	589,4	571,7	-3,0	24,0
Ex URSS	206,9	195,3	-5,6	8,2
Australia	174,1	183,6	5,4	7,7

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

1.2.5 Elettricità

La produzione di energia elettrica è concentrata per il 60% nei Paesi OCSE (tabella 1.12). Oltre la metà della produzione avviene in Nord America (circa 30%) e in Europa (20,4%). Nel corso del 2002 si è assistito ad una crescita della produzione pari al 3% su scala mondiale, un tasso di incremento pari a quello del Pil (figura 1.12). L'incremento ha riguardato tutte le aree geografiche ma è stato meno intenso nei Paesi sviluppati. In Nord America la produzione è cresciuta del 2%, incremento che, tenuto conto dell'andamento dell'economia, testimonia una crescente penetrazione elettrica nel sistema energetico dell'area. In Europa l'andamento stagnante dell'economia ha invece contenuto l'incremento attestatosi su valori inferiori all'1%. Nei Paesi dell'ex Unione Sovietica si è registrata una crescita superiore a quella europea ma inferiore alla media mondiale.

L'area asiatica ha fatto registrare aumenti di produzione prossimi al 6%, mentre in tutte le altre aree geografiche la crescita si è attestata su valori pari al 3,7-3,8%.

Tabella 1.12 - Produzione di energia elettrica per area geografica (TWh)

	2001	2002	Variazione 2002/2001 (%)	Quota nel 2002 (%)
Nord America	4716	4811	2,0	29,9
America centrale e meridionale	799	829	3,8	5,2
Europa occidentale	3251	3274	0,7	20,4
Ex URSS, Turchia e economie in transizione	1511	1532	1,4	9,5
Medio Oriente	494	512	3,7	3,2
Africa	444	460	3,7	2,9
Asia e Pacifico	4409	4658	5,7	29,0
Mondo	15623	16076	2,9	100,0
di cui:				
UE 15	2670	2686	0,6	16,7
OCSE	9643	9790	1,5	60,9
Ex URSS	1291	1302	0,9	8,1

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

Nel 2002, le fonti idroelettrica e elettronucleare coprivano una quota del fabbisogno mondiale di energia primaria pari al 6% ciascuna. La dislocazione geografica della produzione è concentrata nei Paesi sviluppati per quanto riguarda la tecnologia nucleare, più diffusa a livello globale per quanto riguarda la fonte idroelettrica.

Tabella 1.13 - Generazione elettronucleare per area geografica (TWh)

	2001	2002	Variazione 2002/2001 (%)	Quota nel 2002 (%)
Nord America	894,7	906,1	1,3	33,6
America centrale e meridionale	22,7	20,9	-7,9	0,8
Europa occidentale	970,3	974,2	0,4	36,1
Ex URSS, Turchia e economie in transizione	250,0	261,7	4,7	9,7
Medio Oriente	-	-	-	-
Africa	11,3	12,6	11,9	0,5
Asia e Pacifico	506,2	520,6	2,8	19,3
Mondo	2655,2	2696,1	1,5	100,0
di cui:				
UE 15	892,3	890,7	-0,2	33,0
OCSE	2292,9	2308,8	0,7	85,6
Ex URSS	226,4	236,0	4,2	8,8

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

Come già accennato, più dell'85% della produzione elettronucleare proviene dai Paesi appartenenti all'OCSE (tabella 1.13). L'Europa occidentale copre il 36% della produzione mondiale. In Nord America si concentra oltre un terzo della produzione complessiva. I Paesi dell'ex Unione Sovietica e quelli con economia in transizione contribuiscono per il 10% alla produzione mondiale e una quota leggermente superiore è coperta dal Giappone.

Nel corso del 2002 la produzione elettronucleare nel mondo ha subito un incremento dell'1,5%, trainata dai Paesi dell'ex Unione Sovietica (+4,7%) e dai Paesi asiatici (soprattutto Cina, Corea del Sud, Pakistan e Taiwan), nei quali l'incremento è stato in media del 2,8%.

La produzione dell'Unione europea è rimasta sui livelli del 2001, quella nordamericana è aumentata dell'1,3%; in Giappone, la necessità di sottoporre a controlli e manutenzione alcune centrali negli ultimi mesi dell'anno ha causato una contrazione della produzione dell'1,5%. Un sostenuto sviluppo è stato fatto registrare dal programma nucleare sudafricano che ha permesso un incremento di produzione del 12% circa rispetto all'anno precedente. Argentina e Brasile, i due Paesi dell'America centrale e meridionale che hanno adottato un programma di generazione elettronucleare, hanno fatto registrare una drastica riduzione della produzione. Il fabbisogno energetico di questi ultimi due Paesi è stato soddisfatto grazie all'aumento della produzione idroelettrica.

Tabella 1.14 - Generazione idroelettrica per area geografica (TWh)

	2001	2002	Variazione 2002/2001 (%)	Quota nel 2002 (%)
Nord America	570,1	629,6	10,4	24,1
America centrale e meridionale	517,9	541,8	4,6	20,7
Europa occidentale	580,9	520,9	-10,3	19,9
Ex URSS, Turchia e economie in transizione	279,7	269,8	-3,5	10,3
Medio Oriente	6,5	8,4	27,0	0,3
Africa	79,3	82,1	3,7	3,1
Asia e Pacifico	549,6	564,3	2,7	21,6
Mondo	2584,0	2616,9	1,3	100,0
di cui:				
UE 15	364,3	305,7	-16,1	11,7
OCSE	1273,3	1279,8	0,5	48,9
Ex URSS	239,1	229,6	-3,9	8,8

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

La produzione idroelettrica nei Paesi OCSE copre una quota inferiore alla metà della produzione mondiale (tabella 1.14).

Il Nord America, grazie alle risorse idroelettriche del Canada (primo produttore mondiale) e degli Stati Uniti (terzo produttore mondiale ma primo Paese per capacità installata) copre il 24% della produzione complessiva. Grazie all'apporto del Brasile, secondo produttore mondiale, l'America centrale e meridionale produce più di un quinto dell'energia idroelettrica nel mondo. La quota di produzione dell'Unione europea è prossima al 12%, mentre quella dei Paesi appartenenti all'ex URSS è vicina al 9%.

La Cina è il quarto produttore mondiale e nel complesso i Paesi dell'Asia, grazie anche al contributo di Giappone e India, producono il 26% dell'energia idroelettrica totale.

La particolare configurazione orografica della Norvegia permette a questo Paese, sesto produttore mondiale con più di 130 TWh all'anno, di coprire il 99,5% del proprio fabbisogno di energia elettrica attraverso la risorsa idroelettrica.

Nel corso del 2002 l'incremento della produzione è stato pari all'1,3% a livello mondiale; lo scarso afflusso idrico nei bacini ha causato una drastica riduzione della produzione europea (-16%) e dei Paesi dell'ex Unione Sovietica (-3,9%). Per il motivo opposto è aumentata la produzione in Nord America (10,4%). L'ultimazione di nuovi bacini e le favorevoli condizioni di idraulicità hanno infine favorito la crescita della produzione in Asia (+2,7%) e in America centrale e meridionale (+4,6%).

1.2.6 L'utilizzo della biomassa nei Paesi in via di sviluppo

Attualmente, nel mondo, più di due miliardi di persone non hanno accesso a servizi energetici di base come l'elettricità per l'illuminazione, la refrigerazione, il telefono, la radio, la televisione e i combustibili per la cucina e il riscaldamento. È il paradosso energetico che caratterizza l'inizio del XXI secolo.

Due terzi della popolazione africana, per esempio, dipende in grandissima parte dalla biomassa tradizionale (legna, residui agricoli, deiezioni animali, carbone di legna).

Poiché interviene in tutti i settori chiave dell'attività umana (acqua, salute, refrigerazione dei prodotti alimentari, illuminazione e riscaldamento domestico, trasporti, agricoltura, produzione industriale), l'energia è indissolubilmente correlata allo sviluppo. Anche l'accesso alla conoscenza, cioè all'istruzione e alla formazione, non avviene senza energia. L'energia, al pari dell'acqua, costituisce un potente fattore di assetto del territorio e di coesione economica e sociale, in particolare nel caso dell'elettricità.

Il mondo in via di sviluppo è molto differenziato sotto il profilo energetico. Alcuni Paesi sono importatori netti di energia, mentre altri sono esportatori netti, o Paesi di transito. Tra gli importatori

netti di petrolio e i produttori di greggio, la differenza è marcata. Il mix energetico è inoltre molto diverso da un Paese all'altro.

Il caso infine dei Paesi meno sviluppati (i più poveri tra i poveri) è un altro esempio delle diverse situazioni energetiche nel mondo in via di sviluppo. Questi sono infatti caratterizzati da un accesso ancora più limitato, se possibile, ad adeguati servizi energetici. Dipendono ancora più fortemente dalla biomassa (soprattutto per la cottura del cibo e il riscaldamento), che richiede onerose attività di raccolta del combustibile, praticate soprattutto dalle donne e dai bambini.

L'eccessiva raccolta di biomassa, inoltre, costituisce una minaccia al manto forestale, rado e vulnerabile in molte zone semiaride, e l'uso di legna da ardere provoca gravi problemi sanitari a causa degli alti livelli di inquinamento che si raggiungono negli ambienti interni. Poiché in questi Paesi la domanda di energia aumenterà, occorrerà uno sforzo significativo per introdurre un uso delle fonti rinnovabili (solare, eolico, piccole centrali idroelettriche, utilizzo moderno della biomassa) sostenibile, in grado di sostituire l'impiego tradizionale della legna da ardere. L'aumento previsto del consumo di energia non potrà essere soddisfatto esclusivamente facendo ricorso alle rinnovabili. D'altra parte, è indubbio che la messa a punto di opportune politiche energetiche a livello internazionale rende le fonti rinnovabili disponibili in loco nei Paesi in via di sviluppo competitive rispetto alle tecnologie tradizionali.

1.2.7 Prezzi

Nel corso del 2002 il prezzo del greggio³ è aumentato da 19 a circa 30 dollari al barile. Dal febbraio 2003 si sono registrati ulteriori aumenti che hanno portato le quotazioni a circa 34 dollari al barile a metà marzo.

I fattori di instabilità politica e le aspettative degli operatori hanno avuto un ruolo di primo piano nel determinare l'andamento del prezzo del greggio che spesso ha reagito più alle anticipazioni che a vere e proprie strozzature dal lato dell'offerta. Le oscillazioni dei prezzi sono inoltre state influenzate dalla tendenza alla riduzione degli stoccaggi che si è registrata nel corso dell'anno.

Alla fine del dicembre 2002 le scorte di greggio del settore privato nei Paesi industriali avevano subito una sensibile flessione rispetto alla media del triennio precedente; alla fine del gennaio 2003 quelle negli Stati Uniti si erano ridotte drasticamente, collocandosi al livello più basso dal 1975⁴.

Le quotazioni del greggio, ancora su livelli contenuti a gennaio 2002, hanno subito un brusco innalzamento nel mese di marzo (il Brent è passato da 20 a 24 dollari al barile), in relazione agli sviluppi della situazione politica in Medio Oriente. L'aumento della quotazioni segnalava il differenziale di prezzo che gli operatori erano disposti a pagare nell'immediato, in prospettiva di ulteriori rincari futuri. Limitatamente al Nord America, si manifestava già il fenomeno della riduzione delle scorte.

Nel secondo trimestre l'incremento medio delle quotazioni è stato di circa 1 dollaro a barile e il fenomeno della riduzione delle scorte si è esteso anche all'Europa e ai Paesi del Pacifico.

Nel secondo semestre dell'anno, con l'aggravarsi della crisi politica, si sono registrati ulteriori rincari del greggio che aveva raggiunto livelli prossimi ai 30 dollari al barile. L'andamento dei prezzi in questa parte dell'anno è caratterizzato da una volatilità più marcata che testimonia la crescente incertezza degli operatori. Il sensibile rialzo delle quotazioni ha scoraggiato l'acquisto di

³ Media delle quotazioni di Brent, Dubai e WTI.

⁴ IEA, Monthly Oil Market Report.

greggio da parte degli importatori, mentre la ripresa della domanda ha indotto una diminuzione delle scorte ancora più drastica di quella del semestre precedente. Poiché la riduzione ha interessato soprattutto il Nord America, il differenziale di prezzo tra Brent e WTI (il greggio di riferimento per il mercato americano) è cresciuto nell'ultima parte dell'anno.

Nel mese di dicembre le quotazioni sono ulteriormente salite, sospinte dal peggioramento della situazione politica internazionale e dalla drastica riduzione della produzione di greggio in Venezuela (stimata pari al 73% dall'AIE), con conseguente crollo delle esportazioni verso gli Stati Uniti, di cui il Venezuela è il quarto fornitore.

Nel mese di gennaio del 2003 i prezzi sono rimasti sostanzialmente stabili (in media circa 31 dollari a barile) in seguito a un parziale allentamento delle tensioni politiche in Venezuela nella seconda metà del mese e alla decisione dei Paesi dell'OPEC di innalzare la produzione complessiva per ulteriori 1,5 milioni di barili al giorno. In questa fase non si sono registrate vere e proprie strozzature dal lato dell'offerta, ma la temuta contemporanea sospensione della produzione irachena e venezuelana ha generato la pressione al rialzo dei prezzi.

Da febbraio, anche in seguito a un aumento della domanda in Nord America per le avverse condizioni climatiche, il prezzo del petrolio ha subito ulteriori rialzi fino a toccare un livello massimo di 36 dollari al barile (media delle principali qualità di greggio). Dalla vigilia delle operazioni militari con l'Iraq alla fine di marzo i prezzi hanno iniziato una evidente discesa. Il prezzo medio nel primo trimestre è stato prossimo ai 33,5 dollari al barile (33 per il Brent) e nel secondo trimestre del 2003 è sceso a circa 29 dollari al barile. Il ridimensionamento delle quotazioni, meno drastico di quello registrato in relazione alla conclusione della prima Guerra del Golfo, indica la maggiore complessità dell'attuale quadro geopolitico mediorientale. Per quanto i danni alle strutture petrolifere irachene dovuti alla guerra siano stati relativamente limitati, il permanere di situazioni conflittuali impone una certa cautela circa le previsioni sui tempi necessari al pieno recupero del potenziale produttivo del Paese.

I rincari del prezzo del greggio che si sono verificati nel corso del 2002 hanno influenzato anche i prezzi dei prodotti petroliferi. La domanda stagnante di questi ultimi, tuttavia, non ha consentito un completo trasferimento dei rincari della materia prima sul prezzo dei prodotti finiti. Questi ultimi hanno subito rincari più evidenti soprattutto nella parte finale dell'anno, in concomitanza di una crescita della domanda determinata da condizioni climatiche sfavorevoli, e sui mercati del Nord America, dove il timore di problemi di approvvigionamento era amplificato dai fenomeni di riduzione delle scorte di greggio e gasolio e dal crollo delle importazioni dal Venezuela.

Il settore della generazione termoelettrica ha risentito delle oscillazioni del prezzo dell'olio combustibile ad alto tenore di zolfo. La maggiore stabilità dei prezzi di carbone e gasolio ha contribuito ad assicurare a questi ultimi dei vantaggi competitivi nei confronti dell'olio combustibile. Sui mercati europei nel primo trimestre 2002, a fronte di un prezzo dell'olio combustibile ad alto tenore di zolfo pari a 2,57 dollari/MBtu, il prezzo del carbone importato era pari a 1,27 dollari/MBtu e il prezzo del gas naturale di importazione era di 3,07 dollari per MBtu.

Nel secondo trimestre, a seguito della crescita delle quotazioni del greggio, il differenziale di prezzo tra carbone e olio combustibile è passato a 2 dollari/MBtu, mentre il gas naturale è diventato relativamente più conveniente dell'olio combustibile (di 0,6 dollari/MBtu).

Come noto, le quotazioni del gas seguono con un certo ritardo l'andamento delle quotazioni petrolifere. Nel secondo semestre, il differenziale tra olio combustibile e carbone è rimasto stabile mentre quello tra olio combustibile e gas naturale si è leggermente ridotto (0,5 dollari/MBtu).

1.2.8 Le tendenze a medio termine

Le previsioni al 2030 elaborate dall'AIE nel World Energy Outlook 2002 prospettano uno scenario in cui la crescita del Pil genererà una crescente domanda di energia, i combustibili fossili continueranno a coprire gran parte del fabbisogno energetico e l'inesorabile crescita delle emissioni di CO₂ renderà difficile il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto. Lo scenario di riferimento, costruito tenendo conto di tutte le politiche e misure adottate da governi nazionali e istituzioni internazionali fino alla metà del 2002, prevede:

- un incremento del 75% della domanda di energia al 2030, proveniente per il 60% dai Paesi in via di sviluppo;
- il ricorso crescente ai combustibili fossili, che rappresenteranno una quota pari al 90% del totale dell'offerta primaria di energia e copriranno interamente l'incremento di domanda;
- il marcato aumento della domanda di gas naturale, che coprirà una quota più ampia del fabbisogno energetico complessivo a scapito delle altre fonti.

Nello scenario appare anche evidente che la domanda incrementale di petrolio proverrà essenzialmente dal settore trasporti, quella di gas naturale servirà ad alimentare gli impianti a ciclo combinato di nuova costruzione, e quella di carbone gli impianti termoelettrici soprattutto in India e Cina. Lo sviluppo della risorsa idroelettrica sarà limitato dalla scarsità dei siti, quello della risorsa nucleare da problemi di accettabilità sociale e di obsolescenza del parco centrali installato. Le fonti rinnovabili faranno registrare una dinamica sostenuta in termini di incrementi relativi ma insufficiente per far variare in maniera rilevante il *mix* di fonti utilizzato.

Dallo scenario non emergono problemi di scarsità dal lato dell'offerta. Le riserve mondiali di carbone, gas naturale e petrolio appaiono sufficienti a coprire il sia pur crescente fabbisogno al 2030 (tabella 1.15, 1.16 e 1.17).

Lo scenario tiene conto dell'attuale localizzazione delle riserve provate di combustibili fossili e ipotizza un livello dei prezzi del greggio relativamente basso. Tali condizioni renderebbero poco redditizie le attività di esplorazione di nuovi giacimenti e determinerebbero una concentrazione dell'offerta di energia in un numero limitato di Paesi del Medio Oriente e dell'ex Unione Sovietica. In tale contesto risulterebbe problematica una politica di diversificazione degli approvvigionamenti energetici da parte dei paesi OCSE.

Per quanto riguarda il mercato petrolifero, un clima di cooperazione tra Paesi consumatori e Paesi aderenti all'OPEC potrebbe attirare i capitali necessari all'adeguamento della capacità produttiva dei Paesi mediorientali. Il venire meno di tale clima di fiducia o problemi di instabilità politica dell'area, potrebbero orientare i Paesi consumatori verso risorse con costi di estrazione più elevati ma localizzate in aree meno rischiose (ex Unione Sovietica e greggio non convenzionale di Canada e Venezuela).

Anche nel mercato del gas, in cui Russia e Iran possiedono la metà delle riserve mondiali, il rischio della scarsa diversificazione dell'offerta appare una prospettiva verosimile. L'espansione del mercato a livello globale e l'intensificazione degli scambi tra aree geografiche molto distanti, pone in evidenza anche il problema dell'adeguamento delle infrastrutture e della sicurezza del trasporto.

Il problema della diversificazione degli approvvigionamenti appare in prospettiva particolarmente grave per quanto riguarda l'Unione europea in cui, nonostante la crescita moderata, il grado di dipendenza dall'estero potrebbe passare dal 50 al 70% nel periodo 2002-2030. La necessità di diversificare gli approvvigionamenti riguarderebbe in misura maggiore il settore del gas naturale rispetto a quello petrolifero, in cui coesisterebbero forniture dal Medio Oriente, dal Nord Africa e dai Paesi dell'ex Unione Sovietica. La penetrazione del gas naturale, soprattutto nel settore

della generazione elettrica, determinerebbe un incremento di domanda cospicuo, soddisfatto solo per una quota marginale dalle importazioni di gas africano e norvegese. La disponibilità di gas iraniano e del Qatar potrebbe scontrarsi con la necessità di nuove infrastrutture; discorso analogo vale per il mercato di gas naturale liquefatto (GNL). Sebbene sia stata programmata la costruzione di gasdotti per rifornire la Cina settentrionale e le isole settentrionali del Giappone, l'Unione europea rimarrebbe il principale acquirente di gas dalla Russia e quest'ultima diverrebbe il più importante fornitore di energia per l'Unione europea.

Se la Russia si delinea come un soggetto di fondamentale importanza dal lato dell'offerta, la Cina potrebbe rivestire il ruolo di acquirente strategico di energia. L'incremento di consumi generato dall'impetuoso sviluppo economico del Paese interesserà maggiormente i mercati del carbone e del petrolio. Attualmente la Cina è già il primo consumatore mondiale di carbone. La domanda di carbone dovrebbe crescere nei prossimi anni per far fronte al fabbisogno energetico delle nuove centrali termoelettriche. Gran parte della domanda sarà coperta dalla produzione interna che presenta costi di estrazione particolarmente convenienti. Eventuali problemi di compatibilità ambientale potrebbero indurre le autorità cinesi ad alimentare le centrali termoelettriche con gas naturale importato probabilmente dalla Russia.

Il ruolo di acquirente strategico sarebbe ricoperto dalla Cina sul mercato petrolifero. Le previsioni AIE indicano una domanda di prodotti petroliferi al 2030 pari a quella degli Stati Uniti e superiore alla produzione dell'Arabia Saudita. L'approvvigionamento dovrebbe avvenire presso i Paesi del Medio Oriente, ma anche la Russia potrebbe diventare un fornitore importante di petrolio. La possibilità di stipulare contratti con un solo acquirente che richiede grossi volumi di produzione, potrebbe indurre i Paesi produttori a soddisfare in via preferenziale la domanda cinese piuttosto che frammentare le forniture.

Per quanto concerne l'aspetto ambientale delineato nello scenario del World Energy Outlook, appare evidente come la crescita della domanda di energia e il ruolo preponderante ricoperto dalle fonti fossili porterà ad un aumento critico delle emissioni di gas serra. Pur ipotizzando l'attuazione delle misure non ancora approvate dai governi in materia di efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili, i paesi dell'Annex B non riuscirebbero a rispettare i limiti imposti dal Protocollo di Kyoto. Solamente il ricorso ai meccanismi flessibili, in particolare all'*Emission Trading* con i Paesi dell'ex Unione Sovietica, potrebbe consentire il rispetto degli obiettivi di riduzione.

Tabella 1.15 - Consistenza delle riserve provate di petrolio a fine 2002. Primi 15 Paesi

	Miliardi di barili	Quota (%)	Riserve/Produzione
Arabia Saudita	261,8	25,0	86,0
Iraq	112,5	10,7	*
Emirati Arabi	97,8	9,3	*
Kuwait	96,5	9,2	*
Iran	89,7	8,6	73,8
Venezuela	77,8	7,4	74,0
Ex Unione Sovietica	77,8	7,4	22,9
USA	30,4	2,9	10,8
Libia	29,5	2,8	59,4
Nigeria	24,0	2,3	32,8
Cina	18,3	1,7	14,8
Qatar	15,2	1,5	57,6
Messico	12,6	1,2	10,1
Norvegia	10,3	1,0	8,7
Algeria	9,2	0,9	16,5

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

Tabella 1.16 - Consistenza delle riserve provate di gas naturale a fine 2002. Primi 20 Paesi

	10 ¹² m ³	Quota (%)	Riserve/Produzione
Russia	47,57	30,5	81,2
Iran	23,00	14,8	*
Qatar	14,40	9,2	*
Arabia Saudita	6,36	4,1	*
Emirati Arabi	6,01	3,9	*
USA	5,19	3,3	9,6
Algeria	4,52	2,9	56,3
Venezuela	4,19	2,7	*
Nigeria	3,51	2,3	*
Iraq	3,11	2,0	*
Indonesia	2,62	1,7	37,1
Australia	2,55	1,6	73,9
Norvegia	2,19	1,4	33,5
Malaysia	2,12	1,4	42,2
Turkmenistan	2,01	1,3	38,2
Uzbekistan	1,87	1,2	33,0
Kazakhstan	1,84	1,2	*
Paesi Bassi	1,76	1,1	25,5
Canada	1,70	1,1	9,3
Egitto	1,66	1,1	73,1

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

Tabella - 1.17 Consistenza delle riserve provate di carbone a fine 2002. Primi 15 Paesi

	Milioni di tonnellate	Quota (%)	Riserve/Produzione
USA	249.994	25,4	252
Ex URSS	229.975	23,4	*
Cina	114.500	11,6	82
India	84.396	8,6	235
Australia	82.090	8,3	243
Germania	66.000	6,7	317
Sud Africa	49.520	5,0	221
Polonia	22.160	2,3	138
Brasile	11.929	1,2	*
Colombia	6.648	0,7	168
Canada	6.578	0,7	97
Repubblica Ceca	5.678	0,6	90
Indonesia	5.370	0,5	52
Turchia	3.689	0,4	68
Grecia	2.874	0,3	40

Fonte: elaborazioni FEEM su dati BP

1.3 L'AMBITO EUROPEO

I documenti pubblicati negli anni più recenti dalla Commissione europea definiscono la sua posizione sui vari aspetti della politica energetica e offrono un quadro di riferimento per le azioni strategiche da intraprendere. La politica energetica comunitaria si sviluppa in relazione a tre fondamentali obiettivi: la sicurezza degli approvvigionamenti, la competitività e la tutela dell'ambiente.

La Commissione ha avviato un dibattito con i Paesi membri per la definizione di opportuni strumenti per conseguire i tre obiettivi identificati, soprattutto in relazione a quelle situazioni in cui la loro compatibilità appare particolarmente critica.

In tale contesto, i Paesi dell'Unione europea hanno dovuto riformulare le politiche di liberalizzazione adeguandole agli scopi di abbattimento delle emissioni di CO₂ e di sviluppo delle fonti rinnovabili.

L'evoluzione della politica ambientale a livello internazionale e comunitario sarà trattata nel paragrafo 1.4. Nel presente paragrafo si procederà ad una sintetica analisi dell'evoluzione della politica comunitaria e degli Stati membri in relazione alla sicurezza degli approvvigionamenti e alla competitività. Il tema dell'incentivazione dell'uso di fonti rinnovabili sarà analizzato confrontando i sistemi adottati dagli Stati membri.

1.3.1 La sicurezza degli approvvigionamenti

L'energia nucleare e il carbone rappresentavano nel 2000 il 61,3% della generazione elettrica dell'Unione europea; nelle previsioni dei governi l'approvvigionamento energetico dei Paesi membri dipenderà in misura considerevole dalle due fonti che continueranno a coprire il 50% circa della produzione di elettricità nel 2010⁵. L'utilizzo massiccio di carbone contrasta con gli obiettivi di riduzione delle emissioni, mentre la produzione di energia elettroneucleare, pur permettendo una maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento, pone seri problemi di accettabilità sociale e di sicurezza ambientale.

Il carbone

Il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto presuppone un graduale abbandono dei combustibili a più alto contenuto di carbonio. Come evidenziato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)⁶, il processo di sostituzione del carbone appare di difficile attuazione sia per la sua rilevanza nella generazione elettrica, sia per l'impatto occupazionale che l'industria carbonifera assicura in alcuni Stati membri, sia infine, per la necessità di agevolare la differenziazione delle fonti di approvvigionamento energetico. Di tali elementi ha tenuto conto la normativa comunitaria al punto che la direttiva 96/92/CE permette la promozione e l'uso prioritario delle fonti domestiche fino a un massimo del 15% dell'*input* energetico primario alla generazione elettrica.

La Commissione, inoltre, considera i sussidi alla produzione di carbone domestico una opzione praticabile per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, anche in deroga alla normativa comunitaria sugli aiuti di Stato. Il carbone domestico risulta più costoso del carbone di importazione, ma rappresenta ancora la prima fonte di energia primaria utilizzata per la generazione elettrica in Grecia, Germania e Regno Unito.

In Germania, questioni di sicurezza e di indipendenza energetica hanno indotto il governo a mantenere una significativa quota di impianti di generazione a carbone, nonostante il costo della produzione nazionale sia più elevato di quello del carbone importato. L'obiettivo di protezione dell'industria domestica appare anche legato ad esigenze di salvaguardia occupazionale soprattutto nei *länder* orientali dove, per esempio, il governo ha disposto che l'accesso alle reti possa essere

⁵ IEA, *Energy policies of IEA countries*, 2002.

⁶ AEEG, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, anno 2003.

rifiutato a transiti di energia elettrica che sostituiscono la generazione da lignite fino a tutto il 2003. Una legge del 1997, che mira ad una riduzione della produzione domestica di circa un terzo entro il 2005, ha introdotto la progressiva riduzione dei tetti ai sussidi al carbone nel periodo 1998-2005.

Un analogo provvedimento è stato introdotto dal governo spagnolo che ha deciso di ridurre i sussidi al carbone del 4% all'anno fino al 2005; lo smantellamento progressivo del sistema dei sussidi è stato però bilanciato dall'introduzione di un premio ai generatori elettrici per l'utilizzo del carbone nazionale.

Nel Regno Unito sono stati reintrodotti, per il biennio 1999-2001, i sussidi alla produzione nazionale di carbone, la cui sospensione innescò profonde tensioni sociali all'inizio degli anni Ottanta; il Governo, inoltre, ha imposto nel 1998 un blocco per due anni all'installazione di impianti a ciclo combinato a favore di impianti a carbone.

In Grecia è stata programmata la costruzione di nuovi impianti alimentati con lignite nonostante il sostegno del governo alla diffusione del gas naturale.

In Francia invece, dove l'utilizzo del carbone rimane marginale, è prevista la sospensione dei sussidi e la chiusura dell'industria carbonifera entro il 2005.

L'energia nucleare

L'impatto a medio termine che la rinuncia definitiva dell'Unione europea allo sviluppo della produzione nucleare avrebbe sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sulle emissioni di gas serra è difficilmente valutabile. La Commissione europea sembra prendere in considerazione l'ipotesi di una riabilitazione dell'energia nucleare secondo quanto emerge dalla comunicazione "Verso un approccio comunitario della sicurezza nucleare nell'Unione europea" del novembre 2002 e dalle proposte relative a:

- una direttiva sulla gestione dei rifiuti radioattivi;
- una direttiva quadro su norme e meccanismi di controllo comuni in materia di sicurezza nucleare, anche in considerazione del futuro allargamento ai Paesi dell'Est europeo;
- il commercio di materie nucleari con la Russia.

Come evidenzia l'AEEG⁷, il tema dello sviluppo della produzione nucleare è affrontato dai Paesi membri in modo contraddittorio. La Germania ha decretato un programma di chiusura delle centrali che dovrebbe portare alla totale eliminazione del nucleare entro il 2025, ma non ha ancora individuato le opzioni di copertura dei fabbisogni nel periodo successivo.

Il programma del governo belga prevede la chiusura degli impianti nucleari a partire dal 2014, nonostante il parere contrario di diverse commissioni.

In Svezia e Olanda sono state annullate o prorogate le scadenze previste per la chiusura degli impianti nucleari.

La strategia energetica del governo britannico prevede un contributo dell'energia nucleare non inferiore al 20% della generazione totale; tuttavia, la recente "Energy White Paper" indica che l'energia nucleare non verrà in nessun modo sostenuta e non contribuirà a raggiungere gli obiettivi di riduzione dei gas serra.

In Francia è in preparazione una legge di orientamento volta ad indirizzare la politica energetica di lungo termine. In questa fase il governo cerca di valutare le conseguenze che l'abbandono del nucleare avrebbe sulla competitività economica, e di individuare fonti energetiche alternative di copertura. I crescenti oneri di smantellamento e di sicurezza, influenzati anche dal problema del terrorismo internazionale, motivano l'ipotesi di un abbandono dell'opzione nucleare dopo il 2020.

⁷ AEEG, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, anno 2003.

Solo la Finlandia ha approvato la costruzione di un nuovo impianto e di un deposito permanente di rifiuti nucleari, chiarendo in modo definitivo la propria posizione a favore dello sviluppo del nucleare.

1.3.2 L'incentivazione delle fonti rinnovabili nei Paesi membri

La direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili indica obiettivi di sviluppo per ogni Paese membro coerenti con il raggiungimento a livello UE, al 2010, di una quota della produzione totale di elettricità proveniente da fonti rinnovabili pari al 22% (rispetto a circa il 15% attuale). La normativa di supporto adottata dagli Stati membri sembra avere contribuito a un incremento della quota di generazione delle fonti rinnovabili, anche se a un livello non ancora sufficiente al soddisfacimento degli obiettivi.

Le politiche di supporto alle energie rinnovabili e i meccanismi di incentivazione rimangono fortemente differenziati da Paese a Paese, sia nel valore dell'incentivo riconosciuto agli impianti, sia nella durata, sia nel meccanismo prescelto di erogazione.

In linea di massima, i meccanismi di incentivazione adottati dai Paesi membri sono di due tipi: il meccanismo dei certificati verdi e il sistema di incentivi "in conto energia" (le cosiddette *feed-in tariffs*).

Nei Paesi in cui si è introdotto il sistema "in conto energia", i produttori di energia rinnovabile vengono remunerati sulla base di incentivi fissi, differenziati per tecnologia; il sistema prevede che la quantità di energia rinnovabile immessa sul mercato possa variare liberamente. Il meccanismo dei certificati verdi prevede che la remunerazione degli impianti rinnovabili sia composta dal prezzo di cessione dell'energia elettrica e dalla vendita del certificato verde; quest'ultimo rappresenta una frazione di energia rinnovabile generata nell'anno e il suo valore è determinato da un mercato al quale ricorrono i produttori di energia da fonti tradizionali, obbligati all'acquisto di una determinata quota di certificati verdi.

Negli ultimi anni molti Paesi dell'Unione europea hanno modificato i propri sistemi di incentivazione delle energie rinnovabili. In particolare, differenti sistemi nazionali di certificati verdi sono stati introdotti dal 2002 nel Regno Unito, in Italia e in Belgio e dal 2003 anche in Svezia e Danimarca; al contrario, l'Austria nel 2003 ha sospeso lo schema di certificati verdi predisposto per gli impianti idroelettrici di piccola taglia per tornare a un incentivo "in conto energia".

I sistemi "in conto energia" rimangono predominanti nei Paesi dell'Unione europea; si riscontrano tuttavia forti differenze nella tariffa riconosciuta agli impianti rinnovabili, nel periodo di erogazione dell'incentivo, nei criteri di ammissione degli impianti agli incentivi. In molti casi sono previste misure correttive del meccanismo al fine di abbassare i costi del sistema; per esempio, in Irlanda si è proposta l'aggiudicazione degli incentivi in base a procedure d'asta al ribasso e in Germania si è stabilito che i prezzi d'incentivazione siano decrescenti nel tempo e differenti a seconda della producibilità attesa del sito.

In linea di massima, gli ordinamenti nazionali prevedono un'integrazione del meccanismo di incentivazione con ulteriori facilitazioni attraverso agevolazioni fiscali o sussidi "in conto capitale".

1.3.3 Le modifiche delle direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE

A seguito di un monitoraggio sullo stato di attuazione delle due direttive sul mercato interno dell'elettricità e del gas (96/92/CE e 98/30/CE), la Commissione europea ha elaborato, nel corso del 2001, due proposte di modifica delle precedenti direttive e una di regolamento sulle condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri.

Le proposte di modifica sono state emendate dal Parlamento europeo ed esaminate nel corso del Consiglio dei ministri dell'Unione europea che si è svolto a Barcellona il 15 e il 16 marzo 2002.

Il 7 giugno 2002 la Commissione europea ha presentato una nuova versione delle proposte di direttive, che teneva conto delle conclusioni di Barcellona e degli emendamenti votati del Parlamento europeo.

Gli elementi caratterizzanti le proposte della Commissione prevedevano:

- libertà di scelta del fornitore per tutti i consumatori diversi da quelli domestici a partire dal 2004;
- separazione del trasporto e della distribuzione dalla produzione e dalla fornitura;
- accesso non discriminatorio alle reti in base a tariffe trasparenti e pubblicate;
- adozione di misure atte a garantire parità di condizioni dal lato dell'offerta;
- accesso alla rete in modo trasparente, senza discriminazioni, e a prezzi proporzionati ai costi sostenuti;
- promozione degli investimenti da parte degli investitori sulle reti;
- istituzione obbligatoria da parte di ogni Stato membro di una Autorità di regolazione del settore energetico⁸;
- *reporting* pubblico trimestrale (attualmente annuale) sulle importazioni di elettricità;
- attribuzione al gestore della rete di poteri decisionali in tema di manutenzione e sviluppo della rete;
- definizione di metodologie tariffarie di trasporto e distribuzione (pubblicate) trasparenti e non discriminatorie;
- creazione da parte delle Autorità di regolazione di meccanismi di mercato trasparenti per la fornitura e l'acquisto di energia elettrica di bilanciamento, in base ai livelli di liquidità del mercato nazionale di elettricità e del gas;
- creazione da parte della Commissione europea di un organismo consultivo per coordinare la cooperazione con le Autorità nazionali di regolazione; ciò al fine di promuovere lo sviluppo del mercato interno dell'elettricità e del gas, e di portare a effettiva applicazione sia le direttive 96/92/CE e 98/30/CE sia il regolamento sugli scambi transfrontalieri;
- definizione di iniziative e misure volte, da un lato, a favorire la reciprocità delle condizioni d'accesso alle reti dei Paesi terzi e dall'altro a limitare distorsioni della concorrenza derivanti da importazioni da Paesi extra Unione europea;
- ammissibilità dei contratti *take or pay* di lungo termine per la fornitura di gas nei Paesi membri e in accordo con gli obiettivi della direttiva 98/30/CE;
- introduzione, tra gli obblighi di servizio pubblico (sicurezza dell'approvvigionamento, regolarità, qualità e prezzo delle forniture), anche della protezione dell'ambiente (richiamo al cambiamento climatico), dell'efficienza energetica e infine della ricerca e dello sviluppo;
- trasparenza e non discriminazione dei costi sostenuti per la connessione di nuovi impianti di energia rinnovabile; senza dimenticare le caratteristiche specifiche, i costi e i benefici derivati dalla connessione di impianti di energia rinnovabile e cogenerazione.

⁸ La proposta di direttiva prevede anche che all'Autorità di regolazione vengano attribuite competenze minime in tema di:

- approvazione o fissazione delle metodologie di calcolo delle tariffe di trasporto e distribuzione, dei termini e delle condizioni delle tariffe per il sistema di bilanciamento del gas e dell'elettricità;
- *reporting* pubblico sulla struttura del mercato, concentrazione, posizioni predatorie e anticompetitive;
- monitoraggio della concorrenza effettiva;
- monitoraggio sulle informazioni aggregate, pubblicate da parte dei gestori delle reti, riguardanti le interconnessioni, l'utilizzo della rete, e le allocazioni di capacità alle parti interessate; monitoraggio tariffario (attenzione ai sussidi incrociati).

Infine, il 3 febbraio 2003 il Consiglio dei Ministri ha adottato una posizione comune sulle proposte di direttive. Essa recepisce i principali elementi della proposta della Commissione europea del 7 giugno 2002, accogliendo quasi tutti gli emendamenti del Parlamento senza alterare la sostanza della proposta originaria. Le più importanti differenze rispetto alla proposta della Commissione europea riguardano la tempistica di attuazione delle riforme; in particolare, la data dell'apertura totale del mercato è spostata dal 2005 al luglio 2007 e l'istituzione della tariffazione separata per i gestori dei sistemi di distribuzione è rinviata al luglio 2007 (invece dell'1 gennaio 2004 proposto dalla Commissione europea e appoggiato dal Parlamento).

Si prevede che le direttive proposte entreranno in vigore dall'estate 2004.

1.4 LE POLITICHE AMBIENTALI

Le politiche ambientali legate all'utilizzo delle fonti energetiche seguono due filoni principali: gli accordi internazionali per la riduzione delle emissioni e la promozione delle fonti rinnovabili. Negli ultimi mesi l'Unione europea ha assunto un importante ruolo propositivo su entrambi i fronti.

In attesa dell'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, legata alla ratifica da parte del Parlamento russo, l'Unione europea ha adottato in via definitiva la direttiva sull'*Emission Trading* e avanzato una proposta di direttiva sui crediti derivanti dai meccanismi flessibili (*Joint Implementation – JI*, e *Clean Development Mechanism – CDM*) e sulla interconnessione fra tutti i meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto. I due provvedimenti, funzionali alla riduzione dei costi di abbattimento delle emissioni, costituiscono un importante tassello nella strategia europea di abbattimento dei gas serra.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili è in gran parte connesso alle politiche internazionali per la riduzione delle emissioni: molti piani varati dagli Stati membri per l'attuazione del Protocollo di Kyoto considerano tale opzione come una delle più importanti tra quelle possibili. In Italia è in corso la valutazione dello stato di attuazione delle politiche contenute nella delibera CIPE che comprendevano, tra l'altro, un ulteriore sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili.

L'importanza dello sviluppo delle fonti rinnovabili è legata anche ai problemi di diversificazione dell'offerta energetica e di sicurezza degli approvvigionamenti. Nell'agosto 2002, nell'ambito della Conferenza Internazionale di Johannesburg, è stata sottolineata l'importanza delle fonti rinnovabili per la crescita dei Paesi in via di sviluppo (PVS) e per garantire livelli adeguati di accesso all'offerta di energia ai cittadini di tali Paesi.

1.4.1 Lo sviluppo delle fonti rinnovabili

Al Summit Internazionale di Johannesburg i Paesi partecipanti hanno evidenziato la necessità di incrementare urgentemente la quota di rinnovabili sull'offerta totale di energia. Su iniziativa dell'Unione europea e dei suoi Stati membri è stata istituita la "Johannesburg Renewable Energy Coalition" (JREC), una coalizione di 80 Paesi impegnata a promuovere le fonti rinnovabili attraverso la fissazione di obiettivi specifici e calendari di attuazione.

Tale impostazione trae ispirazione dalla recente normativa europea in tema di sviluppo delle fonti rinnovabili. Come è noto, la quota coperta dalle fonti rinnovabili nel mix energetico dell'Unione europea è di circa il 6%. L'Unione europea ha fissato un obiettivo del 12% al 2010 per il totale del consumo lordo di energia e del 22% per la produzione di energia da fonti rinnovabili sul totale del consumo di elettricità dell'Unione. Un obiettivo addizionale è stato fissato per i biocombustibili, che dovranno coprire il 5,75% del consumo totale di prodotti petroliferi nel settore trasporti al 2010. Nell'ambito della JREC il ruolo dell'Unione europea potrebbe essere quello di assistere i Paesi in via di sviluppo nell'incrementare l'utilizzo di tecnologie per la produzione energetica da fonti rinnovabili.

L'utilizzo dei combustibili fossili tradizionali, secondo i Paesi aderenti alla coalizione, oltre a rappresentare una delle cause del riscaldamento globale, è anche una delle principali cause di indebitamento di quei Paesi in via di sviluppo che non possiedono riserve di combustibili fossili. L'incremento delle fonti rinnovabili può inoltre aiutare a superare le disuguaglianze nell'accesso alle fonti di energia che si registrano a livello globale. Secondo quanto illustrato nel corso del Summit di Johannesburg, attualmente quasi 2 miliardi di persone, per la maggior parte abitanti di aree rurali dei PVS, non hanno accesso a fonti di energia commerciale e ciò contribuisce, come ovvio, a perpetuare la situazione di povertà: secondo le stime dell'AIE (World Energy Outlook - 2002), la popolazione planetaria senza accesso all'energia elettrica sarebbe pari a 1,6 miliardi di persone. Le tecnologie rinnovabili rappresentano spesso le opzioni di minor costo per la fornitura di energia alle famiglie e ai villaggi di aree rurali o suburbane.

La prima conferenza internazionale della JREC si è tenuta dal 2 al 5 giugno 2003 a Bruxelles. Il Forum di Bruxelles aveva l'obiettivo di tradurre in azioni concrete gli impegni sottoscritti dai partecipanti al Summit di Johannesburg. Il risultato della conferenza è un insieme di priorità strategiche che la coalizione perseguirà nel suo lavoro, incluso il rafforzamento degli strumenti finanziari per la promozione delle fonti rinnovabili e un programma di lavoro per le attività della coalizione in preparazione della conferenza mondiale sulle fonti rinnovabili a Bonn nel corso del 2004.

La conferenza ha rinnovato l'intenzione di tutti i partecipanti ad approfondire l'impegno e rafforzare la collaborazione per lo sviluppo delle fonti rinnovabili. I partecipanti hanno sottolineato i benefici che i vari Paesi potrebbero ottenere mediante l'utilizzo di fonti rinnovabili in termini di incremento nella sicurezza degli approvvigionamenti, riduzione dei costi delle importazioni di energia, migliore accesso ai servizi energetici nelle aree rurali. In altri termini, le fonti rinnovabili possono svolgere un ruolo importante nella strategia per ridurre la povertà. La conferenza ha sottolineato anche l'importanza degli impegni politici e una visione di sviluppo per le rinnovabili basata su obiettivi regionali e settoriali e su un trasparente sistema di monitoraggio.

Sebbene sia stato sottolineato l'importante ruolo di promozione svolto dal settore pubblico per stimolare il flusso di investimenti, il dibattito ha evidenziato un accordo generalizzato sul fatto che il settore privato debba diventare il motore per lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Nella conferenza di Bruxelles sono stati programmati una serie di workshop e di conferenze a livello regionale per preparare la conferenza di Bonn nel giugno 2004; in tale contesto si delinearanno gli obiettivi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e il calendario per la loro realizzazione.

Nell'ambito della discussione sono state evidenziate le seguenti priorità strategiche:

- l'impegno a definire degli obiettivi specifici, che rappresenta il *modus operandi* della "Johannesburg Renewable Energy Coalition" ed assicura la possibilità di promuovere politiche per lo sviluppo delle fonti rinnovabili;
- l'impegno a sostenere azioni volte allo scambio di esperienze, all'adozione e implementazione di politiche di accompagnamento come il commercio dei certificati di energia rinnovabile, i crediti di carbonio (JI e CDM), le tariffe in entrata (*feed-in tariffs*);
- l'importanza di stimolare un contesto regolamentare che possa portare allo sviluppo delle fonti rinnovabili;
- l'importanza di internalizzare le esternalità positive legate all'uso delle fonti rinnovabili e di stabilire un valore di mercato per i benefici ambientali. In tale contesto devono essere affrontati i problemi legati al commercio e ai sussidi energetici;
- la responsabilità dei Paesi industrializzati per uno sviluppo ulteriore del mercato delle tecnologie per le energie rinnovabili con lo scopo di abbassarne i costi; questo faciliterebbe gli investimenti nelle fonti rinnovabili sia nei Paesi industrializzati che in quelli in via di sviluppo;
- l'importanza di valutare l'intero portafoglio di opzioni fornite dalle fonti rinnovabili tenendo in particolare considerazione per i PVS le soluzioni basate sulle biomasse.

Con l'obiettivo di rafforzare la gamma degli strumenti finanziari in supporto delle energie rinnovabili, nell'ambito della discussione sono stati presi in esame i seguenti elementi:

- l'importanza di concentrare gli investimenti su progetti finanziariamente fattibili e di gestire il rischio in maniera appropriata;
- la crescente importanza degli strumenti di mercato, il riconoscimento delle particolari condizioni dei PVS e il ruolo dei fondi pubblici come risorse finanziarie complementari;
- la necessità di facilitare una più stretta cooperazione tra il mondo della finanza e chi sviluppa i progetti;

- la necessità di attrarre capitale azionario nel quale possano partecipare sia il settore pubblico che quello privato;
- l'importanza di gestire i fondi azionari in maniera trasparente per aumentare la loro credibilità e il senso di proprietà degli investitori e del pubblico;
- l'importanza di un approccio regionale sull'utilizzo dei fondi.

Per sviluppare queste priorità è stata stabilita la seguente *road map*:

tre conferenze internazionali:

- la conferenza sulle fonti rinnovabili in Danimarca (17-19/9/03);
- la Quarta Sessione del *Global Forum on Sustainable Energy* (Austria, gennaio/febbraio 2004);
- la conferenza sulle fonti rinnovabili in Germania (1-4/giugno/2004).

almeno 4 meeting regionali:

- la conferenza latino americana e caraibica (Brasile, ottobre 2003);
- la conferenza africana sull'energia (Nairobi, autunno 2003);
- la conferenza europea sull'energia rinnovabile (Berlino, gennaio 2004);
- la conferenza asiatica sull'energia rinnovabile (TBD, autunno 2003).

workshop regionali:

- i meeting in Asia, Africa e America latina del "Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership" (REEEP) (autunno 2003).

1.4.2 La direttiva europea sull'Emission Trading

Il percorso di approvazione della proposta di direttiva che istituisce un programma per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità, presentata dalla Commissione europea nell'ottobre 2001, è giunto alla sua fase finale.

La proposta di direttiva mira a istituire uno strumento di protezione ambientale destinato a ridurre le emissioni di gas a effetto serra in maniera efficace in termini di costi, allo scopo di consentire all'Unione di adempiere agli obblighi contratti nell'ambito della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) e del Protocollo di Kyoto.

Oltre a perseguire una riduzione globale delle emissioni di gas a effetto serra, la proposta mira a garantire il corretto funzionamento del mercato interno e ad evitare eventuali distorsioni della concorrenza risultanti dalla messa a punto di programmi separati di scambio a livello nazionale. La prima fase del programma proposto riguarda il periodo tra il 2005 e il 2007, ossia precede il primo periodo di impegno del Protocollo di Kyoto, che va dal 2008 al 2012 e corrisponde alla seconda fase del programma comunitario.

La direttiva è strettamente connessa alla proposta della Commissione in materia di implementazione congiunta e meccanismi per lo sviluppo pulito.

I principali punti sui quali si basa la proposta riguardano:

- la creazione di un mercato europeo dei permessi di emissioni tra gli impianti industriali operanti nei settori della generazione termoelettrica (ad eccezione della termovalorizzazione dei rifiuti), della raffinazione del petrolio e della produzione e lavorazione dei metalli ferrosi, del vetro, del cemento della ceramica e della carta; i

settori individuati coprono il 46% delle emissioni totali dell'Unione europea. Percentuale analoga coprono i settori relativamente alle emissioni di CO₂ in Italia;

- a ciascun impianto verrà rilasciata una autorizzazione ad emettere CO₂ in proporzione ai crediti concessi; entro il mese di aprile vengono ritirati i certificati relativi alle emissioni dell'anno precedente; i gestori degli impianti hanno l'obbligo di riconsegnare un ammontare di permessi corrispondente alle emissioni prodotte; gli operatori possono ottemperare agli obblighi migliorando la propria efficienza o acquistando permessi da altri operatori;
- gli Stati membri hanno facoltà di scegliere, in relazione al proprio obiettivo di *burden sharing* la percentuale del proprio *target* di emissioni da dedicare al meccanismo di *Emission Trading* e le modalità di allocazione tra i vari settori.

Nel quadro della procedura di codecisione, il Consiglio e il Parlamento europeo hanno raggiunto un accordo sulla direttiva. L'accordo è stato approvato dal Parlamento il 2 luglio e sarà confermato formalmente dal Consiglio in una delle prossime sessioni. Con l'approvazione degli emendamenti presentati dal Parlamento europeo la direttiva assume la sua versione definitiva.

Gli Stati membri sono tenuti ad attuare le disposizioni necessarie per conformarsi alla direttiva al più tardi entro il 31 dicembre 2003.

Le due istituzioni hanno raggiunto un accordo sulle seguenti questioni principali.

Quantità totale delle quote da assegnare

Conformemente all'allegato III della direttiva (criteri per i piani nazionali di assegnazione), la quantità totale delle quote da assegnare per i due periodi previsti (2005-2007 e 2008-2012) deve corrispondere all'obbligo degli Stati membri di limitare le proprie emissioni ed essere coerente con il programma nazionale sui cambiamenti climatici. Essa non deve andare oltre quanto presumibilmente necessario per la stretta applicazione dei criteri di cui al suddetto allegato. Inoltre, prima del 2008 la quantità deve essere coerente con il percorso verso il raggiungimento o il superamento degli obiettivi fissati per ciascuno Stato membro ai sensi della decisione 2002/358/CE⁹ e del Protocollo di Kyoto.

Metodo di assegnazione

Per il periodo 2005-2007 gli Stati membri assegneranno almeno il 95% delle quote di emissioni a titolo gratuito. Per il periodo 2008-2012, essi ne assegneranno a titolo gratuito almeno il 90%. Inoltre, la Commissione è tenuta a elaborare una relazione sull'applicazione della direttiva esaminando, tra l'altro, le possibilità di ulteriore armonizzazione del metodo di assegnazione, compresa l'applicazione di un pagamento per il periodo successivo al 2012.

Esclusione temporanea degli impianti

Gli Stati membri possono chiedere alla Commissione la temporanea esclusione, al più tardi fino al 31 dicembre 2007, di taluni impianti dal sistema comunitario. La richiesta, contenente l'elenco degli impianti in questione, è pubblicata. L'esclusione temporanea può essere accordata in base a pertinenti criteri e a condizione che non esistano rischi di distorsione del mercato interno.

Meccanismi basati su progetti (implementazione congiunta e sviluppo pulito)

Tenuto conto dell'importanza di questi due meccanismi basati su progetti per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni e di miglioramento del funzionamento

⁹ Decisione del Consiglio, del 25 aprile 2002, riguardante l'approvazione, a nome dell'Unione europea, del Protocollo di Kyoto allegato alla convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici e l'adempimento congiunto dei relativi impegni.

del programma comunitario sotto il profilo del rapporto costi/efficacia, e conformemente al Protocollo di Kyoto e agli accordi di Marrakech, gli Stati membri possono avvalersi dei suddetti meccanismi per completare l'azione a livello nazionale.

Futura estensione ad altri settori

Nell'elaborare la sua relazione sull'applicazione dell'atto giuridico, la Commissione è invitata a esaminare in che modo e se le categorie di attività rientranti nel campo di applicazione della direttiva (ad es. attività energetiche, produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, industria dei prodotti minerali, impianti industriali destinati alla fabbricazione di pasta per carta, di carta e di cartoni) debbano essere modificate per includervi altri pertinenti settori quali, tra l'altro, il settore chimico, di lavorazione dell'alluminio e dei trasporti.

Estensione armonizzata e rapida ad altri gas ad effetto serra

L'oggetto iniziale della direttiva è l'anidride carbonica (CO₂). Tuttavia, a partire dal 2008, gli Stati membri possono estendere il programma comunitario alle emissioni di altri gas ad effetto serra (ad es. il metano, il protossido d'azoto, gli idrofluorocarburi, i perfluorocarburi e l'esfluoruro di zolfo), risultanti, tra l'altro, dal settore di lavorazione dell'alluminio e dal settore chimico.

1.4.3 La proposta di direttiva europea sui meccanismi flessibili (Joint Implementation e Clean Development Mechanism)

Joint Implementation (JI) e *Clean Development Mechanism (CDM)* fanno parte, assieme all'*Emission Trading (ET)*, dei cosiddetti meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto per permettere alle parti di raggiungere i propri obiettivi sfruttando le possibilità di riduzione delle emissioni che potrebbero essere offerte dai Paesi esteri a costi minori. Regole, modalità e linee guida per l'implementazione di CDM e JI sono state definite nell'ambito della Settima Conferenza delle Parti dell'UNFCC, tenutasi a Marrakech nel novembre 2001.

JI e CDM sono anche definiti "meccanismi di progetto" perché permettono la generazione di crediti quando il progetto a cui fanno riferimento ottiene riduzioni di emissioni addizionali a quelle che si sarebbero ottenute in assenza dello stesso (*baseline scenario*). In entrambi i casi, il Paese investitore usufruisce di un credito di emissione, mentre il Paese ospitante usufruisce del trasferimento tecnologico operato dall'investitore.

I progetti inclusi nella JI sono attuati tra Paesi Annex I e coinvolgono almeno due Paesi che hanno accettato l'imposizione di un limite alle emissioni prodotte. I crediti generati da tali progetti sono denominati ERU (*Emission Reduction Units*) e vengono trasferiti dal Paese ospitante al Paese investitore mantenendo invariata la somma delle emissioni permesse ai due Paesi.

I progetti inclusi nella CDM prevedono che un Paese Annex I investa in un progetto ospitato da un Paese non Annex I. L'implementazione di tali progetti è sottoposta a verifica da un organo della UNFCC, il CDM Executive Board, che è responsabile dell'attribuzione dei crediti chiamati CER (*Certified Emission Reductions*).

La Proposta di direttiva su JI e CDM, presentata dalla Commissione europea nell'estate 2003, intende interconnettere i tre meccanismi flessibili per incentivare il ricorso ad essi da parte del settore privato con l'obiettivo di promuovere il trasferimento tecnologico verso i Paesi in via di sviluppo o con economie in transizione; allo stesso tempo il ricorso a JI e CDM potrebbe ridurre i costi di adempimento della direttiva sull'*Emission Trading*. Poiché il Protocollo di Kyoto e gli accordi di Marrakech sanciscono la supplementarietà del ricorso a JI e CDM rispetto alle azioni di abbattimento domestiche, la direttiva rappresenta un bilanciamento tra le esigenze di promozione di tali meccanismi e il principio in questione.

Il nucleo della proposta di direttiva prevede l'equivalenza fra "crediti di emissione" e "permessi di emissione": in particolare, prevede il riconoscimento dei crediti da JI e CDM come equivalenti alle *allowances* del sistema di *Emission Trading* comunitario.

La Commissione prevede che la minore onerosità dei progetti inclusi in CDM e JI rispetto alle azioni domestiche di abbattimento, unita all'incremento di liquidità nell'ambito del sistema di *Emission Trading*, potrebbe portare ad una riduzione dei costi di implementazione della direttiva ET del 20% circa.

Da un punto di vista formale, la proposta di direttiva su JI e CDM è concepita come una direttiva che emenda la direttiva ET. Questo implica la creazione di un ponte tra due contesti per molti aspetti differenti (differenti istituzioni coinvolte per l'emissione di *allowances* e crediti da progetto, differente tempistica di implementazione, differenti unità di misura). Il punto di partenza è l'equivalenza economica e ambientale di *allowances* e crediti da JI e CDM. La direttiva introduce altresì alcune limitazioni per preservare l'integrità da un punto di vista ambientale del sistema di *Emission Trading* comunitario.

Gli operatori possono chiedere alle autorità competenti la conversione di ERU o CER in *allowances*. La conversione, notificata al registro nazionale delle emissioni, darà vita ad *allowances* che andranno ad aggiungersi a quelle definite nei Piani di Allocazione nazionali del sistema di ET comunitario.

Per evitare duplicazioni nel conteggio dei crediti, la direttiva stabilisce che non possono essere convertite ERU che provengono da riduzioni di emissione direttamente o indirettamente collegate a impianti sottoposti alla direttiva ET. Per lo stesso motivo è prevista l'esclusione dal meccanismo di *Trading* fino al 2012 per gli impianti dei Paesi candidati all'ingresso nell'UE, coinvolti in progetti di JI iniziati prima dell'adesione all'UE del Paese ospitante il progetto – ferma restando la convertibilità degli ERU in *allowances*.

L'Unione europea, aderendo agli accordi di Marrakech, ha accettato il principio di supplementarietà dei meccanismi di progetto rispetto alle riduzioni domestiche. D'altra parte però, la direttiva su JI e CDM creerebbe un mercato europeo nel quale le *allowances* potrebbero essere negoziate senza alcun limite quantitativo. La proposta di direttiva affida all'Unione europea il compito di monitorare la quantità di crediti convertita e, eventualmente, di bloccare la conversione in modo da garantire un sufficiente livello di abbattimenti domestici. Ogni volta che dai registri nazionali delle emissioni risultasse un livello di conversioni pari al 6% del totale delle *allowances* rilasciate (corrispondenti al 2% delle emissioni nell'anno base e al 25% degli abbattimenti necessari al raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto), partirebbe una verifica volta a verificare la violazione del principio di supplementarietà. I limiti alla conversione dei crediti derivanti dai meccanismi di progetto non intaccerebbe la negoziabilità di ERU e CER al di fuori del sistema di *Emission Trading*.

La proposta di direttiva delinea un approccio comune a tutti gli Stati membri sui crediti da progetto riconosciuti nell'ambito dello schema di *Emission Trading* comunitario. Essa esclude dalla conversione in permessi negoziabili i crediti derivanti da JI e CDM che:

- non comportano una riduzione permanente delle emissioni;
- hanno impatti significativi sulla biodiversità;
- sono generati da impianti nucleari;
- sono generati da interventi di riforestazione, afforestazione, cambiamento d'uso del suolo (LULUCF – *land use, land use change, forestry*).

In relazione a quest'ultima limitazione, deve essere sottolineato che le attività LULUCF immagazzinano temporaneamente il carbonio che ad una certa data sarà però rilasciato in atmosfera. Poiché nelle intenzioni della Commissione lo schema di *Emission Trading* deve essere finalizzato

ad ottenere riduzioni delle emissioni di carattere permanente e ottenute principalmente attraverso miglioramenti tecnologici nell'ambito del settore industriale, l'inclusione dei crediti da attività LULUCF non sarebbe coerente con tale approccio.

La Commissione propone di includere i crediti generati da impianti idroelettrici. Poiché l'impatto sociale e ambientale degli impianti idroelettrici di larga scala è piuttosto controverso, il riconoscimento di tali crediti è subordinato alla definizione di alcuni requisiti di ammissibilità e verrà proposto nel 2006, in occasione della prima revisione del funzionamento del sistema di *Emission Trading*.

La conversione dei crediti da JI e CDM sarà possibile a partire dal 2008, cioè nel secondo periodo di implementazione del sistema di *Emission Trading*.

Le informazioni relative ai progetti e ai crediti da essi generati tramite JI e CDM saranno accessibili al pubblico. Il CDM Executive Board definirà gli organismi accreditati che avranno in esclusiva la facoltà di verificare, validare e certificare le riduzioni delle emissioni ottenute tramite CDM. Per quanto riguarda la JI, si propone di affidare le certificazioni ai verificatori EMAS.

1.5 L'ITALIA

1.5.1 L'economia italiana nel 2002

L'economia italiana ha mostrato, nel corso del 2002, un rallentamento simile a quello degli altri Paesi dell'area dell'euro. Il tasso di crescita ha subito una flessione più marcata che nel resto dell'area, soprattutto a causa di una serie di fenomeni strutturali che stanno stimolando una discussione sul pericolo di declino economico del Paese¹⁰. Il Pil è cresciuto in media dello 0,4% a fronte di una crescita nell'area pari allo 0,8%¹¹.

Il calo delle esportazioni e il rallentamento della domanda interna avevano indebolito la congiuntura economica già nella seconda metà del 2001. Investimenti, consumi ed esportazioni hanno continuato a diminuire nel primo semestre del 2002; nel secondo semestre si è assistito ad una graduale ripresa degli investimenti, favorita dalla scadenza delle agevolazioni fiscali; nello stesso periodo anche i consumi e le esportazioni hanno fatto registrare una modesta crescita (tabella 1.18 e figura 1.13).

Tabella 1.18 - Conto delle risorse e degli impieghi. Variazione annua (%)*. Anni 2000-2002

	Prodotto interno lordo	Importazioni di beni e servizi fob	Consumi finali nazionali	Investimenti fissi lordi	Variaz. scorte	Esportazioni di beni e servizi fob
2000	3,3%	8,9%	2,5%	7,5%	-95,5%	11,7%
2001	1,7%	1,0%	1,6%	2,4%	-184,1%	1,1%
2002	0,4%	1,5%	0,7%	0,7%	-1025,5%	-1,0%

*Dati originali destagionalizzati e corretti per il diverso numero di giornate lavorative. Valori a prezzi costanti

Fonte: elaborazioni FEEM su dati ISTAT

L'aumento di tutte le componenti della domanda ha determinato, nel terzo e quarto trimestre una forte crescita delle importazioni. In altri termini, la ripresa della domanda non ha stimolato la produzione industriale, in calo nella seconda metà dell'anno e nei primi mesi del 2003; la diminuzione media per l'anno 2002 è pari all'1,4%.

Le esportazioni hanno fatto registrare, in media annua, una contrazione dell'1% in termini reali, imputabile soprattutto al turismo e alle esportazioni di servizi alle imprese. Le esportazioni di beni hanno stagnato nella prima parte dell'anno ed hanno subito una forte accelerazione nel secondo semestre.

La debolezza delle esportazioni italiane di beni e servizi dipende dalla perdita di competitività nel prezzo delle merci italiane e dalla modesta crescita delle economie dei Paesi che tradizionalmente rappresentano mercati di sbocco (la Germania in particolare).

Due fattori hanno influito in maniera cruciale sulla perdita di competitività di prezzo:

- in presenza della necessità di compensare l'apprezzamento dell'euro sui mercati valutari, i prezzi in valuta nazionale delle esportazioni hanno fatto registrare una vischiosità verso il basso più marcata rispetto a quanto registrato in altri Paesi europei;
- la sfavorevole dinamica del costo del lavoro per unità di prodotto, determinata da un consistente rallentamento della produttività nel settore manifatturiero.

¹⁰ Fondazione Rosselli, Rapporto: Innovazione di sistema. Analisi comparata del potenziale innovativo dei principali Paesi industrializzati, Milano, 2003

¹¹ I dati statistici contenuti nei paragrafi 1.5.1, 1.5.2 e 1.5.3, salvo diversa indicazione, sono tratti da:

- Banca d'Italia, Relazione Annuale 2003 - Appendice Statistica;

- ISTAT, Conti Economici Nazionali.

A tali fattori congiunturali va senz'altro aggiunto il dato strutturale rappresentato dalla specializzazione produttiva del Paese, più concentrato nei settori di domanda tradizionali e nei comparti industriali a minore contenuto tecnologico, esposti alla concorrenza delle industrie dei Paesi emergenti.

La crisi dell'industria automobilistica

Nel 2001 e nel 2002 è diminuito il numero di autoveicoli immatricolati in Italia. Nonostante la contrazione del mercato, le immatricolazioni di autoveicoli di produzione straniera sono cresciute mentre si è ridotta la quota coperta dal gruppo FIAT (dal 34,6 al 30,3% solamente nel 2002). La perdita di competitività del gruppo ha riguardato anche gli altri mercati dell'Europa occidentale nei quali la quota di mercato del gruppo è scesa dal 4,7 al 4,0% (escludendo il mercato italiano). Nel complesso, sia in Italia che negli altri Paesi europei la contrazione delle vendite del gruppo FIAT è stata di circa il 17%. Il costante peggioramento della situazione reddituale e finanziaria ha indotto l'azienda ad adottare misure straordinarie per la ristrutturazione e il rilancio del gruppo.

Nel corso del 2002 sono state realizzate dismissioni di attività ritenute non strategiche per un totale di 3 miliardi di euro; sono state cedute le partecipazioni in General Motors, in Ferrari e in Italenergia Bis e sono state prese varie misure per ricapitalizzare la FIAT SpA (aumenti di capitale, ottenimento di nuovi prestiti bancari).

Le misure straordinarie includevano la collocazione in mobilità di 2.887 lavoratori appartenenti a FIAT Auto e di 300 lavoratori in altre società del gruppo in Italia.

Ad ottobre dello stesso anno il Gruppo ha presentato un piano di ristrutturazione che prevedeva:

- la chiusura di due stabilimenti e un significativo innalzamento del grado di utilizzo della capacità produttiva degli altri impianti;
- la riduzione della capacità produttiva di FIAT Auto in Europa di circa 500 mila unità tra il 2001 e il 2003;
- investimenti in beni capitali e in ricerca e sviluppo per 2,6 miliardi di euro all'anno, tra il 2002 e il 2005, al fine di rinnovare la gamma di prodotti, nonché investimenti per rafforzare e razionalizzare la rete distributiva.

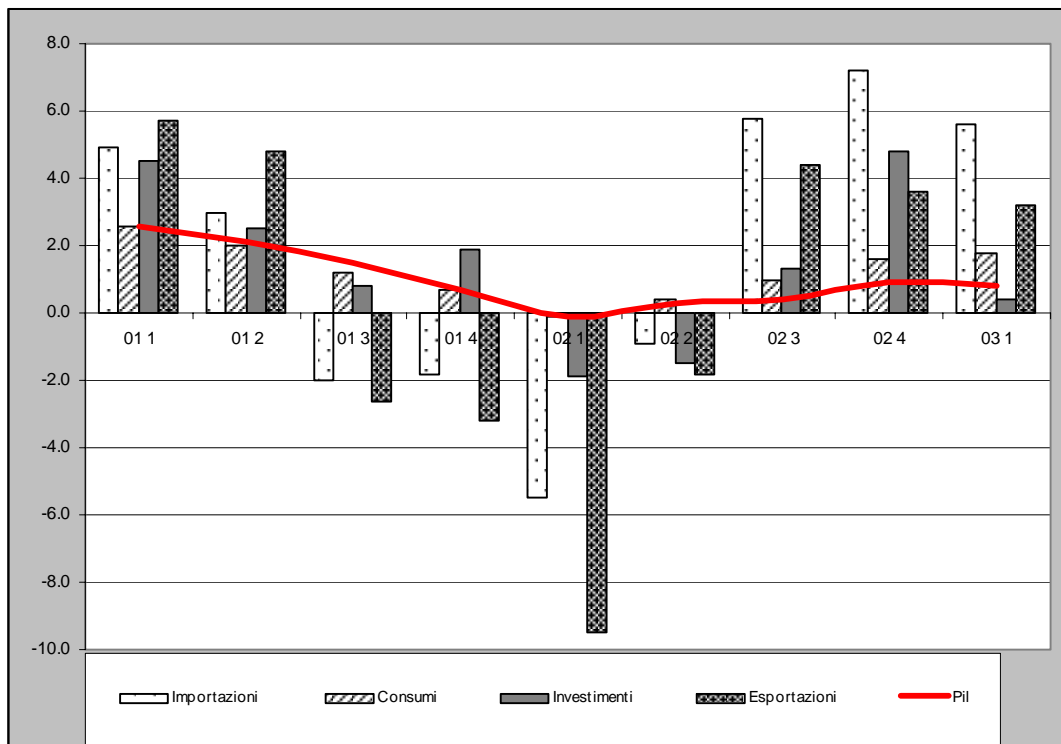
Parallelamente l'azienda individuava un esubero di personale di 8.066 lavoratori (l'8,5% del totale degli occupati in Italia del gruppo automobilistico al 30 giugno 2002), per 5.600 dei quali il Governo ha autorizzato il ricorso alla Cassa Integrazione Straordinaria a partire dal dicembre 2002.

Alla fine di giugno 2003 il Consiglio di Amministrazione della FIAT ha approvato il piano di rilancio dell'Azienda, che prevede una manovra autofinanziata per complessivi 19,5 miliardi (investimenti in nuovi prodotti, in ricerca e sviluppo e nelle reti commerciali, oltre ai costi di ristrutturazione). Il piano sarà sostenuto da un aumento di capitale di 1.842 milioni di euro da realizzare con l'emissione di nuove azioni ordinarie.

Sul fronte dell'occupazione il piano prevede tagli di personale per complessivi 12.300 posti di lavoro, di cui 2.800 in Italia nel triennio 2003-2006. Nello stesso periodo sono programmate 5.400 assunzioni (3.800 all'estero e 1.600 in Italia). Complessivamente i posti di lavoro in meno saranno 6.900. Contestualmente l'azienda opererà la chiusura di 12 stabilimenti (di cui uno in Italia) prevalentemente per ridurre la produzione di macchine agricole, veicoli commerciali e componenti. Il piano prevede per il 2006 la produzione di tre nuovi modelli, oltre a quelli già annunciati, nel tentativo di garantire un recupero delle quote di mercato sia italiano che europeo. Il raggiungimento di un risultato operativo in pareggio a livello di Gruppo è fissato al 2004, l'azzeramento delle perdite nette di gruppo al 2005 e il conseguimento di utili nel 2006 (per FIAT Auto, risultato netto in pareggio nel 2006 e utili nel 2007).

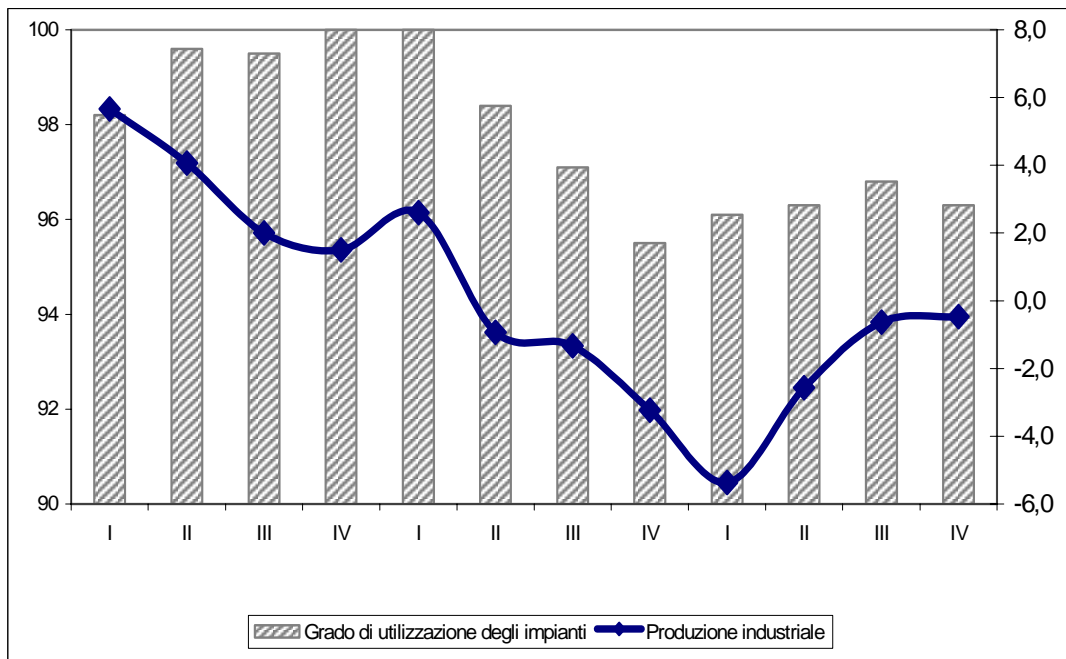
Fonte: Banca d'Italia, ANFIA, Il Sole 24 ore

Figura 1.13 - Conto delle risorse e degli impieghi. Variazioni sul trimestre corrispondente. Anni 2001-2002 (%)



Fonte: elaborazioni FEEM su dati ISTAT

Figura 1.14 - Grado di utilizzazione degli impianti* e variazione della produzione industriale rispetto al trimestre corrispondente**. Anni 2000-2002 (%)



* (%) - scala sin.

** (%) - scala ds.

Fonte: elaborazioni FEEM su dati ISTAT

Gli incentivi fiscali alle imprese hanno agevolato il processo di accumulazione che, sebbene in flessione, ha fatto registrare una dinamica migliore rispetto ad altri Paesi europei. La crescita degli investimenti fissi lordi è pari allo 0,7% nel 2002, a fronte di una crescita che nel 2001 e nel 2000 era stata pari al 2,4% e al 7,5%, rispettivamente. Dopo un calo degli investimenti nei primi due trimestri dell'anno, l'accumulazione ha ripreso vigore per l'approssimarsi della scadenza degli incentivi previsti dalla legge 383/2001. La modesta dinamica dell'accumulazione, pur in presenza di condizioni di finanziamento favorevoli, riflette il persistere di un basso grado di utilizzazione degli impianti e di una stagnazione della domanda più evidente nel settore manifatturiero che nel comparto dei servizi (figura 1.14). La decelerazione ha coinvolto sia gli investimenti in costruzioni che i beni strumentali diversi dalle costruzioni.

L'anticipazione al 2002 di parte della spesa per investimenti programmata, in assenza di un sostegno della domanda capace di elevare il grado di utilizzazione degli impianti, potrebbe determinare una ulteriore stagnazione degli investimenti anche nel 2003.

I consumi delle famiglie hanno mostrato una sostanziale stagnazione se valutati in media annua (0,4%), ma nel secondo trimestre hanno fatto registrare una forte ripresa con una crescita del 3% su base annua. Tale ripresa dipende in larga parte dalla concessione di ecoincentivi¹² per l'acquisto di mezzi di trasporto. La spesa per l'acquisto di beni durevoli diversi dagli autoveicoli ha fatto registrare un forte calo e quella per i beni non durevoli una modesta crescita.

La stagnazione dei consumi è frutto di una serie di elementi:

- la sospensione, nella prima parte dell'anno, degli incentivi per l'acquisto di autoveicoli (tornati in vigore nel luglio 2002), che ha determinato una brusca contrazione del mercato dei mezzi di trasporto;
- la flessione dei redditi da capitale e la contenuta dinamica salariale che hanno frenato la crescita del reddito disponibile;
- il peggioramento del clima di fiducia dei consumatori nel corso dell'anno, determinato dal timore di un andamento sfavorevole del mercato del lavoro e da aspettative sulla ripresa dell'inflazione.

Nonostante il rallentamento dell'attività produttiva, l'occupazione è aumentata in media dell'1,4% soprattutto tra i lavoratori dipendenti a carattere permanente. Fino al luglio 2002 uno stimolo significativo alle assunzioni a tempo indeterminato è venuto dall'agevolazione prevista dalla legge n. 388/2000¹³. Tali incentivi sono stati ritenuti troppo onerosi per l'erario e riformulati secondo condizioni meno favorevoli.

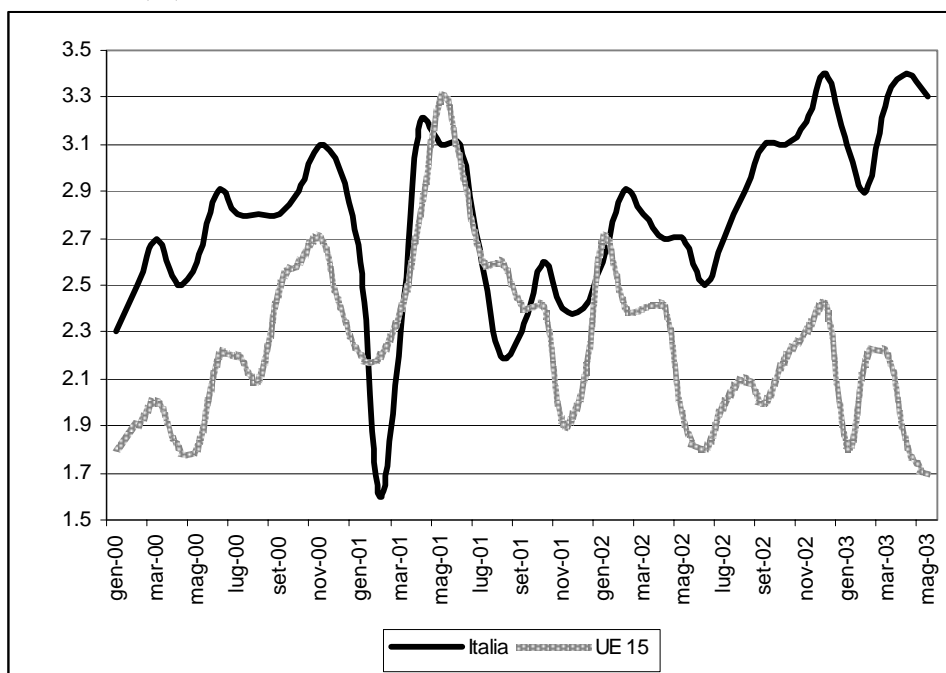
La moderazione salariale è l'altro elemento che ha favorito la crescita occupazionale soprattutto nei comparti a bassa produttività. Più controversa è la valutazione sull'efficacia della vasta gamma di strumenti di flessibilità che caratterizzano il mercato del lavoro italiano.

Il tasso di inflazione, secondo i dati armonizzati (figura 1.15), è passato dal 2,5% del 2001 al 2,9% del 2002, evidenziando un preoccupante divario rispetto agli altri Paesi dell'area euro (in media 2,2%).

¹² Dal luglio del 2002 al 31 marzo 2003 sono tornati in vigore incentivi fiscali per la rottamazione di automobili a più elevato impatto ambientale. Le nuove agevolazioni tributarie sono state di entità inferiore rispetto a quelle introdotte nel 1997, e hanno interessato anche gli acquisti di auto catalitiche usate. Gli operatori ritengono che queste misure abbiano influito per oltre la metà sull'aumento delle immatricolazioni di autovetture registrato nel secondo semestre del 2002, contribuendo a limitare il calo annuo al 5,9%.

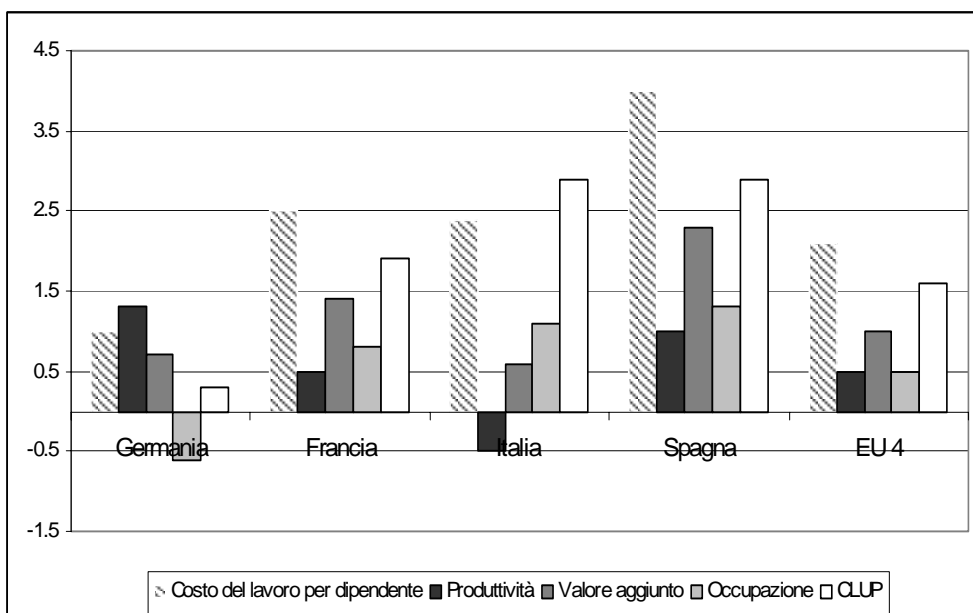
¹³ L'agevolazione concedeva ai datori di lavoro che aumentavano il proprio organico di dipendenti a tempo indeterminato un credito di imposta pari a 413 euro mensili (620 nelle regioni meridionali e in alcune altre aree svantaggiate) per ogni neoassunto di almeno 25 anni che non fosse stato occupato alle dipendenze a tempo indeterminato nei 24 mesi precedenti. Il Ministero del Lavoro e delle politiche sociali valuta che, al momento della sospensione, l'agevolazione fosse giunta a interessare 250 mila posizioni lavorative, di cui circa la metà nel Mezzogiorno, per il periodo ottobre 2000-luglio 2002.

Figura 1.15 - Indice armonizzato dei prezzi al consumo. Variazioni sul mese corrispondente. Anni 2000-2002 (%)



Fonte: elaborazioni FEEM su dati ISTAT e EUROSTAT

Figura 1.16 - Costo del lavoro per unità di prodotto e principali componenti. Variazioni rispetto al 2001. Anno 2002 (%)



Fonte: elaborazioni FEEM su dati Banca d'Italia

Nel primo trimestre del 2003 si è registrato un tasso di inflazione pari al 3,2%. Tale valore risulta sensibilmente superiore al tasso di inflazione programmata per l'anno in corso, pari all'1,4%.

Il recupero di potere d'acquisto dei salari avviene, come noto, sulla base del tasso di inflazione programmata. L'evidente discrepanza tra evoluzione del tasso di inflazione e inflazione

programmata è quindi un potenziale elemento di conflittualità sociale per le sue implicazioni redistributive.

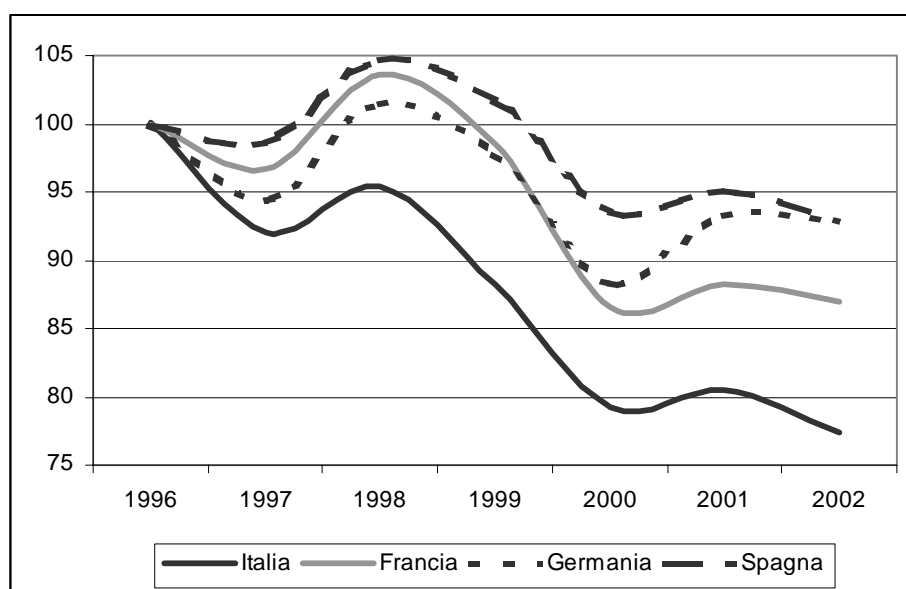
Nel 2002 in Germania, Francia, Spagna e Italia, le quattro maggiori economie dell'area euro, modesti incrementi della produttività e del costo del lavoro pro capite hanno contribuito alla lieve decelerazione del costo del lavoro per unità di prodotto (figura 1.16).

In Italia, le retribuzioni pro capite hanno fatto registrare incrementi di poco inferiori al tasso di inflazione. Il costo del lavoro per dipendente è aumentato del 2,4%, in linea con il deflatore del valore aggiunto e sostanzialmente in media con l'incremento degli altri principali Paesi europei. La contestuale riduzione del prodotto per occupato (-0,5% nell'industria manifatturiera e -0,6% nei servizi) ha determinato però un'accelerazione nella crescita del costo del lavoro per unità di prodotto, passata al 2,9 dal 2,7% nel 2001.

1.5.2 La competitività

La quota italiana sulle esportazioni mondiali ha registrato una tendenza negativa dagli inizi degli anni Ottanta, parzialmente invertita all'inizio degli anni Novanta in coincidenza con le due forti svalutazioni della lira. Tra il 1996 e il 1999 la quota italiana di esportazioni sul totale mondiale è calata dal 4,8% al 4,3%; nello stesso periodo la quota di esportazioni di Francia, Germania e Spagna rimaneva sostanzialmente stabile al 5,5%, 10% e 2%, rispettivamente. Negli ultimi tre anni la quota italiana si è ridotta ulteriormente al 3,7%. Nello stesso periodo, per i principali Paesi dell'Unione europea si è registrata una riduzione, che ha portato le quote di esportazione al 9,3% per la Germania, al 4,8% per la Francia e all'1,8% per la Spagna. Tra il 1996 e il 2002 la perdita di competitività è stata più marcata per l'Italia, che ha registrato una diminuzione della propria quota di esportazioni pari al 23%. Le quote di Spagna e Germania sono invece diminuite del 7% circa, quella della Francia del 13% (figura 1.17).

Figura 1.17 - Quote delle esportazioni dei principali Paesi dell'area euro sul totale del commercio mondiale (esportazioni di beni e servizi a prezzi costanti; indici 1996=100)



Fonte: elaborazioni FEEM su dati FMI, Banca Mondiale, Enerdata

La perdita di competitività ha interessato tutti i comparti produttivi, influenzando l'andamento del valore aggiunto nel settore industriale e la crescita dell'economia. Tra il 1997 e il 2002 la

produzione industriale ha segnato in Italia un aumento del 3%, inferiore alla crescita media degli altri Paesi dell'area dell'euro (14% nello stesso periodo).

La limitata crescita della produzione e la perdita di quote di mercato non sembrano dipendere da strategie di delocalizzazione dell'attività produttiva all'estero, nei Paesi emergenti e in quelli in via di sviluppo, a opera delle imprese italiane; tale fenomeno, seppur rilevante, non sembra avvenire in misura superiore a quella delle altre grandi economie dell'area.

Come illustrato nelle considerazioni sulla situazione economica nazionale¹⁴ svolte dal Governatore della Banca d'Italia, la progressiva perdita di competitività è alimentata da molteplici elementi.

In primo luogo la scarsa presenza di merci italiane nei settori tecnologicamente avanzati espone i beni di esportazione italiani alla concorrenza anche dei Paesi di recente industrializzazione. Il restringimento delle possibilità di operare svalutazioni competitive rende le esportazioni italiane vulnerabili all'andamento dei prezzi di offerta, necessariamente legati ai costi di produzione.

In secondo luogo, il limitato sviluppo della produttività penalizza fortemente i settori esposti alla concorrenza internazionale e vincola le dinamiche salariali interne. Nell'industria manifatturiera, la produttività totale dei fattori, che misura il progresso tecnico e organizzativo, ha fatto segnare un marcato rallentamento nella seconda metà degli anni Novanta; tale andamento può essere ricondotto alla ritardata e insufficiente introduzione di tecnologie informatiche, a sua volta determinato dalla mancanza di stimolo all'innovazione concessa dalla moderata crescita dei salari e, prima ancora, dalla possibilità di praticare svalutazioni competitive.

Il modesto sviluppo della produttività è da riconnettere, in misura non secondaria, alla frammentazione del tessuto produttivo, caratterizzato da un'incidenza delle piccole imprese nettamente più alta che nelle altre economie industrializzate. Analisi del Servizio Studi della Banca d'Italia sui settori a più alto contenuto tecnologico dei principali Paesi europei, rilevano una stretta dipendenza dello sviluppo della produttività dalla dimensione dell'impresa.

In Italia, l'introduzione di tecnologie digitali nei processi produttivi e organizzativi e la scarsa presenza nelle produzioni tecnologicamente avanzate sono da ricondurre anche al limitato ammontare delle risorse destinate all'innovazione e alla ricerca, sia dal settore pubblico sia dalle imprese. In particolare, le imprese giapponesi e statunitensi investono in ricerca più del 2% del prodotto interno lordo; una quota quattro volte superiore a quella italiana. Valori di poco inferiori caratterizzano le spese di Germania, Francia e Regno Unito. La bassa propensione innovativa delle imprese italiane è influenzata da un modello di specializzazione che privilegia produzioni a basso contenuto tecnologico.

1.5.3 Gli sviluppi più recenti

Le previsioni per il 2003 evidenziano un andamento dell'economia italiana sostanzialmente in linea con quello degli altri Paesi dell'area euro. Tutte le componenti della domanda dovrebbero far registrare una moderata crescita, anche se la componente estera potrebbe subire contrazioni a causa di ulteriori apprezzamenti dell'euro sui mercati valutari o di una riduzione degli scambi con la zona asiatica a causa dell'epidemia di polmonite atipica.

Le stime preliminari del Pil relative al primo trimestre mostrano una diminuzione dello 0,1% rispetto al trimestre precedente, causata soprattutto dalla contrazione di attività nell'industria manifatturiera. I dati sulla produzione industriale del secondo trimestre dell'anno evidenziano una sostanziale stagnazione dell'indice sui bassi livelli del primo trimestre 2003, e le stime relative al Pil confermano, per il secondo trimestre, il dato del primo trimestre.

Le prospettive per la seconda parte dell'anno appaiono migliori: le aspettative di ripresa nel settore delle costruzioni e i dati forniti dall'indice anticipatore del ciclo evidenziano una ripresa trainata dal settore estero e dalla crescita della spesa delle famiglie. Il processo di accumulazione, al

¹⁴ Assemblea Generale ordinaria della Banca d'Italia (31 maggio 2003): "Relazione sulla situazione economica nazionale", Parte B.

contrario, sconterebbe l'acquisto anticipato dei beni di investimento effettuato lo scorso anno in concomitanza con le scadenze relativi agli incentivi fiscali.

1.5.4 Domanda e offerta di energia nel 2002

La fase di stagnazione dell'economia e le condizioni climatiche particolarmente favorevoli hanno determinato, nel corso del 2002, una riduzione della domanda complessiva di energia primaria e dell'intensità energetica (tabella 1.19).

Tabella 1.19 - Fabbisogno di energia primaria in Italia 2000-2002 (Mtep)

	2000	2001	2002*
Combustibili solidi	12,8	13,7	14,2
Gas naturale	58,4	58,5	58,1
Prodotti petroliferi	91,3	91,2	90,9
Fonti rinnovabili	12,9	13,8	12,4
Importazioni nette energia elettrica	9,8	10,6	11,1
Totale	185,2	187,8	186,7
Prodotto Interno Lordo (M€(1995))	1.016.192	1.034.549	1.038.394
Intensità energetica (tep/M€(1995))	182,2	181,6	179,8

* Dati provvisori

Fonte: elaborazioni su dati MAP, ISTAT, Ministero Economia e Finanze

L'analisi del fabbisogno per fonti fa registrare un andamento in controtendenza rispetto agli anni più recenti. Si registra innanzitutto un incremento di consumi di combustibili solidi, favorito dalla relativa convenienza rispetto a gas naturale e petrolio e dalla conclusione dei processi di ammodernamento che hanno reso compatibili con le esigenze di tutela ambientale alcune centrali termoelettriche alimentate a carbone (tabella 1.20).

Parallelamente si registra una riduzione dei consumi di gas naturale, attribuibile al rallentamento dell'attività produttiva nell'industria e alle condizioni climatiche favorevoli per quanto riguarda gli usi del settore civile. La conversione delle centrali a olio combustibile e l'entrata in funzione di nuove centrali a ciclo combinato lasciano ipotizzare per i prossimi anni una ripresa di consumi di gas naturale trainata dal settore termoelettrico.

Tabella 1.20 – Bilancio energetico di sintesi 2002 (Mtep)

	Combustibili solidi	Gas naturale	Prodotti petroliferi	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,4	12,0	5,5	11,9		29,8
Importazione	13,6	48,9	107,4	0,5	11,3	181,7
Esportazione	0,1		21,0		0,2	21,3
Variazione scorte	-0,3	2,8	1,0			3,5
Consumo interno lordo	14,2	58,1	90,9	12,4	11,1	186,7
Consumi e perdite del settore energetico	-1,0	-0,6	-5,7	-0,1	-43,7	-51,1
Trasformazioni in energia elettrica	-9,2	-18,5	-18,3	-10,9	56,9	
Totale impieghi finali	4,0	39,0	66,9	1,4	24,3	135,6
Industria	3,8	16,6	7,0	0,2	11,9	39,5
Trasporti		0,4	41,4		0,7	42,5
Residenziale e terziario	0,1	21,0	7,2	1,0	11,2	40,5
Agricoltura		0,1	2,6	0,2	0,5	3,4
Usi non energetici	0,1	0,9	5,7			6,7
Bunkeraggi			3,0			3,0

Fonte: MAP

I consumi di prodotti petroliferi si sono assestati su livelli vicini a quelli dell'anno precedente. La domanda è stata sostenuta dai consumi di olio combustibile e orimulsion nella generazione

elettrica e di gasolio per autotrazione nel settore trasporti. In quest'ultimo comparto, nonostante la graduale erosione dei consumi di benzina, si registra un inesorabile incremento dei consumi, indipendente dalla congiuntura economica e solo marginalmente influenzato dalle politiche di potenziamento e incentivazione dei trasporti pubblici.

Anche i consumi di energia elettrica hanno fatto registrare una crescita, trainata soprattutto dal settore civile e poco influenzata dall'andamento dell'economia e dalla stagnazione dei consumi nel comparto industriale.

Nel settore delle fonti rinnovabili, in cui la fonte idroelettrica rappresenta la componente preponderante, si è registrato un incremento di produzione da fonte solare ed eolica che è risultato tuttavia insufficiente a compensare il calo nel settore idroelettrico dovuto alle sfavorevoli condizioni di idraulicità.

Anche la produzione interna di gas naturale ha fatto registrare una consistente flessione nel corso del 2002. L'autorità di settore ritiene che la progressiva diminuzione della produzione interna non dipenda dall'esaurimento delle risorse, bensì da difficoltà di tipo autorizzativo che ostacolano le attività di esplorazione dei giacimenti.

Sebbene i nuovi apporti dei giacimenti in Basilicata abbiano sostenuto la crescita della produzione interna di petrolio (poco meno di 5,5 milioni di tep), la produzione nazionale di energia è nel complesso calata del 2,1% rispetto all'anno precedente, attestandosi a 29,8 Mtep.

La flessione della produzione nazionale, nonostante un analogo andamento della domanda, ha determinato un aggravamento del livello di dipendenza energetica¹⁵, passato dall'83,5% all'84,7% del 2002.

Le importazioni nette di energia, pari a 160,4 Mtep, hanno riguardato per il 54% i prodotti petroliferi, per il 30% il gas naturale, per l'8% i combustibili solidi e per il 7% l'energia elettrica.

L'approvvigionamento di prodotti petroliferi è avvenuto per il 70% dal Medio Oriente e dal Nord Africa e per il restante 30% dalla Federazione russa e dagli altri Paesi europei. Nelle importazioni di gas naturale un ruolo fondamentale è ricoperto da Algeria e Federazione russa, con quote superiori al 30%, seguite dai Paesi Bassi (14%), dalla Norvegia (8%) e dalla Nigeria (7%)¹⁶.

Nel 2002 il valore delle importazioni nette di minerali energetici è diminuito di circa il 9%; il disavanzo generato dal settore è così passato dal 2,2 all'1,9% del Pil.

Il risultato è stato determinato dalla riduzione delle importazioni in valore, essendo le quantità importate sostanzialmente stabili.

Il prezzo del petrolio, che in media annua ha subito incrementi consistenti, ha fatto registrare una accentuata flessione nella prima parte dell'anno. Ciò ha determinato una diminuzione dei valori medi unitari dei prodotti energetici, che seguono con un lieve ritardo l'andamento dei prezzi del petrolio e delle altre materie prime energetiche.

L'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro ha infine più che compensato l'aumento in media annua del prezzo del petrolio, determinando un calo del 3,4% del prezzo in euro¹⁷.

1.5.4.1 Fabbisogni di energia a medio termine

Le proiezioni sulle emissioni contenute nello scenario tendenziale della delibera CIPE n° 123/2002¹⁸ sono in parte legate ai consumi energetici. L'allegato tecnico¹⁹ alla menzionata delibera

¹⁵ Dipendenza energetica = (Importazioni nette / (Produzione + Importazioni nette))*100

¹⁶ AEEG, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, anno 2003.

¹⁷ Banca d'Italia *"Relazione sulla situazione economica nazionale"* (31 maggio 2003).

¹⁸ Per una discussione più esaustiva della delibera si rinvia alla sezione 1.5.6.

riporta i bilanci energetici di sintesi per gli anni 2000 e 2010, che offrono una visione a medio termine dei consumi energetici per fonte (tabella 1.21).

Tabella 1.21 – Scenario tendenziale della delibera CIPE 123/2002: consumi energetici per fonte. Anni 2000 e 2010 (Mtep)

2000	Rinnovabili	Carbone	Gas		Energia elettrica	Totale
			naturale	Petrolio		
Elettrico	-11,32	-7,23	-18,83	-19,42	56,80	0,00
Industria	0,23	4	16,75	6,78	11,73	39,49
Trasporti			0,33	40,45	0,73	41,51
Agricoltura	0,13		0,12	2,55	0,42	3,22
Civile	1,16	0,07	20,7	7,19	10,59	39,71
usi non energetici		0,16	0,98	6,35		7,49
perdite	0,07	1,42	0,66	5,81	43,09	51,05
bunkeraggi				2,74		2,74
Totali	12,91	12,88	58,37	91,29	66,56	185,21

2010	Rinnovabili	Carbone	Gas		Energia elettrica	Totale
			naturale	Petrolio		
Elettrico	-12,17	-9,20	-28,29	-14,00	63,66	0,00
Industria		4,42	17,12	5,96	15,11	42,61
Trasporti			2,23	43,61	0,85	46,69
Agricoltura			0,39	2,50	0,38	3,27
Civile	1,07	0,00	27,57	2,90	11,05	42,59
usi non energetici		0,12	0,50	10,03		10,65
perdite		0,97	0,72	6,66	44,08	52,43
bunkeraggi				2,05		2,05
Totali	13,24	14,71	76,82	87,71	71,47	200,29

Fonte: "Piano nazionale di riduzione delle emissioni dei gas responsabili dell'effetto serra: 2003-2010"

Lo scenario, elaborato tenendo conto della legislazione vigente al 2002, si basa sulle ipotesi che seguono:

- livello del prezzo del petrolio prossimo ai 22 dollari / barile;
- prezzo del carbone importato prossimo ai 32 dollari / tonnellata;
- prezzo del gas legato all'andamento del prezzo del petrolio;
- crescita media annua del Pil pari al 2%.

L'evoluzione del quadro energetico nazionale nel periodo 2000-2010 può essere così sintetizzata:

- forte crescita dei consumi di gas (+29%), principalmente nel settore elettrico (+42%) e nei settori residenziale e servizi (+33%);
- crescita dei consumi elettrici (+7%), principalmente nel settore industriale e nel settore civile;
- lieve diminuzione dei consumi di petrolio (-2,4%), per la riduzione dell'impiego in tutti i settori eccetto i trasporti;
- incremento nell'impiego del carbone (+14%) dovuto alla relativa convenienza rispetto al petrolio.

¹⁹ Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, Ministero dell'Economia e Finanze, *Piano nazionale di riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra: 2003-2010*.

1.5.5 La regolazione del mercato e il processo di privatizzazione

Il processo di liberalizzazione nel settore della generazione elettrica è continuato nel 2002 con la dismissione di capacità produttiva da parte dell'ENEL che nell'anno in corso, in seguito alle ultime dismissioni, si aggira attorno al 52% del totale.

Nel marzo del 2002 si è conclusa infatti la cessione di Eurogen, la più grande delle tre Genco (*Generation Company*, di proprietà ENEL), acquistata per 3,7 miliardi di euro dal consorzio Edipower, guidato da Edison.

Nel gennaio del 2003 si è conclusa la cessione di Interpower, la più piccola delle tre Genco (2.611 MW), a un consorzio formato da ACEA, Electrabel ed Energia Italia per una contropartita pari a 853 milioni di euro.

Due innovazioni normative incideranno nel prossimo futuro sull'assetto del settore:

- la legge n. 55/2002, che converte il cosiddetto “decreto sblocca-centrali”, introducendo procedure semplificate per l'autorizzazione alla costruzione di nuovi impianti;
- la riforma del Titolo V della Costituzione, con la quale è stata attribuita alle Regioni la competenza esclusiva sulla legislazione in materia di produzione e distribuzione di energia in ambito regionale e che assegna allo Stato la competenza sulla regolazione delle reti di trasporto dell'energia (inizialmente ripartita fra Stato e Regioni).

Sempre in ambito normativo va ricordato che, alla fine di aprile 2003, è stata liberalizzata la scelta del fornitore da parte dei circa 160.000 utenti finali che consumano più di 100 MWh all'anno. L'avvio della borsa elettrica, al contrario, che avrebbe dovuto essere operativa già all'inizio del 2001, è stato ulteriormente procrastinato.

L'apertura del mercato dell'energia elettrica ha prodotto un moderato calo delle tariffe: secondo dati pubblicati dall'autorità di settore, il prezzo dell'energia elettrica al netto delle tasse in Italia era, nel 2002, ancora fra i più alti nell'Unione europea sia per le famiglie sia per le imprese (figura 1.18).

Sull'elevato livello dei prezzi influiscono:

- la struttura del parco di generazione, fortemente dipendente dai combustibili fossili;
- i modesti rendimenti di conversione del parco termoelettrico caratterizzato da una età media elevata;
- l'insufficienza delle interconnessioni con l'estero.

Le interruzioni programmate nell'erogazione della fornitura ad alcuni utenti finali, verificatesi tra la fine di giugno e l'inizio di luglio 2003, hanno evidenziato gli elementi di criticità del sistema elettrico italiano. Un primo elemento di valutazione deve prendere in considerazione il divario tra la potenza installata di circa 77 GW e quella effettivamente disponibile di 49 GW. La potenza massima disponibile di circa 55 GW è raggiunta attraverso 6.700 MW di energia importata da Francia, Grecia e Svizzera. Alla luce della crescita della domanda di picco anche il flusso annuo di importazioni appare insufficiente.

Il ritardo nell'approvazione del disegno di legge di riordino del comparto e il crescente conflitto di competenze tra il Governo e l'autorità di settore su materie importanti quali il blocco delle tariffe²⁰, hanno contribuito ad alimentare il clima di incertezza su norme, tempi e condizioni del mercato. La fase di assestamento del settore ha determinato un ritardo nell'ammodernamento e

²⁰ Il decreto legge n. 193/2002 delegava il Presidente del Consiglio dei ministri, con proprio decreto, a integrare i criteri generali tariffari disposti per l'energia elettrica e per il gas naturale dalla legge n. 481/95. La legge di conversione del decreto n. 238/2002 disponeva l'invarianza delle tariffe determinate anteriormente al 1° agosto 2002 fino al 30 novembre successivo, data entro la quale doveva essere emanato il decreto del Presidente del Consiglio.

nella costruzione di nuove centrali a causa della prudenza di banche e operatori di fronte agli investimenti in campo energetico. Il timore di possibili opposizioni da parte dei Comuni sede di nuovi cantieri e il mancato decollo della borsa elettrica contribuiscono a rafforzare l'atteggiamento prudente degli operatori.

Il disegno di legge di riordino del settore energetico presentato dal Ministro delle Attività Produttive - e al momento in cui si scrive ancora in fase di discussione - prevede una riforma complessiva del settore basata tra gli altri sui seguenti punti:

- liberalizzazione della scelta del fornitore nel settore elettrico dal luglio 2004 per i clienti che consumano più di 50 MWh l'anno e dal luglio 2007 per tutti i clienti (domestici compresi);
- unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica in capo al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA (GRTN);
- abolizione dell'Acquirente Unico e avvio di una borsa elettrica transitoria;
- fusione e privatizzazione del GRTN, di Terna e di Snam Rete Gas SpA con un limite di possesso da definire fra il 15 e il 20%;
- mantenimento di clausole di reciprocità per limitare le partecipazioni in imprese italiane di imprese di Stati membri che non garantiscono reciprocità nell'acquisizione di quote di società elettriche;
- conferma delle funzioni e delle competenze attribuite all'Autorità dalla legge istitutiva con precisa definizione dei poteri sostitutivi del Governo;
- ridefinizione del regime di incentivazione all'energia prodotta da fonti rinnovabili, che prevede un innalzamento dell'obbligo di produzione da fonti rinnovabili dello 0,35% all'anno a partire dal 2005 fino al 2007;
- riordino delle competenze in materia di energia fra Stato e Regioni (al primo sono affidate quelle riguardanti la programmazione economica).

Nel settore del gas, una serie di provvedimenti contribuisce a delineare un quadro normativo volto alla completa apertura concorrenziale del mercato. Il 1° gennaio del 2003 è stata liberalizzata la vendita di gas a tutti i clienti finali. Allo stesso tempo, recenti misure dell'autorità di settore hanno stabilito regole e condizioni per l'accesso alle reti e la remunerazione dei servizi di trasporto e distribuzione.

Nell'ambito dei provvedimenti volti ad assicurare l'accesso al mercato ad altri operatori, l'Eni ha proceduto alla separazione delle attività di gestione della rete di trasporto, poi parzialmente collocata sul mercato, e di stoccaggio. Come noto la normativa italiana in tema di liberalizzazione del mercato del gas prevede anche una riduzione dell'offerta totale (produzione e importazioni) dell'Eni, che dal 75% nel 2002 dovrà passare al 61% nel 2009²¹.

Il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale potrebbe non sortire gli auspicati effetti in termini di riduzione dei prezzi a causa di alcuni fattori di criticità che caratterizzano il settore.

In primo luogo, sulla struttura dei costi industriali incide in maniera determinante il costo della materia prima. Poiché si ritiene che i costi di lungo periodo per le importazioni nell'Unione europea siano crescenti²², un incremento della domanda potrebbe generare una pressione al rialzo dei prezzi per i consumatori finali.

Il mercato italiano è il terzo in Europa e farà registrare i tassi di incremento più interessanti nei prossimi anni; la crescita delle importazioni contribuirà alla copertura del fabbisogno. La rete di infrastrutture è però giudicata insufficiente da gran parte degli operatori che stimano di poter fornire un adeguato flusso di approvvigionamenti solamente fino al 2006-2007. La necessità di nuovi

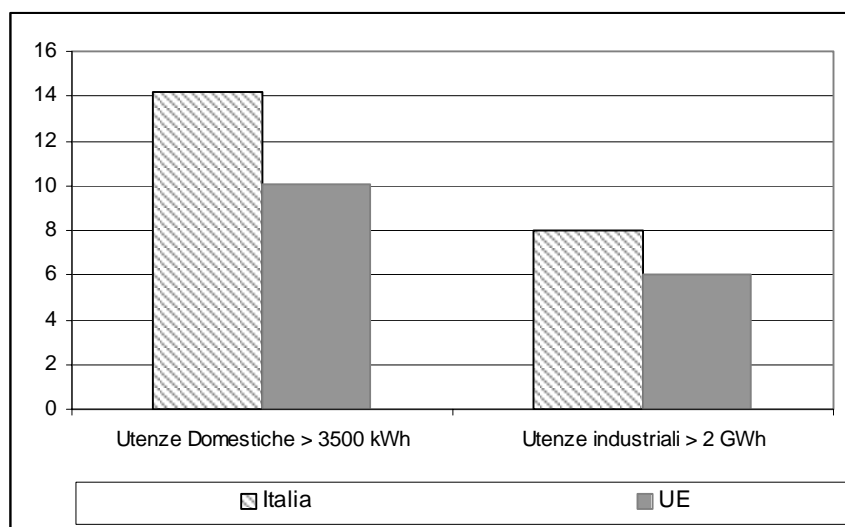
²¹ Dlgs 64/2000.

²² IEA, World Energy Outlook 2002.

investimenti infrastrutturali si scontra con la scarsità di capitale dei nuovi entranti; l'incertezza relativa alle dimensioni della domanda che ciascun operatore dovrebbe coprire disincentiva inoltre le spese in infrastrutture. Nonostante il DdL Marzano assicuri una riserva pari all'80% della nuova capacità a chi ha sostenuto la spesa per l'infrastruttura, altri elementi di incertezza potrebbero creare strozzature dal lato dell'offerta. I Paesi produttori, che hanno recentemente istituito il "Forum of Gas Exporting Countries" (FGEC), non intendono investire per incrementare la propria capacità produttiva in assenza di garanzie sul livello di domanda che dovranno soddisfare (garanzie fino ad ora assicurate dai contratti *take or pay*). Le imprese entranti nei mercati liberalizzati, d'altro canto, potrebbero rivelarsi poco propense a sottoscrivere contratti di acquisto di lungo periodo e di onerosità certa a fronte dell'incertezza nel livello finale delle vendite.

Uno scenario in cui possa configurarsi un livello di offerta carente non pare quindi remoto. In tale situazione, l'offerta di gas da parte dei nuovi entranti, non necessariamente più efficienti degli *incumbent* ma tutelati dalla quota di mercato attribuita loro per legge, potrebbe provocare un generalizzato rialzo dei prezzi per gli utenti finali.

Figura 1.18 - Prezzi dell'energia elettrica al netto delle tasse. Anno 2002 (centesimi di euro/kWh)



Fonte: elaborazioni FEEM su dati AEEG

1.5.6 Settore energetico e tutela ambientale

L'incentivazione della produzione di elettricità da fonti rinnovabili

Il 2002 è stato il primo anno in cui è entrato in funzione il meccanismo di incentivazione delle fonti rinnovabili. Il sistema prevede che:²³

- dal 2002 gli importatori e i produttori di energia elettrica devono immettere nella rete di trasmissione nazionale almeno il 2% di energia rinnovabile prodotta in impianti entrati in operazione dopo il 1° aprile 1999;
- sono esenti dall'obbligo gli autoconsumi di centrale, la cogenerazione, la produzione e l'importazione di energia rinnovabile; è prevista inoltre una franchigia iniziale sui primi 100 GWh generati o importati;
- la prova di avere ottemperato all'obbligo è data dalla consegna al GRTN di certificati che attestano la produzione da impianto qualificato come rinnovabile (certificati verdi), entro il 31 marzo dell'anno successivo;
- i certificati verdi possono essere ceduti ai soggetti a obbligo, o intermediari, tramite accordo bilaterale o attraverso le contrattazioni sul mercato predisposto dal Gestore del mercato SpA (GME), al prezzo che si forma sul mercato stesso;
- vengono intestati al GRTN i certificati verdi relativi alla produzione di energia rinnovabile proveniente da impianti che beneficiano delle convenzioni CIP6 e che sono entrati in operazione dopo il 1° aprile 1999;
- i certificati verdi intestati al GRTN vengono ceduti al prezzo risultante dalla differenza tra il costo di incentivazione medio dell'energia elettrica prodotta dagli impianti rinnovabili sotto convenzione CIP6 e i ricavi derivanti dalla cessione dell'energia stessa.

Nel 2002 la domanda di certificati verdi ha raggiunto i 3,3 TWh.

Le esenzioni dall'obbligo previste dalla normativa fanno sì che l'energia elettrica sulla quale ricade l'onere di incentivazione delle energie rinnovabili ammonti al 50% circa del consumo interno lordo nel 2001 (anno di riferimento sul quale calcolare l'obbligo per il 2002).

L'offerta di certificati verdi è costituita dalla somma dei certificati intestati al GRTN per l'energia prodotta da impianti rinnovabili sotto convenzione CIP6, entrati in operazione dopo il 1° aprile 1999, e di quelli intestati a operatori privati che abbiano provveduto a qualificare i propri impianti come rinnovabili (qualifica IAFR). Questi ultimi hanno coperto una quota pari ad 1/3 dell'offerta totale.

Il prezzo di cessione dei certificati verdi sul mercato predisposto dal GME, è stato pari al valore di collocamento dei certificati verdi intestati al GRTN, vale a dire 8,412 centesimi di euro/kWh più IVA. Il rimanente TWh necessario a soddisfare la domanda è stato ceduto, sulla base di accordi bilaterali, a un prezzo non noto, e probabilmente allineato a quello di riferimento del GRTN; oppure, in parte, è stato annullato all'interno delle stesse società soggette a obbligo che abbiano messo in produzione impianti rinnovabili.

La delibera CIPE n. 123/2002

La legge di ratifica del Protocollo di Kyoto (legge 1 giugno 2002, n. 120) richiedeva al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze e con gli altri Ministri interessati, di presentare al Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) un piano di azione nazionale per la riduzione dei livelli di

²³ Decreto legislativo n. 79/99, art. 11, e decreto ministeriale 11 novembre 1999.

emissione dei gas serra. Tale piano è elaborato sulla base di scenari di previsione delle emissioni e individua le azioni normative che permettano il conseguimento dei livelli di emissione concordati a livello internazionale. Il CIPE a sua volta delibera il piano d'azione nazionale.

Con la delibera CIPE n. 123, approvata il 19 dicembre 2002, sono state riviste le “Linee guida” per le politiche e le misure nazionali di riduzione dei gas serra che erano oggetto della delibera CIPE del n. 137/98.

Nella delibera si individua uno scenario “tendenziale”²⁴, che proietta le emissioni di gas serra al 2010 assumendo una crescita del Pil annuo del 2% e prendendo in considerazione le misure di contenimento già avviate e decise al 2002 (per i dati nel dettaglio, si rimanda alla tabella 4.4 contenuta nel capitolo 4 di questo Rapporto).

La stima delle emissioni di gas serra al 2010 dello scenario tendenziale è di 579,7 Mt, contro le 487 Mt che costituiscono l'obiettivo stabilito dal Protocollo di Kyoto: l'obiettivo di riduzione rispetto allo scenario tendenziale è quindi di 92,7 Mt CO₂ (tabella 1.22).

Tabella 1.22 – Delibera CIPE 123/2002: emissioni di gas serra al 2010, scenario tendenziale (Mt CO₂ eq.)

	2000	2010
DA USI DI FONTI ENERGETICHE, di cui:	452,3	484,1
- Industrie energetiche	160,8	170,4
- Industria manifatturiera e costruzioni	77,9	80,2
- Trasporti	124,7	142,2
- Civile (incluso terziario e Pubbl. Amm.ne)	72,1	74,1
- Agricoltura	9,0	9,6
- Altro (fughe, militari, aziende di distribuzione)	7,8	7,6
DA ALTRE FONTI	94,5	95,6
Processi industriali (industria mineraria, chimica)	33,9	30,4
Agricoltura	42,6	41
Rifiuti	14,2	7,5
Altro (solventi, fluorurati, bunkeraggi)	3,8	16,7
TOTALE	546,8	579,7

Fonte: elaborazione dati APAT per il 2000, previsioni del MATT per il 2010

La delibera elabora anche uno scenario “di riferimento” che sconta l'incorporazione di una serie di misure già decise ma non ancora messe in atto, che comportano riduzioni sensibili delle emissioni e in molti casi dei consumi di energia. Di particolare rilevanza sono le misure che riguardano il settore elettrico, il settore civile e il settore dei trasporti.

Per il settore della produzione elettrica lo scenario prende in considerazione le misure che dovrebbero scaturire dall'applicazione della direttiva europea 2001/77/CE²⁵ di sviluppo delle fonti rinnovabili nei mercati nazionali dell'energia elettrica e dalla realizzazione del previsto riordino del settore energetico. Le misure sono le seguenti:

- la realizzazione di 3.200 MW di cicli combinati aggiuntivi;
- l'espansione delle linee di importazione di elettricità per circa 2.300 MW;
- maggiore crescita della capacità da fonti rinnovabili per 2.800 MW.

Gli sviluppi del sistema elettrico nel 2010 secondo lo scenario di riferimento prevedono, rispetto al 2000²⁶:

- l'aumento della quota relativa al gas naturale dal 35% al 52%, in ragione della forte espansione dell'impiego in nuovi cicli combinati che andranno a sostituire gran parte della

²⁴ Già illustrato nella sezione 1.5.4.1.

²⁵ Si veda, più avanti, il “box” riguardante il decreto di recepimento di tale Direttiva Europea.

²⁶ Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, Ministero dell'Economia e Finanze, *Piano nazionale di riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra: 2003-2010*.

capacità esistente alimentata da prodotti petroliferi, il cui apporto dovrebbe scendere dal 30% al 10% del totale;

- la crescita della quota relativa al carbone (dal 9% al 12%) e di quella relativa alla produzione da fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico (dal 3,3% all'7,8%);
- la crescita della richiesta sulla rete di circa 65 TWh;
- l'aumento delle importazioni di 15,6 TWh;
- la crescita della produzione interna di elettricità di 53 TWh;
- l'aumento di produzione da cogenerazione di 30 TWh.

L'effetto di questi cambiamenti e di queste misure nel settore elettrico produrrebbe una riduzione stimata nelle emissioni di CO₂ pari a 26 Mt.

Le misure relative al settore trasporti prevedono un gran numero di interventi che possono essere classificati in tre categorie:

- misure volte al passaggio a carburanti con minore densità di carbonio;
- sistemi di ottimizzazione e collettivizzazione del trasporto privato;
- infrastrutture.

Tenendo conto del potenziale di riduzione delle emissioni attribuito dalla delibera 123/2002 a tali misure (pari a 7,5 Mt CO₂ per anno) e considerando che molte incidono sul contenuto di carbonio dei combustibili, si può stimare un risparmio energetico nel settore dei trasporti inferiore ai 2 Mtep.

Per l'industria manifatturiera è prevista una sostanziale stabilizzazione del livello dei consumi energetici e delle emissioni, senza variazioni apprezzabili rispetto allo scenario tendenziale, in considerazione degli sforzi di riduzione dell'intensità energetica sostenuti negli anni passati.

Come risultato delle suddette misure lo scenario "di riferimento" indica una diminuzione delle emissioni di gas serra fino a 539,9 Mt di CO₂ (tabella 1.23) contro i 579,7 Mt di CO₂ dello scenario "tendenziale". Il divario da colmare rispetto all'obiettivo del Protocollo di Kyoto sarebbe in questo caso di 53 Mt CO₂.

In aggiunta alle 40 Mt risparmiate con le misure sopra esposte, lo scenario di riferimento include l'acquisto di 12 Mt di CO₂ di crediti alle emissioni, attraverso il ricorso a meccanismi flessibili di Joint Implementation e Clean Development Mechanism.

Tuttavia l'applicazione dei provvedimenti individuati nello scenario di riferimento e il ricorso ai meccanismi flessibili, portano ad un livello di emissioni al 2010 superiore di 41 Mt di CO₂ all'obiettivo di riduzione del 6,5%.

Per colmare tale differenza la delibera individua le seguenti opzioni:

- utilizzo integrale del potenziale nazionale di assorbimento del carbonio attraverso interventi nell'uso del suolo e nella forestazione per un totale di 10-12 Mt di CO₂;
- adozione di ulteriori misure a livello nazionale (relative sia all'uso di fonti energetiche che a processi industriali, agricoli e di smaltimento dei rifiuti) capaci di ridurre sia le emissioni di CO₂ che di altri gas ad effetto serra;
- ulteriore ricorso ai meccanismi flessibili, sia con progetti nel settore energetico o in quello agricolo/forestale, da realizzare all'estero.

La delibera rimanda l'indicazione specifica di tali ulteriori misure a piani più dettagliati che i Ministeri dell'Ambiente e delle Politiche Agricole e Forestali, d'intesa con la Conferenza Stato-Regioni dovranno sottoporre in un momento successivo allo stesso CIPE.

Prospettive del decreto di recepimento della direttiva 2001/77/CE

Il Governo, nel Consiglio dei Ministri del 25 luglio 2003, ha adottato un decreto legislativo di recepimento della direttiva 2001/77/CE sulla promozione e l'incremento dell'elettricità da fonti rinnovabili nel mercato interno, volto a creare le basi per un futuro quadro comunitario in materia. Il decreto legislativo in questione consta di 17 articoli, con i quali, nel rispetto dei principi e criteri direttivi dell'articolo 43 della legge 39/2002¹, dà specifica attuazione alle disposizioni della direttiva 2001/77/CE, la quale disponeva che gli Stati membri adottassero le seguenti iniziative:

Entro il	Argomento	Articolo direttiva
27-10-2003 e successivamente ogni 5 anni	Relazione che stabilisce obiettivi indicativi nazionali per i 10 anni successivi e le misure adottate	Art. 3, comma 2
27-10-2003 e successivamente ogni due anni	Relazione che contiene una analisi del raggiungimento degli obiettivi e le misure per verificare affidabilità certificazione	Art. 3, comma 3 e art. 5, comma 5
27-10-2003	Relazione sulle procedure amministrative e azioni intraprese, nonché sulle misure adottate per agevolare accesso a rete	Art. 6, comma 2 e art. 7, comma 7
27-10-2003	Adozione delle disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi alle disposizioni della direttiva (recepimento)	Art. 9

Il provvedimento di recepimento della direttiva 2001/77/CE deve essere guardato nella prospettiva di aumento della quota obbligatoria di energia elettrica da produrre da fonti rinnovabili, prevista dall'articolo 23 del disegno di legge di riordino e riforma del settore energetico, approvato dalla Camera il 16 luglio scorso. L'insieme delle due disposizioni dovrebbe consentire al nostro Paese di perseguire l'obiettivo di aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dai circa 50 TWh attuali a circa 75 TWh nel giro di dieci anni. Un incremento come quello sopra esposto costituisce un passo importante per migliorare la sicurezza del sistema energetico e ridurre le emissioni dei gas responsabili dei cambiamenti climatici, contribuendo al rispetto degli impegni assunti in tal senso, sia in sede internazionale che europea.

La realizzazione di un' incisiva azione di incentivo alle rinnovabili richiede tuttavia la rapida attuazione dei punti lasciati a future decisioni e la conseguente approvazione dei regolamenti attuativi.

1) I principi e i criteri direttivi indicati dall'art. 43 l. 39/02 sono, testualmente, i seguenti: individuare gli obiettivi indicativi di consumo futuro di elettricità da fonti rinnovabili di energia sulla base di previsioni realistiche, economicamente compatibili con lo sviluppo del Paese; prevedere che gli obiettivi di cui alla lettera a) siano conseguiti mediante produzione di elettricità da impianti ubicati sul territorio nazionale, ovvero importazione di elettricità da fonti rinnovabili esclusivamente da Paesi che adottino strumenti di promozione ed incentivazione delle fonti rinnovabili analoghi a quelli vigenti in Italia e riconoscano la stessa possibilità ad impianti ubicati sul territorio italiano; assicurare che i regimi di sostegno siano compatibili con i principi di mercato dell'elettricità e basati su meccanismi che favoriscano la competizione e la riduzione dei costi; attuare una semplificazione delle procedure amministrative per la realizzazione degli impianti, nel rispetto delle competenze di Stato, Regioni ed enti locali; includere, tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili, i rifiuti, ivi compresa la frazione non biodegradabile; prevedere che dall'applicazione delle disposizioni del presente articolo non derivino nuovi o maggiori oneri, né minori entrate a carico del bilancio dello Stato.

Tabella 1.23 - Emissioni storiche di gas serra e scenario di riferimento (Mt CO₂ eq.)

	1990	2000	2005	2010
USI ENERGETICI, di cui:	424,9	452,3	442,9	444,1
Industrie energetiche	147,4	160,8	144,9	144,2
Termoelettrico	124,9	140,0	126,0	123,9
Raffinazione (consumi diretti)	18	17,4	18,2	19,2
Industria	85,5	77,9	79,1	80,2
Trasporti	103,5	124,7	132,8	134,7
Civile	70,2	72,1	69,3	67,8
Agricoltura	9,0	9,0	9,1	9,6
Altro (Militari, fughe di emissioni, trasporto gas)	9,3	7,8	7,7	7,6
USI NON ENERGETICI	96,1	94,6	91,5	95,6
Processi industriali	35,9	33,9	30,7	30,4
Agricoltura	43,3	42,6	40,5	41
Rifiuti	13,7	14,2	11,0	7,5
Altro (HFC, PFC, SF ₆ e solventi)	3,1	3,8	9,3	16,7
TOTALE	521,0	546,9	534,4	539,9

Fonte: delibera CIPE 123/2002

1.5.7 Le modifiche nella legislazione italiana

Nel corso del 2002 sono state adottate decisioni di carattere legislativo e regolatorio che cercano da una parte di superare alcuni ostacoli nella crescita del sistema e, dall'altra, di correggere e sostenere il processo di riforma e liberalizzazione del mercato.

Il disegno di legge di riordino del settore energetico

Il disegno di legge (DdL) AC 3297 per il riordino del settore energetico, conosciuto anche con il nome del Ministro delle Attività Produttive Marzano, riveste particolare importanza nel quadro legislativo di disciplina del settore energetico. Il disegno di legge, approvato dal Consiglio dei Ministri nel luglio 2002, aveva iniziato l'iter parlamentare alla Camera il 22 ottobre 2002 con l'assegnazione in prima lettura alla Commissione Attività Produttive. Era stata questa Commissione che aveva avviato nel novembre del 2001 un'indagine parlamentare che, dopo decine di audizioni, si concluse con un documento approvato il 18 aprile 2002, fornendo indicazioni di politica energetica che il DdL cerca di recepire. Dal 16 luglio 2003 il DdL è stato approvato dalla Camera e trasmesso al Senato per la seconda lettura.

Dal DdL Marzano emerge l'obiettivo principale della politica energetica italiana, che è quello di garantire una sicurezza nell'approvvigionamento di energia ad un prezzo abbordabile per tutti i consumatori nel rispetto della tutela dell'ambiente e della promozione di una concorrenza sana sul mercato libero nazionale ed europeo dell'energia (v. anche paragrafo 1.5.5).

Le leggi approvate

Nonostante tutta l'attenzione fosse concentrata sul DdL Marzano, Governo e Parlamento hanno preso alcune importanti decisioni nel settore.

Particolarmente significativo è stato il decreto legge 4 settembre 2002, n. 193, trasformato in legge 28 ottobre 2002, n. 238. Esso ha di fatto bloccato le tariffe elettriche e del gas sui valori raggiunti ad inizio luglio 2002, annullando gli aumenti che sarebbero dovuti scattare, in base al meccanismo tariffario previsto dal provvedimento 70/97, dal primo settembre 2002. La ragione dell'intervento, deciso dal Governo, era quella di contenere le spinte inflazionistiche provenienti dai continui aumenti del prezzo del greggio che si scaricavano sulle tariffe del gas e dell'elettricità. Le tariffe elettriche, calcolate per il mercato vincolato, sono rilevanti anche per il mercato libero, dove i prezzi vengono definiti in base a questo parametro. I prezzi del mercato libero elettrico sono rimasti pertanto fermi dal luglio 2002 al gennaio 2003: l'esistenza di prezzi stabili in un arco temporale molto lungo, contrasta con gli obiettivi delle liberalizzazioni che sono quelli di creare condizioni di mercato competitive, dove i prezzi oscillano nell'arco delle ore, non dei mesi.

Su indicazioni precise del Governo, ispirate dalla legge n. 238/2002, l'AEEG ha emesso il 29 novembre un nuovo sistema di determinazione delle tariffe, mirando a garantirne maggiore stabilità al riparo dalle forti oscillazioni del prezzo del petrolio. In particolare, con la delibera 194/02, i tempi di aggiornamento sono stati spostati da due a tre mesi, mentre il periodo su cui calcolare le medie dei prezzi di riferimento sono stati aumentati da quattro a sei mesi per l'elettricità e da sei a nove mesi per il gas. La soglia di invarianza per le tariffe elettriche è stata spostata dal 2 al 3%, mentre è rimasta inalterata al 5% quella del gas. Di nuovo, si tratta di un allungamento dei tempi di variazione dei prezzi che non è coerente con la necessità dei mercati liberalizzati di esprimere prezzi in maniera continuativa, anche con forti oscillazioni.

Un ampio dibattito si era sviluppato intorno al disegno Marzano circa il futuro dei cosiddetti *stranded cost*, o oneri di sistema, quei costi che i precedenti monopolisti hanno dovuto sostenere per ragioni non strettamente economiche e che nel nuovo contesto competitivo non riuscirebbero a

recuperare. La loro valutazione è sempre controversa in ogni sistema elettrico e anche in Italia essi erano soggetti a stime molto diverse.

Con il decreto legge n. 25 del 18 febbraio 2003, convertito in legge 17 aprile 2003 n. 83, il Governo ha determinato in via definitiva quali siano gli oneri di sistema, escludendo molti potenziali costi indicati in precedenza da ENEL. Di fatto, saranno considerati *stranded cost* fino al 2009 solo i costi all'importazione del gas nigeriano. A titolo di compensazione per gli *stranded cost* i produttori di elettricità hanno ottenuto l'eliminazione, retroattiva al primo gennaio 2002, dell'obbligo della restituzione della rendita elettrica. I produttori di energia idroelettrica, in precedenza, erano obbligati a restituire la differenza fra costo di produzione e prezzo di mercato, relativo per lo più ai costi dei combustibili da loro non impiegati. Si tratta di una misura molto vantaggiosa che compensa la rinuncia agli oneri di sistema, ciò in particolare per quegli operatori, di minore dimensione e privati, che dispongono di alta capacità idroelettrica. La soluzione anticipata del problema *stranded cost*, rispetto al DdL Marzano, era necessaria al fine di chiarire alcuni aspetti che avrebbero altrimenti ostacolato l'avvio della borsa.

Lo stesso decreto legge n. 25, come già ricordato, ha integrato alcune disposizioni previste dal decreto 9 aprile 2002, comunemente noto come "decreto sblocca-centrali", il quale si proponeva di accelerare il processo autorizzativo per la costruzione di nuove centrali termoelettriche. Nella realtà, il decreto, pur riducendo il numero di decisioni necessarie per ottenere i permessi, non è riuscito a rimuovere completamente tutti gli ostacoli autorizzativi. A più di un anno dalla sua approvazione, a fine maggio 2003 erano state rilasciate autorizzazioni per 9.400 MW, su richieste per la procedura accelerata di 39.000 MW. Di questi, le centrali per le quali erano stati effettivamente aperti i cantieri non superavano i 3.000 MW, di cui gran parte in siti esistenti. Tutti gli impianti completamente nuovi, o *greenfield*, erano stati bloccati da ricorsi al TAR da parte di vari organi locali contrari ai progetti.

Sempre il decreto legge n. 25 ha incorporato un precedente decreto, il decreto-legge 23 dicembre 2002, n. 281, cosiddetto "decreto salva-centrali", poi decaduto, che permetteva ad alcuni impianti termoelettrici di funzionare superando alcuni stringenti limiti di carattere ambientale. Le centrali coinvolte sono Porto Tolle, San Filippo al Mela e Brindisi Nord. Su questi impianti il primo gennaio 2003 erano entrate in vigore le linee guida del DPR 203/88 approvate dal decreto ministeriale 12 luglio 1990. I limiti alle emissioni di SO₂, pari a 400 mg/m³, avrebbero imposto l'uso del gas o di olio combustibile a scarso tenore di zolfo. L'assenza del collegamento con la rete del gas e gli alti prezzi dell'olio combustibile a scarso zolfo hanno obbligato i proprietari degli impianti a negoziare con le autorità competenti, il Ministero dell'Ambiente e gli organi locali, un parziale utilizzo degli impianti per un periodo limitato. L'utilizzo limitato di queste centrali è stata una delle cause delle interruzioni nella distribuzione di elettricità del 26 giugno 2003.

Il 22 ottobre 2003 è stato convertito in legge, in seconda lettura alla Camera, il decreto legge n. 158 del 3 luglio 2003, cosiddetto "decreto salva *black-out*", che contiene misure straordinarie per assicurare un livello sufficiente di produzione di energia elettrica. Inizialmente il testo prevedeva la sola possibilità di innalzare temporaneamente la temperatura degli scarichi termici delle centrali termoelettriche superiori a 300 MW, con il fine di aumentare la potenza disponibile durante una situazione d'emergenza. Questa misura è stata adottata dopo i distacchi programmati nelle forniture del 26 giugno scorso.

Nel DL sono stati poi inseriti alcuni articoli stralciati dal disegno di legge Marzano sul riordino del sistema elettrico, relativi a:

- l'unificazione di proprietà e gestione delle reti ad alta tensione, con il divieto per gli operatori del settore di possedere partecipazioni superiori al 20% del capitale dal 2007 in poi;

- la revoca delle autorizzazioni per la costruzione o il potenziamento di centrali esistenti, qualora siano trascorsi 12 mesi dal via libera senza che siano iniziati i lavori. Tale norma intende evitare il rischio che possa nascere “un commercio delle autorizzazioni”;
- incentivi per la costruzione di nuove interconnessioni con l'estero che garantiscono ai proprietari la possibilità di poter limitare l'accesso di terzi alla capacità di trasporto per un periodo compreso fra i dieci e i venti anni;
- l'attribuzione al Ministero delle Attività Produttive di maggiori competenze sul fronte delle importazioni.

Nel corso della discussione in Aula sono stati sottolineati, poi, i problemi di costituzionalità che potrebbero derivare dagli articoli che stabiliscono le competenze e le modalità di autorizzazione degli impianti. Particolarmente controverse appaiono le norme che prevedono il rientro in capo al Governo delle competenze sulle autorizzazioni di nuove centrali, con la possibilità di esercitare il potere sostitutivo per le autorizzazioni alla costruzione di nuove reti nel caso di inerzia delle Regioni.

Le scadenze delle riforme

Fra le questioni legislative occorre sottolineare il mancato avvio del dispacciamento di merito economico dell'energia elettrica, più comunemente noto come “borsa dell'elettricità”. Uno dei punti più qualificanti della riforma elettrica, avviata con il decreto legislativo 79/99, era quello di prevedere la creazione della borsa elettrica entro il primo gennaio 2001. Ancora una volta si tratta di un grave ritardo che testimonia le difficoltà in Italia di passare ad un sistema totalmente liberalizzato. Ad esso è stato posto parziale rimedio con l'avvio, il primo luglio 2003, di STOVE (Sistema Transitorio Offerte Vendite Elettricità), che anticipa di qualche mese, nelle intenzioni del Governo, l'avvio della borsa.

Fra le scadenze previste dalle precedenti norme, importante è stata quella del primo gennaio 2003 prevista dal decreto legislativo 164/2000, che ha liberalizzato totalmente la domanda finale di gas, anche quella dei clienti residenziali. La totale apertura della domanda finale, tuttavia, non appare sufficiente a far sì che i consumatori finali possano cambiare fornitore. Il codice di rete di distribuzione, infatti, non era ancora completato a metà 2003, mentre solo a metà 2002 si è giunti ad una sofferta definizione delle tariffe di distribuzione. La stessa delibera 207/02 ha stabilito che per i clienti non idonei a fine 2002 continuassero le stesse condizioni tariffarie praticate in precedenza.

Nel gennaio 2003 è stata venduta la terza Genco ENEL, Interpower; la cessione ha fatto scattare il periodo di tre mesi, previsto dalla legge 5 marzo 2001, n. 57, dopo il quale si sarebbe avuta un'ulteriore riduzione del livello di consumo annuale per essere clienti liberi sul mercato elettrico. Dal 29 aprile 2002 la soglia è stata ridotta da 1 milione a 100.000 kWh consumati all'anno. Le stime indicano un aumento dei clienti da 11 mila ad oltre 144.000. Come per il gas, si tratta di consumatori di piccola dimensione, artigiani, piccole imprese, aziende commerciali, che difficilmente avranno occasione, nella gran parte dei casi, di cambiare fornitore. Con la vendita di Interpower si è completato il processo di vendita delle tre società create dalla dismissione dei 15.000 MW di ENEL, obbligo che costituisce uno dei cardini della riforma elettrica introdotta dal decreto legislativo 79/99.

Le decisioni del regolatore

Un elemento che caratterizza il sistema elettrico italiano è il divario fra i prezzi all'ingrosso in Italia e quelli nel centro Europa. Dal 2000, ogni fine anno, l'AEEG stabilisce i criteri per

l'assegnazione dei circa 6.000 MW di importazione. La delibera n.190/02, modificata dalla n. 200, ha dato nuovi criteri di suddivisione della capacità di importazione, per altro aumentata, per l'anno 2003. Con le nuove disposizioni, i volumi assegnati ai grandi consumatori industriali sono aumentati da 600 a 1200 MW, costituendo questo il cambiamento più rilevante. Il risultato è che la grande industria beneficia del prezzo basso delle importazioni che, al contrario, non incidono in maniera significativa sull'approvvigionamento energetico della piccola e media industria. La nuova ripartizione dei volumi di importazione è giustificata dal fatto che l'industria energivora soffre maggiormente lo svantaggio competitivo, rispetto ai concorrenti stranieri, degli alti prezzi dell'elettricità in Italia.

L'accesso al sistema di importazione, trasporto, stoccaggio e distribuzione del gas si è rivelato decisivo nel favorire il processo di liberalizzazione nel mercato del gas. Con la delibera 137/02 l'AEEG ha approvato le norme che garantiscono il libero accesso alle reti di trasporto e le indicazioni per predisporre i codici di rete da parte delle società che effettuano trasporto, principalmente SNAM Rete Gas e, in misura marginale, Edison Trasporto e Stoccaggio. Il provvedimento era stato emanato il 17 luglio 2002, mentre il codice di rete presentato da SNAM è stato approvato quasi un anno dopo, il primo luglio 2003.

Mentre per il trasporto del gas si è arrivati faticosamente ad un Codice di rete, a quasi tre anni dall'avvio della riforma del mercato del gas, lo stesso non accade per lo stoccaggio e per la distribuzione al settore civile, due altri anelli fondamentali del sistema gas in Italia. Per lo stoccaggio alcune indicazioni sono fornite dalla delibera 26/02, che fissava le tariffe del servizio, mentre per la distribuzione è stato diffuso un documento di consultazione il 3 aprile 2003. I tempi per quest'ultimo si preannunciano lunghi, per oggettive difficoltà tecniche relative alla presenza di oltre 700 distributori.

Non meno difficile è stato il percorso che ha portato alla definizione delle tariffe di distribuzione con la delibera 122/02, che di fatto rivedeva, aumentando l'importo del capitale riconosciuto in tariffa, le disposizioni della delibera 237/00. Anche in questo caso si è trattato di un periodo molto lungo per arrivare alla determinazione certa di una delle componenti fondamentali del prezzo finale ai clienti residenziali.

Nel settore del gas l'AEEG, con provvedimento A 329 Blugas-SNAM del 21 novembre 2002 ha ritenuto colpevole Eni di abuso di posizione dominante nelle decisioni di conferimento di capacità di importazione ad operatori nazionali. Per rispettare i limiti *antitrust* fissati dal decreto 164/00, punto fondamentale della riforma gas, l'Eni ha venduto gas ad operatori nazionali al di fuori della frontiera italiana ma sulle linee di importazione verso l'Italia. A questi operatori Eni ha dato accesso prioritario escludendone altri, attraverso una procedura che è stata ritenuta discriminatoria. All'Eni è stata comminata una sanzione simbolica di 1.000 euro, mentre, aspetto più rilevante, gli è stato richiesto di effettuare investimenti per espandere la capacità di importazione.

Sempre l'Autorità garante per la concorrenza e il mercato, congiuntamente all'AEEG, ha avviato un'indagine sullo stato delle liberalizzazioni dei mercati energetici in data 10 marzo 2003.

Capitolo 2

LA DOMANDA DI ENERGIA NEI SETTORI D'USO

CAPITOLO 2 - LA DOMANDA DI ENERGIA NEI SETTORI D'USO

A fine 2002 il Prodotto interno lordo (Pil) a prezzi costanti è aumentato dello 0,4% (3,1% a prezzi correnti) rispetto all'anno precedente. Nel corso dell'anno il settore industriale ha attraversato una fase di sostanziale stagnazione, il settore dei servizi ha fatto registrare una crescita dell'1%, il settore primario una contrazione pari al 2,6%.

Il consumo interno lordo di energia si è assestato a 186,7 Mtep, in calo dello 0,6% rispetto al 2001 (tabella 2.1). La contrazione dei consumi energetici ha determinato una riduzione dell'intensità energetica passata da 181,6 a 179,8 tep per milione di euro.

Rispetto al 2001 i consumi di carbone sono aumentati del 3,5% raggiungendo i 14,2 Mtep.

La domanda interna di gas naturale ha subito una flessione dello 0,7%, attestandosi a 58,1 Mtep.

Il consumo complessivo di prodotti petroliferi nel 2002 è stato pari a 90,9 Mtep, con un calo dello 0,3% rispetto all'anno precedente.

Nel 2002 la richiesta totale di energia elettrica ha raggiunto i 310,7 TWh con un incremento dell'1,9% rispetto al 2001. Considerando la fase di sostanziale stagnazione dell'economia, l'aumento dei consumi elettrici, anche se inferiore all'incremento registrato nel 2001 (2,3%), è in significativa controtendenza.

L'intensità elettrica ha raggiunto i 299 kWh per milione di euro (tabella 2.2 e figura 2.1) evidenziando un tasso di crescita superiore a quello del 2001 e in linea con quello del triennio 1997-2000.

*“Altri due fenomeni di rilievo hanno caratterizzato il 2002: la nuova punta storica di domanda sulla rete elettrica nazionale: 52.590 megawatt, registrata lo scorso 12 dicembre, superiore dell'1,2% rispetto all'anno precedente. E il nuovo picco di domanda nel periodo estivo, verificatosi il 21 giugno in concomitanza con una forte ondata di caldo, pari a 50.974 megawatt e superiore del 4,8% rispetto al 2001”.*¹

Tabella 2.1 - Consumo interno lordo di energia per fonte. Anni 1995-2002

Fonte	Energia primaria (Mtep)								Variaz.	Variaz.
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002*	02/95	02/01
Combustibili solidi	12,5	11,3	11,7	12,1	12,2	12,8	13,7	14,2	13,6	3,5
Gas naturale	44,8	46,4	47,8	51,5	56,0	58,4	58,5	58,1	29,7	-0,7
Prodotti petroliferi	95,7	94,3	94,9	94,9	92,4	91,3	91,2	90,9	-5,0	-0,3
Fonti rinnovabili	10,2	11,2	11,2	11,3	12,9	12,9	13,8	12,4	21,6	-10,1
Importazioni nette energia elettrica	8,4	8,4	8,9	9,4	9,2	9,8	10,6	11,1	32,1	4,3
Totale	171,6	171,6	174,5	179,2	182,7	185,2	187,8	186,7	8,8	-0,6

Fonte: elaborazioni ENEA su dati Ministero delle attività produttive (MAP)

* Dati provvisori

Gli impieghi finali di energia sono calati dell'1,1%, passando dai 137,1 del 2001 ai 135,6 Mtep del 2002.

Nel corso dell'anno si è registrata una flessione dei consumi del settore industriale che sono passati da 39,8 a 39,5 Mtep. La quota di consumi energetici coperta dal settore è rimasta stabile al 29,1%.

I consumi energetici del settore trasporti, pari a poco più del 31% del totale nazionale, sono rimasti praticamente stabili attorno ai 42,5 Mtep.

¹ GRTN, Rapporto sulle Attività 2002.

Il settore residenziale e terziario copre poco meno del 30% dei consumi nazionali. In termini assoluti i consumi del settore sono passati da 41,2 a 40,5 Mtep (-1,8%).

Il settore primario contribuisce per il 2,5% degli impieghi finali nel 2002, con un consumo di 3,4 Mtep pari a quello dell'anno precedente.

Gli usi non energetici sono calati del 9,3%, passando da 7,4 Mtep a 6,7 Mtep.

Tabella 2.2 - Consumo interno lordo di energia, intensità energetica, intensità elettrica. Anni 1995-2002

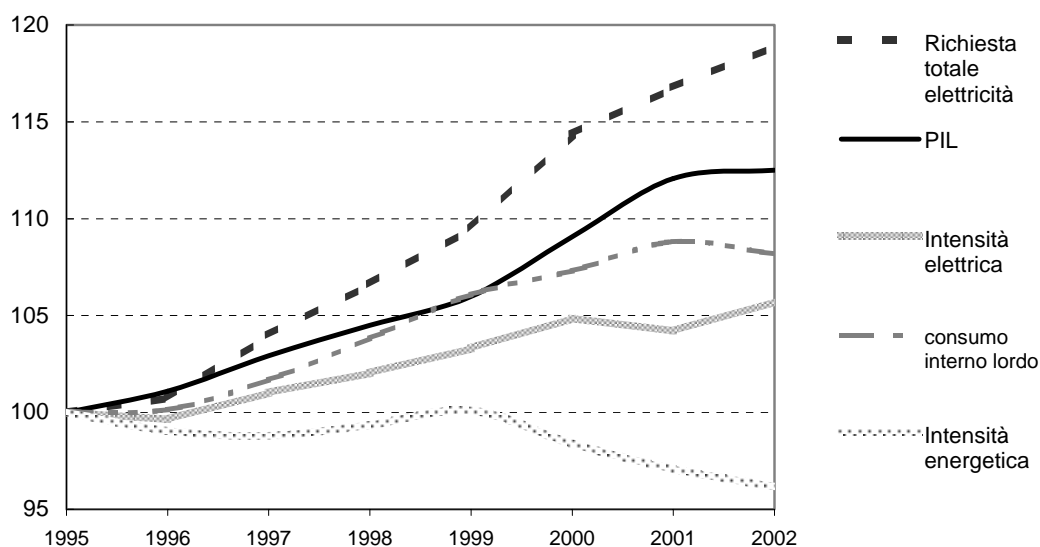
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002*
Domanda di energia (Mtep)	171,6	171,6	174,5	179,2	182,7	185,2	187,8	186,7
<i>Combustibili solidi</i>	12,5	11,3	11,7	12,1	12,2	12,8	13,7	14,2
<i>Gas naturale</i>	44,8	46,4	47,8	51,5	56	58,4	58,5	58,1
<i>Prodotti petroliferi</i>	95,7	94,3	94,9	94,9	92,4	91,3	91,2	90,9
<i>Fonti rinnovabili</i>	10,2	11,2	11,2	11,3	12,9	12,9	13,8	12,4
<i>Importazioni nette energia elettrica</i>	8,4	8,4	8,9	9,4	9,2	9,8	10,6	11,1
Consumo interno lordo di energia elettrica (TWh)	278,9	281,8	290,3	300,5	307,7	320,9	327,4	334,9
Richiesta di energia elettrica (TWh)	261	262,9	271,4	279,3	285,8	298,5	304,8	310,7
Prodotto Interno Lordo (M€(1995))	923.052	933.142	952.050	969.130	985.253	1.016.192	1.034.549	1.038.394
Intensità energetica (tep/ M€(1995))	185,9	184,0	183,2	184,9	185,4	182,2	181,6	179,8
Intensità elettrica** (kWh/ M€ ₉₉₅)	283	282	285	287	290	294	295	299

*Dati provvisori

**Consumo interno lordo di energia elettrica/Pil

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP, Min. dell'economia e delle finanze, ENEL (fino al 1998), GRTN (1999-2002)

Figura 2.1 - Intensità energetica e intensità elettrica (Numeri indice 1995=100)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Tabella 2.3 - Bilancio energetico nazionale di sintesi. Anno 2002 (Mtep)

	Combustibili solidi	Gas naturale	Prodotti petroliferi	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,4	12,0	5,5	11,9		29,8
Importazione	13,6	48,9	107,4	0,5	11,3	181,7
Esportazione	0,1		21,0		0,2	21,3
Variazione scorte	-0,3	2,8	1,0			3,5
Consumo interno lordo	14,2	58,1	90,9	12,4	11,1	186,7
Consumi e perdite del settore energetico	-1,0	-0,6	-5,7	-0,1	-43,7	-51,1
Trasformazioni in energia elettrica	-9,2	-18,5	-18,3	-10,9	56,9	
Totale impieghi finali	4,0	39,0	66,9	1,4	24,3	135,6
Industria	3,8	16,6	7,0	0,2	11,9	39,5
Trasporti		0,4	41,4		0,7	42,5
Residenziale e terziario	0,1	21,0	7,2	1,0	11,2	40,5
Agricoltura		0,1	2,6	0,2	0,5	3,4
Usi non energetici	0,1	0,9	5,7			6,7
Bunkeraggi			3,0			3,0

Fonte: MAP

Dati provvisori

Bolletta energetica e conti economici nazionali

La dipendenza energetica dell'Italia è passata da un valore di poco inferiore all'81% nel 1995, all'83,6% del 2001, fino all'84,3 del 2002 (dato provvisorio). La media europea è prossima al 54% e solamente Irlanda, Lussemburgo e Portogallo fanno registrare, nell'Unione europea, un grado di dipendenza superiore a quello dell'Italia (tabella I.1).

Tabella I.1 - Dipendenza¹ energetica dei paesi dell'area euro. Anni 1995-2002

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Austria	66,0	68,4	68,5	68,2	65,9	65,7	66,6	67,7
Belgio	77,6	78,3	76,9	77,9	76,5	77,3	77,9	76,8
Finlandia	56,6	58,7	55,1	59,4	54,2	54,7	55,7	57,3
Francia	46,9	48,5	48,0	50,5	49,9	48,9	49,2	48,4
Germania	58,0	59,9	59,6	61,8	59,9	60,4	60,7	59,9
Irlanda	60,7	68,6	76,6	80,7	80,8	83,9	88,2	87,3
Italia	80,9	80,2	80,2	81,6	82,2	83,7	83,6	84,3
Lussemburgo	98,6	98,9	98,7	98,6	98,7	98,5	98,4	98,4
Olanda	11,6	5,1	14,4	18,5	22,4	26,8	24,2	24,8
Portogallo	86,9	84,1	85,3	86,6	89,0	87,2	86,3	89,1
Spagna	69,7	67,9	70,6	71,6	74,2	74,1	73,5	75,5
Danimarca	23,9	23,8	6,5	4,2	-16,4	-39,4	-33,1	-43,0
Grecia	61,3	60,7	62,0	63,2	64,1	63,9	64,0	63,4
Regno Unito	-15,5	-15,7	-18,1	-18,0	-21,4	-16,7	-10,4	-11,3
Svezia	36,2	37,4	34,7	32,8	33,2	35,6	32,9	38,3

¹ Dipendenza energetica = (Importazioni nette / (Produzione + Importazioni nette))*100

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Un'analisi della dipendenza per fonti di energia primaria evidenzia uno scenario che si evolve lentamente nel corso degli anni (tabella I.2).

Nel 2002, la domanda interna di petrolio è soddisfatta per il 94% dalle importazioni (95% negli anni precedenti). La domanda di combustibili solidi è coperta quasi interamente da prodotti importati, mentre la dipendenza energetica del gas naturale è in continua crescita e ha superato l'80% nel 2002.

Tabella I.2 – Italia: dipendenza energetica per fonte. Anni 2000-2002

	combustibili solidi	gas naturale	petrolio	totale
2000	97,8%	77,6%	95,1%	83,7%
2001	96,5%	78,2%	95,4%	83,6%
2002	97,1%	80,3%	94,0%	84,3%

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

L'approvvigionamento energetico attraverso il ricorso ad operatori esteri comporta un esborso monetario di notevole entità, non adeguatamente bilanciato da esportazioni di prodotti energetici.

I valori delle esportazioni italiane di prodotti energetici sono trascurabili, fatta eccezione per le esportazioni di prodotti petroliferi raffinati che procurano entrate comprese tra i 4000 e i 5000 milioni di euro (tabella I.3).

Tabella I.3 - Esportazioni (fob) e importazioni (cif) di prodotti petroliferi raffinati (milioni di euro)

	2000	2001	2002
Esportazioni	5181	5061	4408
Importazioni	5378	4626	5032
Saldi	-197	435	-624

Fonte: Unione Petrolifera, ISTAT, Banca d'Italia

I valori delle importazioni, tuttavia, procurano annualmente un flusso in uscita quasi di pare valore. Il saldo nel commercio dei prodotti petroliferi raffinati, positivo per circa 400 milioni di euro nel 2001, risulta di segno opposto per

circa 600 milioni di euro nel 2002, influenzando solo marginalmente la “fattura” energetica dell’Italia verso l’estero che negli ultimi tre anni ha oscillato tra i 25 e i 30 miliardi di euro (tabella I.4).

Tabella I.4 - Italia - La stima della "fattura energetica". Anni 1995-2002 (milioni di euro)

	1995	1998	1999	2000	2001	2002
Combustibili solidi	990	783	753	996	1223	1133
Gas naturale	2661	3424	3642	7834	8782	7905
Petrolio	9023	7312	9653	18651	15985	15554
Altre	1563	1459	1418	1524	1751	1857
Totale	14237	12978	15466	29005	27741	26449

Fonte: Unione Petrolifera, ISTAT, Banca d'Italia

Negli ultimi tre anni quasi il 60% del saldo negativo della fattura energetica è attribuibile al commercio dei prodotti petroliferi, il 30% circa dipende dalle importazioni nette di gas naturale, il 4% dall’approvvigionamento sui mercati esteri di combustibili solidi.

La fattura energetica, prossima ad un saldo negativo di 28 miliardi di euro nel 2001, ha subito un miglioramento nel 2002 passando a quasi 26,5 miliardi di euro.

Per tutte le fonti primarie di energia si è registrato un miglioramento del saldo commerciale con l’estero, attribuibile all’apprezzamento del tasso di cambio euro/dollaro, alla progressiva diminuzione del prezzo del greggio e, nel caso del petrolio, al contenimento delle quantità importate (tabella I.5).

Tabella I.5 - Italia - Saldi del commercio con l'estero per destinazione economica (milioni di euro)

	1998	1999	2000	2001	2002
Prodotti energetici	-12978	-15466	-29005	-27741	-26449
Prodotti non energetici	37458	29491	30912	36975	35763
Totale	24480	14025	1907	9234	9314

Fonte: Unione Petrolifera, ISTAT, Banca d'Italia

Le oscillazioni nel saldo della bilancia commerciale italiana dipendono in maniera cruciale dall’andamento della fattura energetica che ne rappresenta la principale voce di passività.

Negli ultimi anni, infatti, a fronte di un attivo relativo ai prodotti non energetici che ha fatto registrare entrate comprese tra 29,5 e 37,5 miliardi di euro, si è assistito, a partire dal 2000, ad un brusco ridimensionamento del saldo complessivo. Il peggioramento della bilancia commerciale coincide con un sostanziale raddoppio del passivo per i prodotti energetici che si registra in seguito all’impennata del prezzo del greggio, solo parzialmente bilanciata dall’apprezzamento dell’euro sul dollaro.

2.1 IL SETTORE INDUSTRIALE

La quota di consumi energetici coperta nel 2002 dal settore industriale, pari al 29,1% dei consumi finali, si è mantenuta sugli stessi livelli degli anni precedenti. Per quanto riguarda la composizione delle fonti utilizzate, si conferma la progressiva diminuzione dei consumi di combustibili solidi e l'andamento crescente dei consumi di energia elettrica, pur in presenza di una congiuntura economica non favorevole. Nel corso del 2002 i consumi di gas naturale, in continua crescita negli ultimi anni, hanno subito una lieve contrazione, solo parzialmente compensata con l'incremento di consumi di prodotti petroliferi.

Nel 2002 il settore copre quasi la metà dei consumi di energia elettrica, il 95% dei consumi di combustibili solidi, il 10,5% dei consumi di prodotti petroliferi e il 42,6% dei consumi finali di gas. Nei due anni precedenti erano stati rilevati valori molto simili.

2.1.1 Quantità

Nei paragrafi precedenti è stato illustrato l'andamento complessivo della domanda di energia relativamente al 2002. Nei paragrafi che seguono, le informazioni statistiche relative ai settori economici faranno riferimento all'anno 2001. Come è noto, infatti, in corrispondenza di un maggior livello di disaggregazione settoriale, lo stato di aggiornamento delle statistiche è meno avanzato.

A partire dalla seconda metà degli anni Novanta il ritmo di espansione dell'attività produttiva del settore industriale in Italia ha mostrato un progressivo rallentamento. Nel 2000, si assiste ad un forte recupero della produzione alimentato anche da esigenze di ricostituzione dei magazzini mentre, nel 2001, una forte contrazione della produzione dell'industria in senso stretto è solo parzialmente bilanciata da un andamento positivo per il settore delle costruzioni.

In termini strutturali la dinamica dei diversi settori produttivi presenta comunque differenze importanti. Se considerati lungo l'arco della seconda metà degli anni Novanta, i divari settoriali nel ritmo della crescita appaiono considerevoli. Se da un lato si assiste ad una espansione apprezzabile di alcuni comparti dell'industria meccanica, della filiera cartario-editoriale, della produzione di articoli in gomma e plastica, dall'altro appare evidente che le produzioni del *made in Italy* incluse nel sistema moda non riescono più ad alimentare il processo di crescita. L'andamento stagnante dei settori di tradizionale specializzazione produttiva determina un calo di produzione che non viene per ora compensato da altri segmenti dell'industria.

Da un punto di vista organizzativo emergono due elementi di interesse:

- la quota dell'occupazione alle dipendenze destinata a mansioni di tipo amministrativo è in espansione in quasi tutte le industrie, indipendentemente dalla loro dimensione. Questo fenomeno è probabilmente legato al progressivo spostamento delle risorse aziendali verso funzioni di controllo;
- la forte frammentazione della struttura produttiva ostacola l'introduzione delle nuove tecnologie di comunicazione, ritenute efficienti solo a partire da una soglia dimensionale minima. Tale fenomeno ha inevitabili ripercussioni in termini di crescita della produttività.

Nel 2001 l'esaurimento del processo di accumulazione legato al ciclo della *new economy* ha innescato un immediato ridimensionamento della domanda di consumo e di investimento che dagli Stati Uniti si è rapidamente propagato in tutte le principali economie industrializzate.

La recessione in Italia ha coinvolto l'intero arco delle attività industriali, ma la sua intensità ha mostrato ampie differenze tra i diversi settori. Dal punto di vista della destinazione economica dei prodotti, la contrazione dei volumi prodotti ha colpito in misura più pronunciata i beni intermedi e i beni di investimento; il rallentamento è invece meno accentuato nel caso dei beni destinati al consumo, che nella media dell'anno hanno registrato anzi un leggero aumento, sostenuto dal comparto dei semidurevoli e dalla domanda estera.

Il ridimensionamento del livello dell'attività industriale si è riflesso nella seconda parte dell'anno in una caduta del grado di utilizzazione della capacità produttiva e in un rallentamento del ritmo di crescita della produttività rispetto all'anno precedente.

Alla minore saturazione degli impianti corrisponde una flessione della spesa per beni di investimento (soprattutto macchinari e attrezzature).

La buona dinamica occupazionale osservata tra il 2000 e il 2001 nel complesso dell'economia non ha coinvolto i settori dell'industria in senso stretto, dove, secondo le ultime stime di Contabilità nazionale, l'occupazione è diminuita.

Al contrario, l'andamento nel comparto delle costruzioni è stato molto positivo: l'occupazione del settore è cresciuta per il terzo anno consecutivo riportandosi sui livelli immediatamente precedenti le cadute occupazionali della metà degli anni Novanta.

I margini industriali sono risultati sostanzialmente stazionari grazie a un lieve recupero dei prezzi di vendita nei confronti dei costi, dopo la perdita registrata nel corso del 2000 (innescata dal rialzo delle quotazioni petrolifere).

Il miglioramento delle ragioni di scambio e il contenimento delle importazioni conseguente al rallentamento della domanda interna, hanno contribuito a sostenere il saldo della bilancia commerciale. Il recupero del saldo deve essere valutato anche in rapporto alla ridotta presenza dell'Italia nelle produzioni (soprattutto *high tech*) che più hanno risentito del rallentamento della domanda mondiale; questo elemento, come già rilevato, contribuisce a spiegare anche il mantenimento, dopo una lunga fase di flessione, della quota di mercato relativa al complesso dei beni manifatti.

La ripresa dell'attività industriale che ha caratterizzato il biennio 1999-2000 si è arrestata nel 2001, anno in cui l'indice della produzione industriale è calato dello 0,8% mostrando un andamento omogeneo per molti dei principali raggruppamenti di industrie². La stagnazione del valore aggiunto sui livelli dell'anno precedente è il risultato di un incremento dello 0,5% rispetto all'anno precedente nel settore delle costruzioni e di un andamento recessivo dell'industria in senso stretto (-0,1%).

Nel 2001 la domanda di energia del settore industriale ha subito un incremento dello 0,8% rispetto all'anno precedente, passando da 39,5 Mtep a 39,8 Mtep (tabelle 2.4-2.6).

L'incremento più rilevante (+2,6%) riguarda i prodotti petroliferi, che passano da 6,8 Mtep a 7 Mtep, pari al 17,6% dei consumi finali del settore.

I consumi di energia elettrica mostrano un incremento dell'1,1% e coprono una quota vicina al 30%, pari a 11,8 Mtep (figure 2.2. e 2.3).

I consumi di gas naturale costituiscono la prima fonte di copertura del fabbisogno energetico del settore (42,2%). Nel 2001 si registra un modesto incremento rispetto all'anno precedente (+0,4%), corrispondente a un consumo di gas naturale pari a 16,8 Mtep.

La tendenza alla riduzione della domanda settoriale di combustibili solidi è confermata anche dai dati del 2001 che evidenziano un calo dello 0,6%, per un consumo pari a 4 Mtep.

² Banca d'Italia, Relazione annuale, tab. aB24

Tabella 2.4 - Consumi energetici nel settore industriale, per fonte. Anni 1995-2002

Fonte	1995		1997		1998		1999		2000		2001		2002*	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	10272	27,9	10623	28,6	10926	29	11064	28,7	11726	29,7	11827	29,7	11900	30,3
Gas naturale	14884	40,4	15128	40,7	15455	41	15980	41,5	16747	42,4	16775	42,1	16600	42,2
Prodotti petroliferi	6697	18,2	6783	18,2	6838	18,1	7056	18,3	6783	17,2	6974	17,5	7000	17,8
Olio combustibile	3391	50,6	3114	45,9	3069	45,3	4100	58,1	3688	54,4	3493	50,1	-	-
Benzine	33	0,5	33	0,5	37	0,5	42	0,6	42	0,6	391	5,6	-	-
Gasolio	298	4,4	316	4,7	453	6,6	416	5,9	427	6,3	444	6,4	-	-
Virgin nafta	1063	15,9	1063	15,7	1114	16,3	0	0	0	0,0	0	0,0	-	-
Carboturbo	14	0,2	14	0,2	14	0,2	16	0,2	19	0,3	19	0,3	-	-
Gpl	278	4,2	308	4,5	326	4,8	440	6,2	438	6,5	507	7,3	-	-
Gas residui di raffinazione							49	0,7	62	0,9	53	0,8	-	-
Altri	1621	24,2	1935	28,5	1826	26,7	1992	28,2	2108	31,1	2068	29,7	-	-
Combustibili solidi e derivati	4973	13,5	4668	12,5	4460	11,8	4442	11,5	4228	10,7	4224	10,6	3800	9,7
Carbone	1427	28,7	1126	24,1	1235	27,7	1396	31,4	1184	28,0	1127	26,7	-	-
Coke	2762	55,5	2785	59,7	2661	59,7	2591	58,3	2514	59,5	2802	66,3	-	-
Gas derivati	614	12,3	586	12,6	356	8	236	5,3	296	7,0	46	1,1	-	-
Altri solidi	170	3,4	170	3,6	208	4,7	219	4,9	235	5,6	249	5,9	-	-
Totale fossili ¹	26554		26579		26753		27478		27758		27973		27400	
Totale consumi finali ²	36826	100,0	37201	100,0	37679	100,0	38541	100,0	39484	100,0	39800	100,0	39300	100,0
Totale fonti primarie ³	52831		53753		54703		55780		57755		58229		57842	

⁽¹⁾ Somma dei consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati

⁽²⁾ Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

⁽³⁾ Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh

⁽⁴⁾ Aggiungendo le fonti rinnovabili, i consumi totali salgono a 39500 ktep

* Dati provvisori

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Dal 1995 si registra un progressivo aumento della domanda di energia del settore; tale incremento sembra però essersi attenuato negli ultimi anni.

Un andamento analogo caratterizza i consumi di energia elettrica e di gas naturale che, a fronte di una crescita prossima al 15% nel periodo 1995-2000, segnano una sostanziale stabilizzazione nel periodo 2000-2002.

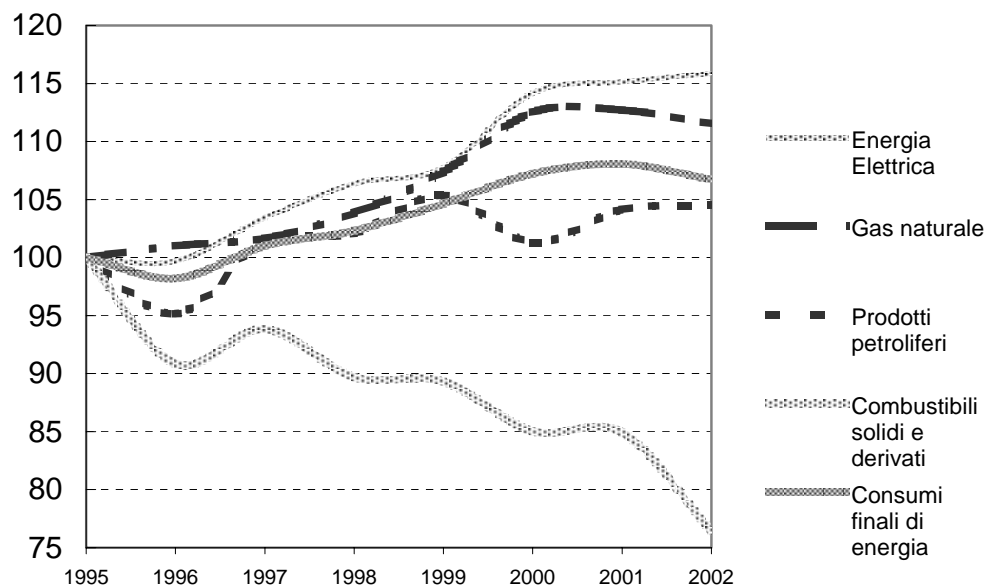
Risulta invece evidente la progressiva riduzione dei consumi di combustibili solidi (-23% circa dal 1995 al 2002).

L'incremento degli usi finali segue, nel medio periodo, l'andamento dell'indice della produzione industriale e dell'indice del valore aggiunto.

Nel 2001 la produzione ha subito una sensibile contrazione mentre i consumi energetici hanno continuato ad aumentare. Il valore aggiunto settoriale ha tuttavia evidenziato un incremento superiore a quello dei consumi; si è di conseguenza assistito ad una diminuzione dell'intensità energetica che i dati provvisori sembrano confermare anche per il 2002.

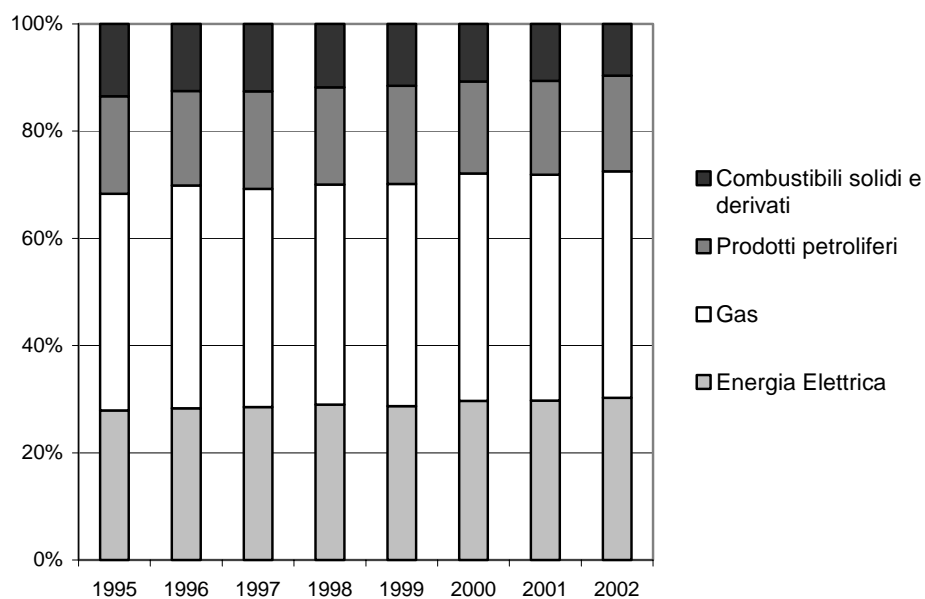
Il consumo per addetto, in aumento nel 2001 e in calo nel 2002, sembra influenzare l'andamento della produttività (il valore aggiunto per addetto) che aumenta nel 2001 e rimane stazionaria nel 2002 (figura 2.4).

Figura 2.2 - Consumi finali di energia per fonte (Numeri indice 1995=100)



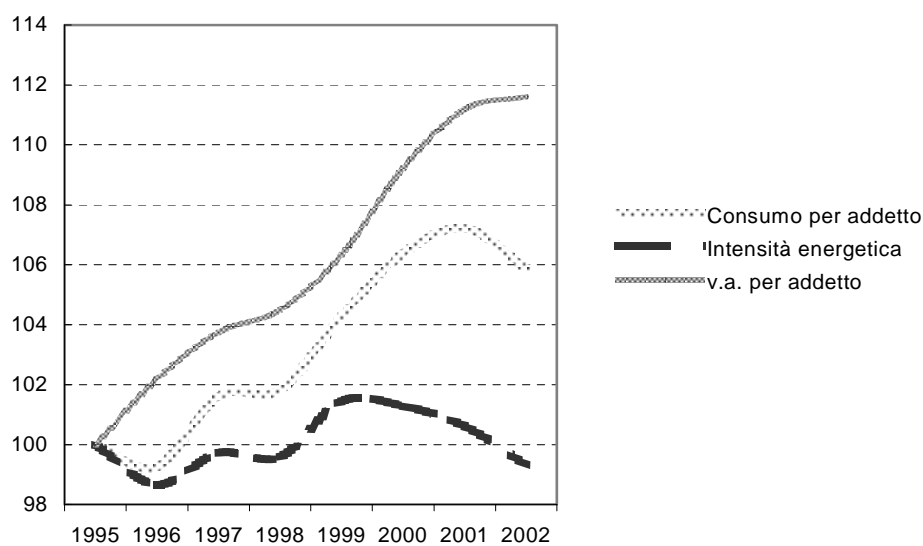
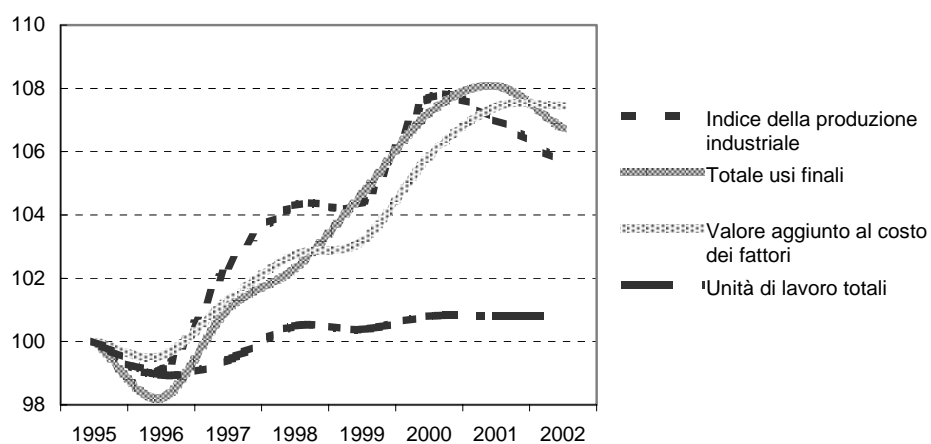
Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Figura 2.3 - Consumi finali di energia per fonte (%)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Figura 2.4 - Alcuni indicatori del comparto industriale (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (M€ ₉₅)	261076
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	6743
Usi finali di energia (ktep)	36826

Fonte: elaborazioni ENEA su dati ISTAT e MAP

Tabella 2.5 - Consumi finali di energia nei settori industriali. Anni 1995–2001

	1995		1997		1998		1999		2000		2001	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Industria												
Siderurgia	7738	21,0	7295	19,6	7058	18,7	6473	16,8	7156	18,1	7211	18,1
Estrattive	154	0,4	150	0,4	142	0,4	244	0,6	178	0,5	176	0,4
Metalli non ferrosi	826	2,2	846	2,3	877	2,3	938	2,4	963	2,4	975	2,4
Meccanica	4081	11,1	4522	12,2	4712	12,5	4906	12,7	5160	13,1	5284	13,3
Agroalimentare	2747	7,5	2872	7,7	3072	8,2	3573	9,3	3522	8,9	3725	9,4
Tessile e abbigliamento	2607	7,1	2560	6,9	2676	7,1	2765	7,2	2862	7,2	2908	7,3
Materiali da costruzione	4182	11,4	4186	11,3	4382	11,6	5023	13,0	5269	13,3	4710	11,8
Vetro e ceramica	2948	8,0	3037	8,2	3085	8,2	3083	8,0	3300	8,4	3402	8,5
Chimica e petrolchimica	7468	20,3	7200	19,4	7015	18,6	6725	17,5	6475	16,4	6497	16,3
di cui: <i>Chimica</i>	4251	11,5	5092	13,7	5153	13,7	5684	14,7	5446	13,8	5396	13,6
<i>Petrolchimica</i>	3217	8,7	2109	5,7	1862	4,9	1041	2,7	1029	2,6	1101	2,8
Cartaria e grafica	2408	6,5	2592	7,0	2662	7,1	2568	6,7	2656	6,7	2697	6,8
Altre Manifatturiere	1491	4,0	1756	4,7	1799	4,8	2144	5,6	1785	4,5	2058	5,2
Edilizia	176	0,5	184	0,5	200	0,5	98	0,3	157	0,4	157	0,4
Totale usi finali	36826	100	37200	100	37679	100	38540	100	39484	100	39800	100

Fonte: MAP

Tabella 2.6 - Consumi finali di energia per settore e per fonte. Anno 2001 (ktep)

	Combustibili solidi	Gas naturale	Petrolio	Energia elettrica	Totale	% Totale usi finali
Siderurgia	3415	1889	121	1786	7211	18,1
Estrattive	1	26	48	100	176	0,4
Metalli non ferrosi	26	379	90	480	975	2,4
Meccanica	67	2212	824	2182	5284	13,3
Agroalimentare	48	1851	790	1036	3725	9,4
Tessile e abbigliamento	8	1323	452	1125	2908	7,3
Materiali da costruzione	599	1076	2315	720	4710	11,8
Vetro e ceramica	0	2546	378	478	3402	8,5
Chimica e petrolchimica	13	3034	1119	2330	6497	16,3
Cartaria e grafica	2	1624	190	882	2697	6,8
Altre Manifatturiere	45	815	594	604	2058	5,2
Edilizia	0	0	53	104	157	0,4
Totale usi finali	4224	16775	6974	11827	39800	100,0

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

2.1.2 Materiali da costruzione, vetro e ceramica

Il settore Materiali da costruzione, vetro e ceramica (attività 26 della classificazione ATECO 91) comprende la fabbricazione di prodotti derivanti dalla lavorazione di minerali non metalliferi (tra cui prodotti ceramici e in vetro). Nel 2001 il settore copriva il 20,3% dei consumi totali dell'industria (22% nel 2000, 21% nel 1995).

La fase espansiva che già da tre anni interessa il settore delle costruzioni, in tutti i comparti in cui esso si articola, è stata uno dei fattori di maggiore stimolo per il settore dei materiali da costruzione di base, trainato dai risultati positivi dell'industria dei laterizi e di quella del cemento. Il buon andamento delle costruzioni ha influito positivamente anche sull'attività del vetro e della ceramica. Il segmento del vetro ha fatto registrare uno sviluppo complessivo dell'1,6% in termini reali (a cui corrisponde una stagnazione nel comparto del vetro piano e un incremento della produzione in quello del vetro cavo).

Anche l'industria delle piastrelle in ceramica ha consolidato l'espansione dell'ultimo quadriennio, grazie all'aumento delle vendite sui mercati internazionali (pari al 70% di quelle totali) e alla tenuta di quelle sul mercato domestico. Le esportazioni verso i paesi extra-Ue hanno superato per la prima volta il 50% del totale.

I consumi finali di energia hanno subito un incremento del 14% tra il 1995 e il 1999, e del 6% tra il 1999 e il 2000, raggiungendo 8.569 ktep. Nel 2001 si è verificata una contrazione che ha riportato i consumi finali a 8.112 ktep, un livello di poco superiore a quello del 1999 (tabella 2.7).

La contrazione dei consumi finali di energia dipende essenzialmente dal consumo di prodotti petroliferi, che si è ridotto drasticamente sia in termini assoluti (dai 3.202 ktep del 2000 ai 2.693 ktep del 2001), sia come percentuale dei consumi settoriali (dal 37% del 2000 al 33% del 2001).

Il consumo di combustibili solidi, in continua diminuzione negli ultimi anni, ha subito un lieve incremento nel 2001, passando dal 6,7% al 7,4% del totale dei consumi del settore.

Il consumo di gas naturale è passato dai 3.611 ktep del 2000 ai 3.621 ktep del 2001, e la quota di consumi coperta è passata nello stesso periodo dal 42% al 44,6%.

Il consumo di energia elettrica è cresciuto, passando da 1.178 ktep nel 2000 a quasi 1.200 ktep nel 2001, mentre la sua percentuale rispetto alle altre fonti si attesta attorno al 15%.

Tabella 2.7 - I consumi di energia nel settore materiali da costruzione, vetro e ceramica. Anni 1997-2001

	1997		1998		1999		2000		2001	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	552,8	7,7	607,5	8,1	607,1	7,5	577,8	6,7	599	7,4
Carbone	339,7	61,5	365,1	60,1	570,4	94	341	59	345,4	57,7
Coke	37,1	6,7	30,1	5	27,3	4,5	27,3	4,7	27,3	4,6
Gas derivati	23	4,2	23	3,8	2,1	0,3	0	0	0	0
Altri solidi	153	27,7	189,3	31,2	7,3	1,2	209,5	36,3	226,3	37,8
Gas naturale	3268,6	45,3	3328,7	44,6	3375,8	41,6	3611	42,1	3621,8	44,6
Prodotti petroliferi	2361,2	32,7	2447,8	32,8	3003,3	37	3202,4	37,4	2693	33,2
Olio combustibile	522,3	22,1	538,9	22	936,8	31,2	922,2	28,8	437,1	16,2
Gasolio	36,7	1,6	41,8	1,7	28,6	1	28,6	0,9	45,9	1,7
Gpl	66	2,8	55	2,2	161,7	5,4	161,7	5	159,5	5,9
Altri petr.- coke, kerosene, altri, non en.	1736,2	73,5	1812,1	74	1876,2	62,5	2089,9	65,3	2050,5	76,1
Energia elettrica	1039,9	14,4	1082,7	14,5	1120,1	13,8	1178	13,7	1198,1	14,8
Totale fossili	6182,6		6384		6986,2		7391,2		6913,8	
Totale fonti energetiche (2)	7222,5	100	7466,7	100	8106,3	100	8569,2	100	8111,9	100
Totale fonti primarie	8842,8		9153,7		9851,6		10404,7		9978,7	

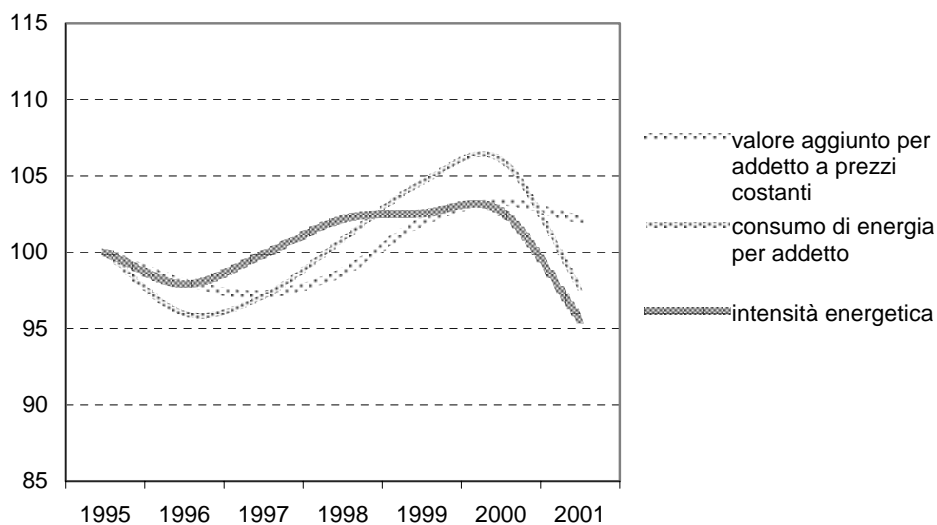
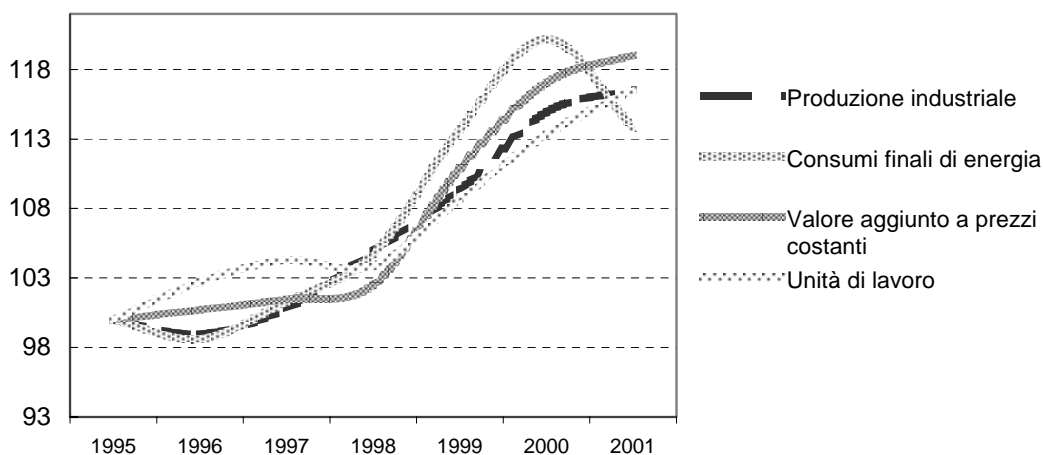
(¹) Somma dei consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati

(²) Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

(³) Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh

Fonte: MAP

Figura 2.5 - Alcuni indicatori del settore materiali da costruzione, vetro ceramica (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (M€ ₉₅)	11258
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	286
Usi finali di energia (ktep)	7129

Fonte: elaborazioni ENEA su dati ISTAT e MAP

I consumi energetici mostrano un andamento analogo a quello dell'indice della produzione industriale, del valore aggiunto e dell'occupazione; in particolare i consumi e la produzione seguono un andamento molto simile nel periodo 1995-1999, caratterizzato da un lieve calo nel biennio 1995-1997; tra il 1997 e il 2000 il valore aggiunto, l'occupazione e la produzione industriale mostrano lo stesso andamento, mentre i consumi energetici evidenziano una crescita più marcata. Nel 2001, a seguito di un rallentamento nella crescita della produzione e del valore aggiunto, si

assiste alla forte contrazione dei consumi energetici. La diminuzione dei consumi è in parte attribuibile alla sostituzione di combustibili tradizionali mediante il ricorso a combustibili non convenzionali, che spesso sfuggono alle rilevazioni statistiche.

L'occupazione non risente della fase di rallentamento della congiuntura e segue il sentiero di crescita degli anni precedenti.

In una prima fase, tra il 1995 e il 1996, il consumo di energia per addetto, il valore aggiunto per addetto e l'intensità energetica hanno subito una leggera contrazione; successivamente, il valore aggiunto per addetto e il consumo di energia per addetto aumentano in maniera evidente. L'intensità energetica, viceversa, mostra una sostanziale stabilità tra il 1997 e il 2000.

Nel 2001 il calo dei consumi energetici determina la diminuzione dell'intensità energetica; il calo dei consumi energetici per addetto inoltre, influenza la produttività determinando una flessione del valore aggiunto per addetto (figura 2.5).

2.1.3 Il settore metallurgico

Il settore metallurgico (attività 27-28 della classificazione ATECO 91) comprende l'industria siderurgica (produzione di ferro, di acciaio e ferroleghie) e le attività di produzione dei metalli preziosi (oro, argento e leghe di metalli preziosi) e di quelli non ferrosi (alluminio, piombo, stagno, zinco, rame e semilavorati di tali metalli). Il settore copre il 20,5% degli usi finali dell'industria (23% circa nel 1990).

Il settore siderurgico

L'industria siderurgica italiana è stata interessata, negli ultimi quindici anni, da una serie di ristrutturazioni; queste sono state determinate in larga misura dagli sviluppi della tecnologia, che hanno portato ad un forte aumento di produttività (vedi figura), ed in parte anche dalla politica industriale dello Stato, che ha deciso per la dismissione della sua partecipazione (40%), fino alla completa privatizzazione del settore (1995).

Queste ristrutturazioni hanno portato ad una profonda riorganizzazione del sistema produttivo, determinando un processo di concentrazione che ha ridotto gradualmente il numero dei siti di produzione dell'acciaio:

- 1990: 24.8 milioni t – 68 siti
- 1995: 27.8 milioni t – 54 siti
- 2002: 26.3 milioni t – 41 siti

Accanto alla produzione d'acciaio il settore siderurgico è caratterizzato anche dai processi di trasformazione e di lavorazione, quali la laminazione (a caldo e a freddo), la fusione, i trattamenti superficiali, ecc.

Complessivamente, la siderurgia italiana ha dato occupazione nel 2002 a circa 37.000 addetti nella produzione e trasformazione primaria, ed altri 13.000 nel comparto delle seconde lavorazioni (tubi, ecc.).

Riguardo ai livelli di produzione, possiamo osservare che l'industria siderurgica, da fornitrice di un materiale essenziale per lo sviluppo della società moderna, ha contribuito considerevolmente alla ricostruzione del Paese negli anni post-bellici; un *trend* di crescita continuo ha visto passare la produzione da valori molto bassi (2,3 milioni di tonnellate (Mt) nel 1940) ad un massimo di 27,8 Mt nel 1995. L'ultimo decennio si caratterizza come un periodo di produzione stagnante (26,3 Mt nel 2002) dovuto in parte alla ristrutturazione tecnologica, in parte alla nuova distribuzione del mercato globale.

A questo proposito, per il 2004, si possono prevedere alcune modifiche con l'ingresso nella UE dei Paesi candidati, alcuni dei quali produttori d'acciaio; considerata la stazionarietà del consumo d'acciaio UE nel medio periodo, nel 2004 si verificherà una nuova eccedenza di capacità produttiva rispetto alle possibilità del mercato; è pertanto ipotizzabile una nuova ristrutturazione della siderurgia europea, che avrà la sua influenza sul piano industriale italiano.

Nel quadro europeo la forte crescita della produzione ha portato l'Italia al secondo posto di produttore europeo, dopo la Germania, con il 16,6% della produzione di acciaio europea.

Nonostante la sua posizione di secondo produttore europeo, lo sviluppo dell'industria manifatturiera e delle costruzioni, caratterizzato da un'alta intensità di consumo d'acciaio, rendono l'Italia, allo stesso tempo, un importatore netto d'acciaio; con un consumo apparente di 32 Mt d'acciaio, siamo il secondo paese consumatore d'acciaio dopo la Germania, superando di oltre 14 Mt il consumo di un Paese industrializzato come la Francia.

Fra gli aspetti importanti che hanno caratterizzato lo sviluppo tecnologico degli ultimi anni rientrano le problematiche ambientali, come per la maggior parte dei processi produttivi; per gli impianti di produzione e di prima lavorazione dell'acciaio, gli aspetti ambientali più importanti riguardano principalmente le emissioni in atmosfera, il trattamento delle acque e la produzione dei rifiuti solidi.

Oggi si hanno tecnologie ed informazioni adeguate per essere in condizioni di effettuarne, rispettivamente, il controllo e la gestione.

La Commissione UE, con un approfondito studio esteso a tutti gli Stati dell'Unione, ha definito le Migliori Tecniche Disponibili (BAT) per la siderurgia nell'ambito dell'applicazione della Direttiva n. 96/61/CE.

Espressione della nuova politica ambientale europea, questa direttiva detta norme generali per l'attuazione di un approccio integrato alla riduzione dell'inquinamento (IPPC) puntando sulla prevenzione delle emissioni in aria, nell'acqua e nel terreno.

In Italia la direttiva è stata recepita col D.Lgs. 04/08/1999 n. 372 ed è tuttora in fase di emanazione il decreto esplicativo delle BAT.

I consumi finali di energia sono nel complesso decrescenti: dopo un massimo nel 1995 (8.564 ktep) scendono a 7.411 ktep nel 1999, per poi risalire a 8.186 ktep nel 2001 (tabella 2.8). Le oscillazioni nella quantità di energia consumata dipendono dall'andamento economico del settore i cui minimi, sia in termini di valore aggiunto che di produzione, coincidono con i minimi locali degli usi dell'energia. L'intensità energetica mostra una tendenza abbastanza netta alla diminuzione tra il 1996 e il 1999, un sensibile incremento nel 2000 e una diminuzione, determinata dalla crescita del valore aggiunto, nel corso dell'ultimo anno (figura 2.6).

La sostanziale stabilità della forza lavoro impiegata evidenzia un legame poco marcato tra occupazione e consumi, a differenza di quanto avviene con l'andamento effettivo della produzione.

La composizione delle fonti impiegate mostra il netto predominio del consumo di combustibili solidi (42%) e lo scarso ricorso all'impiego dei prodotti petroliferi (2,6%). L'uso di energia elettrica (27,7%) e di gas naturale (27,7%), sostanzialmente stabile durante il periodo 1990-1999, risulta in lieve crescita nell'ultimo biennio.

Tabella 2.8 - I consumi di energia nel settore metallurgico. Anni 1997-2001

Fonti energetiche	1997		1998		1999		2000		2001	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	3940,1	48,4	3618,1	45,6	3247,9	43,8	3458,1	42,6	3440,5	42,0
Carbone	731,6	18,6	813,6	22,5	685,1	21,1	802,7	23,2	747,2	21,7
Coke	2646,7	67,2	2471,4	68,3	2328,9	71,7	2359,4	68,2	2647,8	77,0
Gas derivati	561,8	14,3	333,1	9,2	233,5	7,2	296	8,6	45,5	1,3
Altri solidi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas naturale	2027,9	24,9	2089,5	26,3	1960,8	26,5	2263,9	27,9	2268	27,7
Prodotti petroliferi	121	1,5	141,2	1,8	192,1	2,6	188,5	2,3	210,7	2,6
Olio combustibile	78,4	64,8	80,3	56,9	67,6	35,2	63,7	33,8	87,2	41,4
Gasolio	17,3	14,3	15,3	10,8	13,3	6,9	13,3	7,1	13,3	6,3
Gpl	18,7	15,5	39,6	28	45,1	23,5	47,3	25,1	44	20,9
Energia elettrica	2052,1	25,2	2086,6	26,3	2010,1	27,1	2208,6	27,2	2266,5	27,7
Totale fossili (1)	6089		5848,8		5400,8		5910,5		5919,2	
Totale fonti energetiche (2)	8141,1	100	7935,4	100	7410,9	100	8119,1	100	8185,7	100
Totale fonti primarie (3)	11338,6		11186,6		10542,9		11560,4		11717,2	

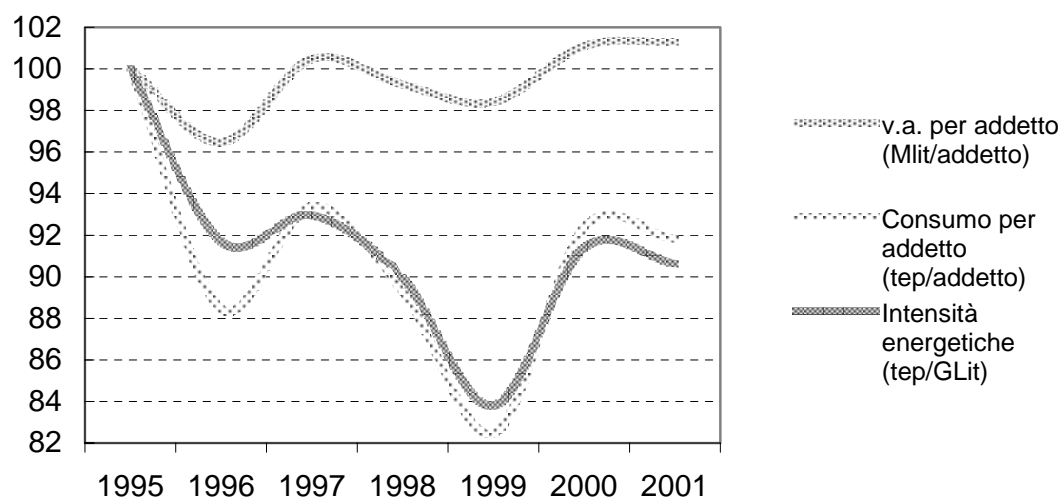
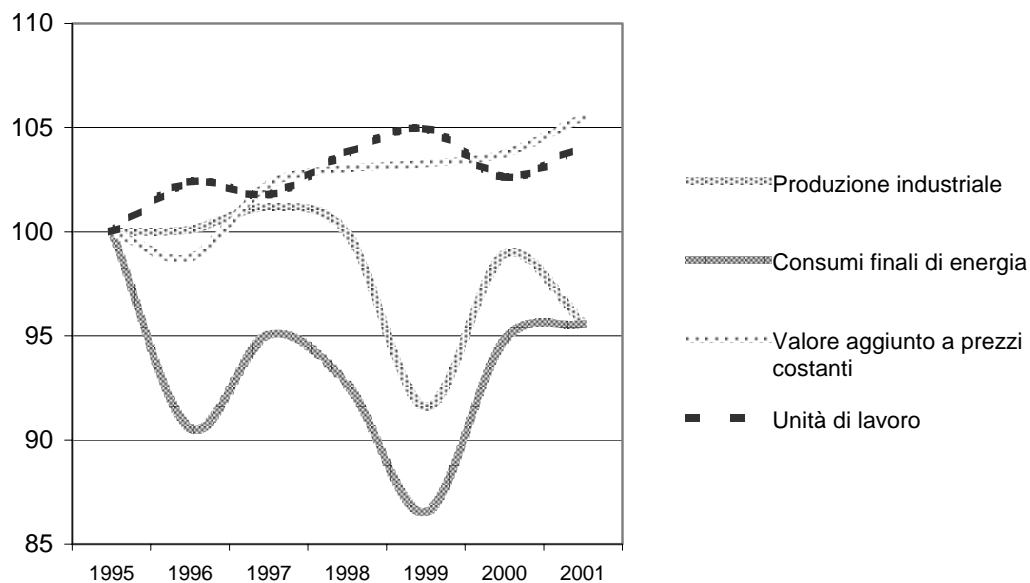
⁽¹⁾ Somma dei consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati

⁽²⁾ Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

⁽³⁾ Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh

Fonte: MAP

Figura 2.6 - Alcuni indicatori del settore metallurgico (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (M€ ₉₅)	28450
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	728
Usi finali di energia (ktep)	8564

Fonte: elaborazioni ENEA su dati ISTAT e MAP

2.1.4 Il settore chimico

Il settore chimico (attività 24-25 della classificazione ATECO 91) include l'attività di fabbricazione di prodotti chimici, di fibre sintetiche artificiali, di prodotti in gomma e di materie plastiche.

Analizzando la produzione settoriale secondo la destinazione economica, si evidenzia un differente andamento della produzione dei beni intermedi rispetto a quelli di consumo.

Nell'ambito della chimica per il consumo va registrata l'espansione, per il terzo anno consecutivo, della produzione dei detersivi, dei prodotti per la casa e dei cosmetici. Anche il comparto farmaceutico ha confermato una tendenza espansiva in atto già dall'anno precedente, che segna un arresto del processo di progressivo ridimensionamento che lo aveva caratterizzato durante tutto il decennio precedente. La ripresa si è accompagnata anche a un aumento sia degli investimenti che del numero degli addetti alla ricerca.

La produzione di beni intermedi, che ha scontato un ciclo delle scorte particolarmente negativo, evidenzia una marcata flessione, in alcuni casi prolungata nel corso degli anni.

I comparti che hanno risentito maggiormente delle difficoltà attraversate dalle più rilevanti industrie di sbocco (specialmente quella tessile e quella automobilistica) e che hanno contribuito maggiormente al calo produttivo, sono quelli delle fibre (anche per via di importanti operazioni di ristrutturazione in corso), delle pitture e adesivi, della chimica di base e delle materie plastiche.

Risultati positivi sono stati ottenuti nell'ambito delle materie prime farmaceutiche, in crescita continua negli ultimi tre anni, e capaci di consolidare una posizione di *leadership* a livello mondiale.

Nel 2001 i consumi finali di energia hanno subito una lieve flessione rispetto all'anno precedente, raggiungendo 5.395 ktep; la quota del settore sul totale degli usi finali nell'industria è scesa al 13,6% (tabella 2.9).

La composizione delle fonti mostra che l'uso di gas naturale e di energia elettrica è preponderante rispetto a quello di prodotti petroliferi. Attualmente, questi ultimi coprono il 3,5% dei consumi totali (con un forte decremento relativo dal 1998), mentre la frazione di energia elettrica passa dal 37% del 1999 al 40% del 2001. Il consumo di gas naturale copre una quota pari al 56%.

Il consumo di combustibili solidi nel 2000 e nel 2001 non raggiunge livelli significativi (0,2% dei consumi totali).

Tabella 2.9 - I consumi di energia nel settore chimico. Anni 1997-2001

Fonti energetiche	1997		1998		1999		2000		2001	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	14,4	0,3	14,5	0,3	118,7	2,1	13,1	0,2	13,1	0,2
Carbone	2,2	15,3	3,0	20,7	108,6	91,5	2,2	16,8	2,2	16,8
Coke	8,4	58,3	7,0	48,3	5,6	4,7	5,6	42,7	5,6	42,7
Altri solidi	3,8	26,4	4,5	31,0	4,5	3,8	5,3	40,5	5,3	40,5
Gas naturale	2783,6	54,7	2797,6	54,3	3211,7	56,5	3029,4	55,6	3034,4	56,2
Prodotti petroliferi	313,6	6,2	330,9	6,4	228,2	4,0	163,0	3,0	188,4	3,5
Olio combustibile	261,7	83,5	273,4	82,6	145,0	63,5	119,6	73,4	148,0	78,6
Gasolio	14,3	4,6	34,7	10,5	30,6	13,4	30,6	18,8	27,5	14,6
Virgin nafta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gpl	7,7	2,5	13,2	4,0	5,5	2,4	5,5	3,4	6,6	3,5
Altri	29,9	9,5	7,5	2,3	47,1	20,6	7,3	4,5	6,3	3,3
Energia elettrica	1980,3	38,9	2009,7	39,0	2125,6	37,4	2240,4	41,1	2159,6	40,0
Totale fossili (1)	3111,6		3143,0		3558,6		3205,5		3235,9	
Totale consumi finali (2)	5091,9	100	5152,7	100	5684,2	100	5445,9	100	5395,5	100
Totale fonti primarie (3)	8177,5		8284,1		8996,2		8936,8		8760,5	

(1) Consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati

(2) Consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

(3) Consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh

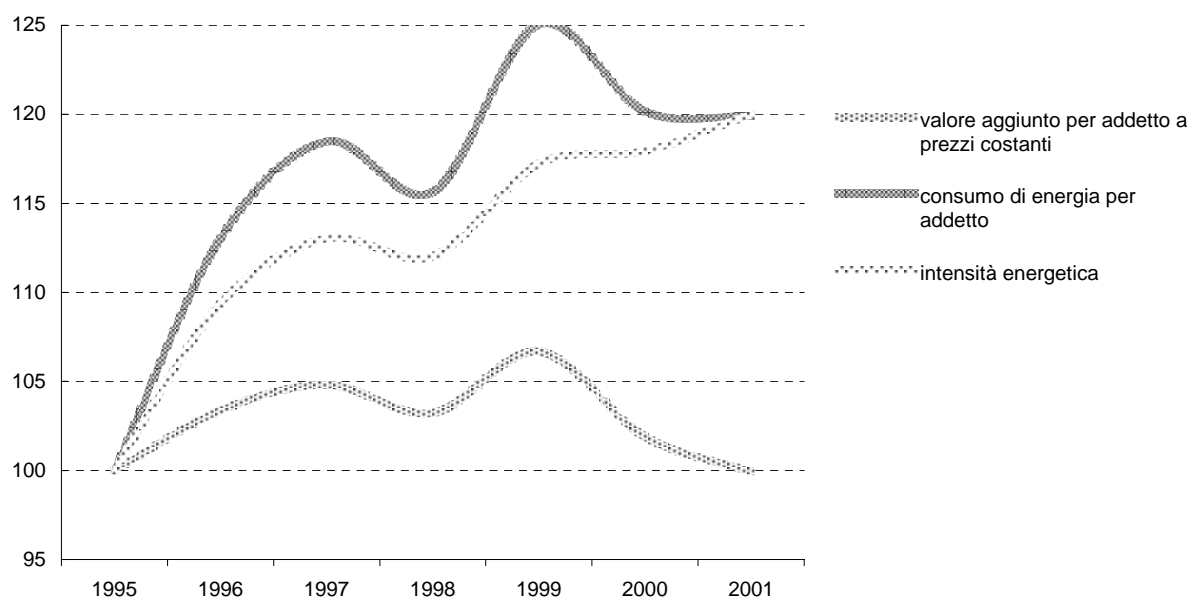
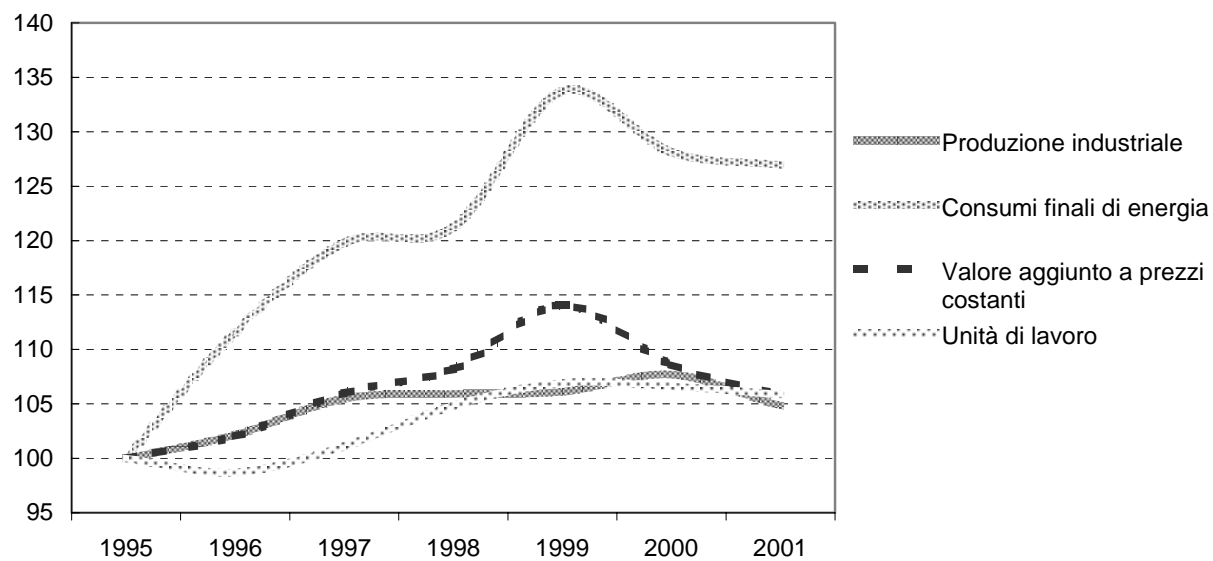
Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Nel periodo 1995-1999 il settore chimico è cresciuto del 14% in termini di valore aggiunto e del 6% per quanto riguarda l'indice della produzione industriale³. Negli ultimi due anni il valore aggiunto e, in maniera meno marcata la produzione, subiscono una contrazione. Le unità di lavoro, stabili tra il 1999 e il 2000, sono aumentate del 7% nel periodo 1996-2001. Con fluttuazioni più evidenti, valore aggiunto e produzione fanno registrare una crescita simile nel periodo considerato.

La domanda di energia è aumentata in sei anni di poco meno del 27%, facendo registrare un incremento più marcato rispetto alla produzione. La contrazione dei consumi energetici, che si protrae dal 1999, ha determinato un calo del consumo per addetto con ripercussioni sul valore aggiunto pro capite calato nuovamente sui livelli del 2001. La sensibile riduzione del valore aggiunto nel biennio 1999-2001 determina una crescita dell'intensità energetica pur in presenza di una contrazione dei consumi energetici (figura 2.7).

³ Fonte ISTAT (include il Petrochimico)

Figura 2.7 - Alcuni indicatori del settore chimico (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (M€ ₉₅)	15540
Unità di lavoro, media annua (migliaia)	224
Usi finali di energia (ktep)	4251

Fonte: elaborazioni ENEA su dati ISTAT e MAP

2.1.5 Il settore meccanico

Il settore meccanico (attività 29-35 della classificazione ATECO 91) include l'attività di fabbricazione di macchine ed apparecchi meccanici (compresi l'installazione, il montaggio, la riparazione e la manutenzione), di macchine elettriche e di apparecchiature elettriche ed ottiche, di autoveicoli e di altri mezzi di trasporto.

Il comparto dell'industria meccanica rappresenta nel 2001 più del 27% del valore aggiunto complessivo dell'industria manifatturiera. L'industria meccanica fornisce una molteplicità di prodotti che soddisfano sia la domanda finale che quella di beni di investimento.

Alcuni segmenti dell'industria meccanica (meccanica strumentale, mezzi di trasporto per l'industria e l'agricoltura) si configurano come settori di specializzazione produttiva in cui il nostro Paese copre una quota rilevante del mercato internazionale. Tali segmenti, nel corso dell'ultimo decennio, hanno mostrato una scarsa dinamicità della domanda interna ed internazionale, che ha condizionato in maniera rilevante la produzione del settore meccanico italiano.

Nel 2001 la produzione industriale ha subito una flessione superiore al 3,5% rispetto all'anno precedente con andamenti diversificati nei diversi settori che compongono il comparto.

I risultati peggiori hanno riguardato il segmento dei mezzi di trasporto destinati all'investimento e il comparto dei componenti elettronici, per i quali si è realizzata una riduzione dei volumi. Questa flessione è stata principalmente dovuta alla debolezza del mercato interno che si è riflessa anche in un aumento modesto delle importazioni.

Il clima di generale incertezza ha frenato la domanda estera e ha prodotto effetti negativi sulle immatricolazioni italiane di veicoli merci leggeri, di autobus e di autocarri nonostante la diffusa esigenza di rinnovamento di un parco veicoli obsoleto.

Anche l'industria navalmeccanica ha presentato nel complesso un andamento debole, con una riduzione delle unità prodotte per le imbarcazioni mercantili e un aumento per le navi militari (favorito dai programmi di produzione per la Marina militare). La cantieristica italiana, pur consolidando il suo primato nel comparto delle navi passeggeri, ha accusato nel 2001 un calo notevole della domanda estera, a causa sia dei minori traffici marittimi a livello mondiale che della accresciuta competizione da parte dei paesi dell'Estremo Oriente.

Tra i beni elettronici di investimento, i componenti elettronici hanno fatto segnare un brusco calo determinato per lo più dal rallentamento congiunturale delle telecomunicazioni e dell'automazione industriale; la diminuzione delle esportazioni è stata più intensa rispetto a quella della domanda interna, con ripercussioni negative sui livelli occupazionali.

In crescita è risultata per il quarto anno consecutivo la produzione nel comparto dell'elettrotecnica strumentale (componenti e sistemi per impianti, apparecchi per la trasmissione di energia elettrica).

Le industrie della meccanica strumentale⁴ mostrano un modesto incremento che segnala un assestamento dei livelli raggiunti nel 2000. Il calo delle vendite sul mercato domestico ha colpito prevalentemente i beni di importazione ed è stato in parte compensato dagli incentivi fiscali introdotti dalla L. 383/2001.

Dopo un'espansione rilevante nel corso del 2000 (+21% a prezzi correnti), la produzione di macchine tessili si è attestata fra le migliori del settore, con una quota di esportazioni verso i paesi asiatici che ha raggiunto il 37% (27% nel 2000), grazie in particolare al notevole aumento della domanda proveniente dalla Cina.

Per il segmento industriale che produce impianti per l'industria petrolifera un impulso notevole è derivato dagli investimenti effettuati dall'Eni nei giacimenti del Mar Caspio.

⁴ Macchine per l'industria alimentare, per la lavorazione del legno, per la lavorazione dei metalli, macchine di movimento terra, macchine per gomma e plastica, macchine per il confezionamento e l'imballaggio, macchine per l'industria tessile, per gli impianti dell'industria petrolifera e macchine grafiche, cartotecniche e cartarie.

La produzione del settore degli apparecchi meccanici ed elettrici, pur lontana dai ritmi di crescita dei primi anni Novanta, ha fatto registrare nel 2001 una variazione positiva determinata dalla apprezzabile espansione della domanda interna.

All'interno del settore si è rivelato particolarmente dinamico il comparto degli impianti frigoriferi industriali, sostenuto dalla domanda estera, a fronte di un mercato nazionale stabile, condizionato dalla contrazione nel settore delle carni, controbilanciata dall'incremento della domanda proveniente dall'industria chimica e petrolchimica.

I comparti produttori di impianti per la depurazione dell'aria, di ascensori e scale mobili hanno beneficiato della ripresa dell'attività nell'edilizia pubblica, legata soprattutto ai progetti di sviluppo delle linee metropolitane e delle stazioni ferroviarie.

Con riferimento, infine, all'industria degli strumenti di precisione, il rallentamento della crescita non ha interrotto il consolidamento dei buoni risultati degli ultimi anni. Particolarmente significativo è l'incremento di produzione degli apparecchi elettromedicali.

Tra i beni di consumo durevoli, l'industria degli autoveicoli (e in maniera più marcata il settore dei motoveicoli e delle biciclette), nonostante il sostegno della domanda interna, ha chiuso il 2001 con un sensibile deterioramento dell'attività produttiva, dovuto al rallentamento di mercati importanti quali il Sud America, il Sud Est asiatico, l'Europa centrale e la Germania.

Dati decisamente migliori provengono dalle produzioni meccaniche destinate al consumo, sia elettriche che elettroniche, trainate dagli apparecchi acustici e radiotelevisivi. Tale risultato è stato determinato prevalentemente dal contributo dei segmenti più innovativi (Dvd, televisori 16:9 e a retroproiezione). Positiva anche la crescita nel comparto degli elettrodomestici, con una domanda estera più dinamica rispetto a quella interna, e in quello dell'hardware informatico, sostenuto peraltro solo dal mercato estero.

Tra il 1990 e il 2001 i consumi finali di energia del settore hanno mostrato una costante tendenza al rialzo (+59%), passando da 3.282 ktep a 5.284 ktep, fino a coprire il 13,3% (2001) del totale usi finali nell'industria (tabella 2.10).

Nel 2001 l'uso di prodotti petroliferi aumenta fino a 826 ktep, e la percentuale sul totale dei consumi finali passa al 16% dal 14% del 2000, in netta controtendenza rispetto all'andamento di lungo periodo.

I consumi di gas naturale, in incremento progressivo negli ultimi anni, si stabilizzano nel 2001 sui 2.212 ktep pari al 42% del totale dei consumi finali.

Il peso dell'energia elettrica nel mix di combustibili utilizzati diminuisce lievemente nel decennio, anche se aumenta il consumo assoluto di questa fonte (da 1.540 ktep nel 1990 a 2.182 ktep nel 2001).

L'indice generale di produzione e quello del valore aggiunto mostrano una tendenza alla crescita tra il 1995 e il 2000 per subire poi una flessione nell'ultimo anno. L'occupazione cresce moderatamente fino al 2000 e nel corso dell'ultimo anno si attesta sui livelli dell'anno precedente⁵.

La crescita del consumo di energia per unità di lavoro si è realizzata come risultato dell'aumento dei consumi finali, a fronte di una crescita più lenta dei livelli occupazionali.

Sebbene il valore aggiunto al costo dei fattori cresca anche più dell'indice della produzione, l'aumento notevole degli usi finali fa crescere anche i valori di intensità energetica, stabile tra il 1999 e il 2000, ma in aumento (+13,3%) dal 1995 al 2000 e nell'ultimo anno (+3,5%) (figura 2.8).

⁵ L'andamento occupazionale del settore appare influenzato dalla scala dimensionale delle imprese: è possibile osservare nelle imprese di dimensione medio-piccola una tendenza all'aumento dei livelli di occupazione, mentre in quelle più grandi in alcuni casi l'occupazione si contrae. La caduta tra le grandi imprese è massima nella fabbricazione di mezzi di trasporto e nelle costruzioni, dove la crescita dell'occupazione dipendente riguarda esclusivamente le imprese al di sotto dei venti dipendenti.

Tabella 2.10 - I consumi di energia nel settore meccanico. Anni 1997-2001

Fonti energetiche	1997		1998		1999		2000		2001	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	87,5	1,9	84,6	1,8	60,2	1,2	71,7	1,4	67,3	1,3
Carbone	28,1	32,1	29,6	35	2,8	4,7	22,9	31,9	21,5	31,9
Coke	57,4	65,6	53,5	63,2	54,6	90,7	45,8	63,9	45,8	68,1
Gas naturale	1962,7	43,4	2022,6	42,9	2000,3	40,8	2206,9	42,8	2211,8	41,9
Prodotti petroliferi	566	12,5	610,6	13	806,1	16,4	717,9	13,9	823,6	15,6
Olio combustibile	313,6	55,4	332,2	54,4	487,1	60,4	441	61,4	548,8	66,6
Benzine	32,6	5,8	16,8	2,8	42	5,2	42	5,9	42,0	5,1
Gasolio	90,8	16	144,8	23,7	157,1	19,5	116,3	16,2	115,3	14,0
Carboturbo	13,5	2,4	13,5	2,2	15,6	1,9	18,7	2,6	18,7	2,3
Gpl	99	17,5	101,2	16,6	101,2	12,6	96,8	13,5	95,7	11,6
Altri	16,5	2,9	2,1	0,3	3,1	0,4	3,1	0,4	3,1	0,4
Energia elettrica	1905,8	42,1	1993,8	42,3	2039,3	41,6	2163,9	41,9	2181,6	41,3
Totale fossili (1)	2616,2		2717,8		2866,6		2996,5		3102,7	
Totale fonti energetiche (2)	4522	100	4711,6	100	4905,9	100	5160,4	100	5284,3	100,0
Totale fonti primarie (3)	7491,5		7818,2		8083,4		8532,1		8683,5	

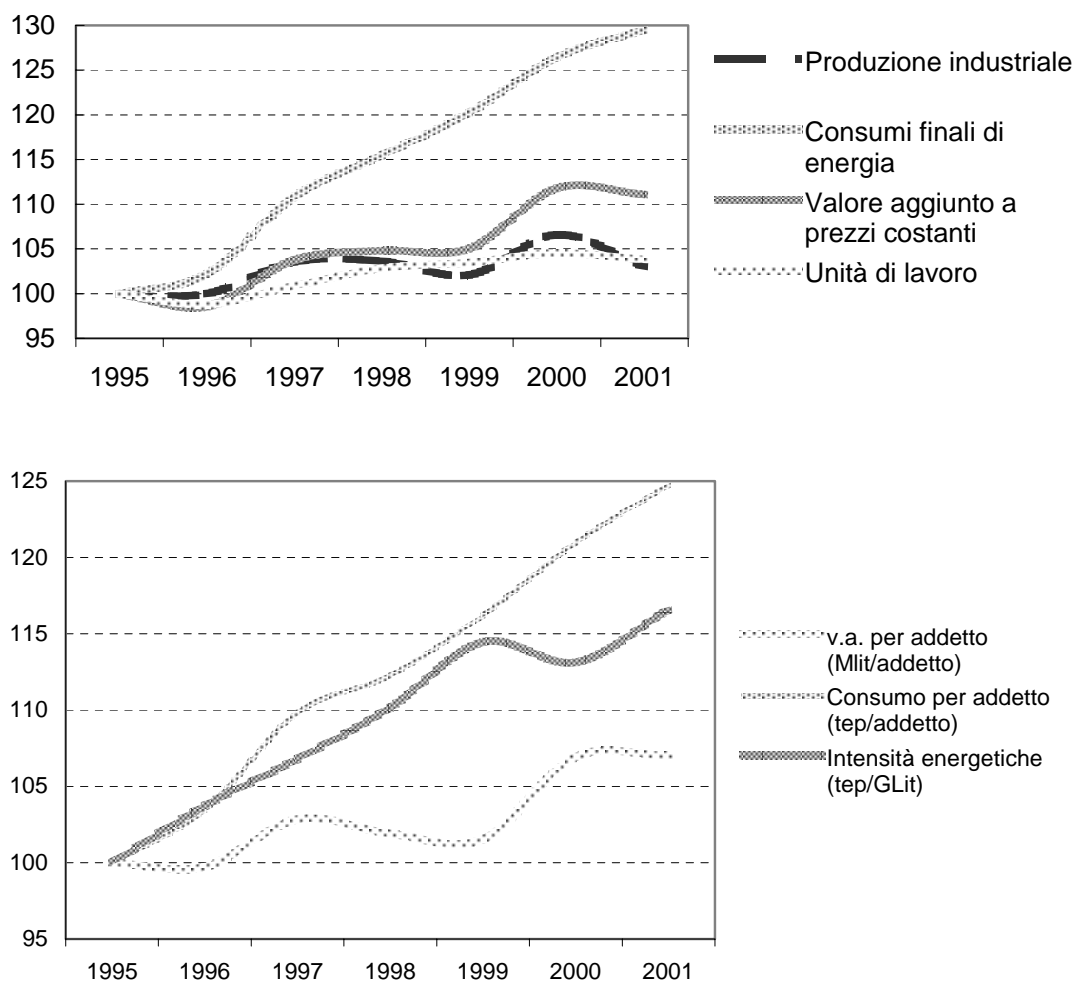
(1) Consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati

(2) Consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

(3) Consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Figura 2.8 - Alcuni indicatori del settore meccanico (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (M€95)	50053
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	1259,3
Usi finali di energia (ktep)	4080,7

Fonte: elaborazioni ENEA su dati ISTAT e MAP

2.1.6 Il settore agroalimentare

Il settore agroalimentare comprende le industrie alimentari, delle bevande e del tabacco (attività 15-16 della classificazione ATECO 91). Il settore copre il 9,4% dei consumi dell'industria e il suo peso è cresciuto in maniera costante a partire dal 1990 (5,8% del totale).

I consumi finali di energia sono passati dai 2.114 ktep del 1990 ai 3725 ktep del 2001, con una lieve flessione dei consumi nel 2000 e un recupero nel 2001 (tabella 2.11).

Per quanto riguarda la composizione delle fonti energetiche utilizzate, il gas naturale copre quasi la metà dei consumi finali del settore (47% nel 1990) con un'evidente tendenza alla crescita.

I consumi di energia elettrica rappresentano il 28% dei consumi del settore (30,5% nel 1990). Nonostante la loro quota sia calata essi sono cresciuti, in valore assoluto, ininterrottamente dal 1990.

I consumi di prodotti petroliferi sono caratterizzati da un andamento più altalenante rispetto a quello degli altri prodotti energetici. I consumi sono calati tra il 1990 e il 1995, per poi risalire in maniera marcata fino a coprire il 21% circa dei consumi totali (21% nel 1990 e 12% nel 1995).

Nell'ultimo anno il consumo di prodotti petroliferi cresce fino a 790 ktep evidenziando un recupero dopo la forte flessione del 2000 (-15,5 %) indotta dal rincaro dei prezzi dei prodotti.

Tabella 2.11 - I consumi di energia nel settore agroalimentare. Anni 1997-2001

Fonti energetiche	1997		1998		1999		2000		2001	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	44,8	1,6	57,8	1,9	63,9	1,8	46,2	1,3	47,7	1,3
Carbone	0	0	0	0	5,1	8	0	0	0	0,0
Coke	34,3	76,6	45,8	79,2	45,5	71,2	30,4	65,8	30,4	63,7
Altri solidi	10,5	23,4	12	20,8	13,3	20,8	15,8	34,2	17,3	36,3
Gas naturale	1622,8	56,5	1718,2	55,9	1810,6	50,7	1850,5	52,5	1851,3	49,7
Prodotti petroliferi	328,1	11,4	375,2	12,2	737,6	20,6	623,4	17,7	790,4	21,2
Olio combustibile	292	89	307,7	82	630,1	85,4	529,2	84,9	690,9	87,4
Gasolio	16,3	5	38,8	10,3	45,9	6,2	45,9	7,4	47,9	6,1
Gpl	19,8	6	25,3	6,7	47,3	6,4	47,3	7,6	49,5	6,3
Energia elettrica	876,2	30,5	921,1	30	960,8	26,9	1001,4	28,4	1035,8	27,8
Totale fossili (1)	1995,7		2151,2		2612,1		2520,1		2689,4	
Totale fonti energetiche (2)	2871,9	100	3072,3	100	3572,9	100	3521,5	100	3725,2	100
Totale fonti primarie (3)	4237,1		4507,5		5070		5081,8		5339,1	

(1) Consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati

(2) Consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

(3) Consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

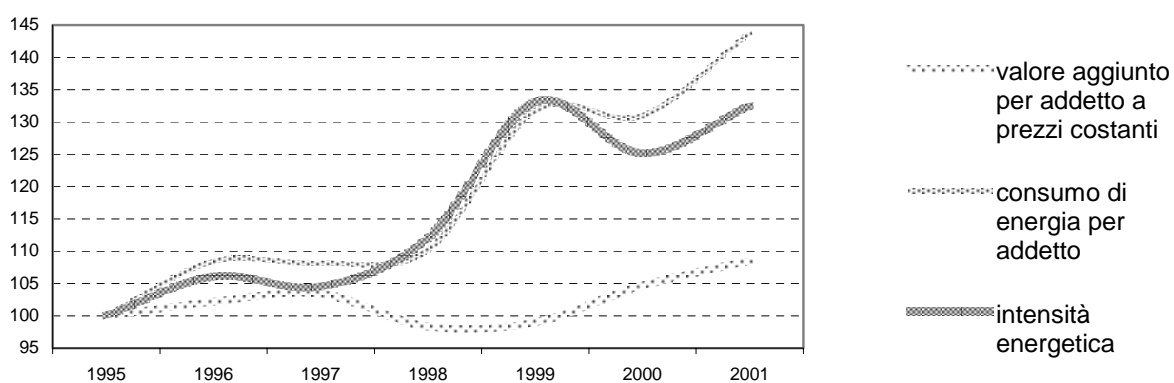
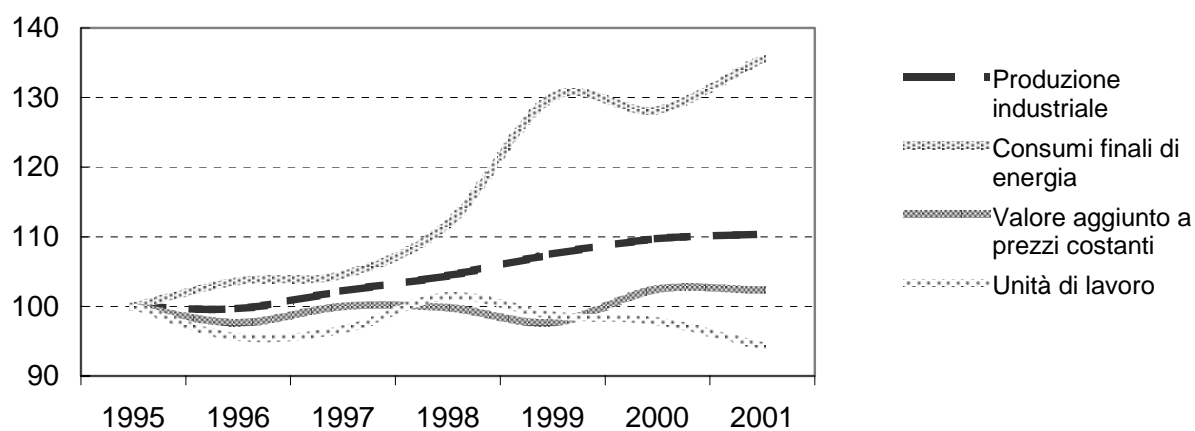
Il consumo di combustibili solidi è cresciuto in maniera consistente (+92%) dal 1990 al 2000. Negli ultimi due anni si è tuttavia assistito ad una flessione dei consumi, dovuta soprattutto alla contrazione del consumo di coke e al completo abbandono dell'utilizzo di carbone.

I combustibili solidi, tuttavia, coprono solamente l'1,3% dei consumi del settore e nel corso degli anni non hanno mai superato il 2%; nell'ultimo periodo il consumo di combustibili solidi si attesta tra i 46 e i 48 ktep.

La figura 2.9 illustra il forte *trend* di crescita dei consumi di energia, che segue in parte l'andamento dell'indice della produzione industriale, ma è del tutto indipendente dall'andamento del valore aggiunto (VA) e dell'occupazione.

L'incremento dei consumi energetici ha determinato anche un'impennata dell'intensità energetica e del consumo per addetto, ma ha influenzato solo parzialmente la produttività; il VA per addetto infatti, dopo un minimo nel 1998, è cresciuto ad un tasso inferiore rispetto agli indicatori menzionati in precedenza (figura 2.9).

Figura 2.9 - Alcuni indicatori del settore agroalimentare (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (M€ ₉₅)	18968
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	482
Usi finali di energia (ktep)	2747

Fonte: elaborazioni ENEA su dati ISTAT e MAP

L'industria alimentare

L'industria alimentare ha mostrato, nel corso del 2002, una discreta capacità di crescita, essendo aumentata la produzione dell'1,6% (dati ISTAT). Tale risultato acquista particolare rilievo se messo a confronto con quello dell'industria nel complesso, che ha ridotto la sua produzione dell'1,4%.

Anche il dato sull'occupazione nell'industria alimentare (di fonte ISTAT), recuperando i risultati non positivi dei due anni precedenti, è lusinghiero: +6,2%, a fronte di una crescita occupazionale registrata nell'intera economia dell'1,4%.

L'industria alimentare raggruppa attività d'impresa in numerosi comparti e le loro dinamiche produttive nel 2002, rispetto al 2001, si presentano alquanto differenziate. Una crescita maggiore della media dell'industria alimentare si è avuta nell'alimentazione animale (6,6%), nel comparto di lavorazione del pesce e derivati (4,3%), in quello di frutta e ortaggi (4,2%), in quello delle bevande (3%), della carne e derivati (2,6%), delle granaglie e dei prodotti amidacei (2,1%), dell'industria lattiero casearia (1,8%).

Secondo stime della Federalimentare-Confindustria, il fatturato dell'industria alimentare italiana raggiunge i 98 miliardi di euro: essa è il secondo comparto manifatturiero del Paese ed è al terzo posto in Europa nella graduatoria dimensionale delle diverse industrie alimentari, preceduta solo dai relativi comparti di Francia e Germania.

Il comparto lattiero-caseario è il più importante in termini di fatturato (13.200 milioni di euro), seguito dall'industria dolciaria (oltre 9 mila milioni di euro). Assumono grande peso anche i due sotto-comparti dell'industria dei salumi (7.200 milioni di euro) e del vino (quasi 7.000 milioni di euro). È certamente da sottolineare come, nel corso del 2002, l'industria del vino abbia fatto registrare anche un aumento produttivo, rispetto al 2001, del 5,5%.

Con riferimento al valore aggiunto va messo in evidenza il risultato dell'industria alimentare meridionale (+7,3% nel 2002) rispetto a quello dell'industria alimentare del Centro-Nord (+3,8%).

L'industria alimentare, nel 2002, rappresenta il 13,8% del totale dell'industria nel Mezzogiorno ed il 7,9% del totale dell'industria nel Centro-Nord: risultati entrambi rafforzati rispetto al 2001.

Il consumo nazionale, secondo le stime del *panel* ISMEA-ACNielsen, è diminuito nel 2002 del 4,6%. Una perdita quantitativa che risulta attenuata, in termini di valore della spesa, da un contemporaneo aumento dei prezzi pari al 3,6%. Oggi, i prodotti dell'industria alimentare sono acquistati per oltre il 60% in punti vendita Iper e Super della grande distribuzione organizzata.

Molto positivo è stato nel 2002 l'andamento delle esportazioni che hanno raggiunto i 14 miliardi di euro, con un incremento del 5,9% rispetto al 2001. In presenza di importazioni del tutto stagnanti, il saldo ha così raggiunto la quota di 2,18 miliardi di euro, livello superiore del 52,4% a quello del 2001.

In termini di variazione annua, la destinazione delle nostre esportazioni di prodotti alimentari nei vari Paesi è stata nel 2002 la seguente: Usa (+9,6%), Giappone (+7,8%), Regno Unito (+5,9%), Francia (+4,2%), Germania (+1,3%), anche se quest'ultimo Paese rimane il più importante come sbocco quantitativo.

L'industria alimentare del Mezzogiorno, anche sul piano delle esportazioni, si è dimostrata più dinamica (+7,4%) di quella del Centro-Nord (+5,4%), nel 2002 rispetto al 2001.

2.2 I TRASPORTI

Il 2001 è stato un anno di svolta per il settore delle infrastrutture e dei trasporti.

Gli interventi di politica economica attuati, e indicati soprattutto nel DPEF del 2002-2006 e nella legge obiettivo, tendono a realizzare, con il supporto delle Regioni e degli Enti Locali, infrastrutture e servizi di trasporto adeguati alla domanda dei privati e delle imprese.

Nel DPEF viene data priorità ai progetti di realizzazione di reti ferroviarie veloci, di infrastrutture stradali e autostradali, di sistemi aeroportuali, portuali e interportuali e di opere di collegamento, come i valichi alpini.

Ulteriori azioni, che si intende intraprendere e che concorreranno ad accelerare lo sviluppo del settore, riguardano la liberalizzazione del trasporto ferroviario, la razionalizzazione dell'autotrasporto, il completamento del processo di privatizzazione delle aziende di Stato e la diffusione dei servizi intermodali e di logistica integrata.

2.2.1 L'analisi economica

L'importanza del settore trasporti nel sistema economico nazionale viene di norma misurata attraverso gli indicatori relativi al valore aggiunto (VA), agli investimenti e all'occupazione, mentre la sua rilevanza nel contesto delle famiglie viene analizzata rispetto alle relative voci di spesa.

L'analisi viene svolta nell'ambito della contabilità nazionale, che esamina, per i trasporti, i seguenti rami di attività: a) fabbricazione di mezzi di trasporto (settore industriale); b) servizi di trasporto in conto terzi (settore terziario).

La tabella 2.12 illustra l'evoluzione 1990/2001 del VA a prezzi di mercato, in termini reali, del settore.

Tabella 2.12 - Valore aggiunto ai prezzi di mercato del settore trasporti. Anni 1990-2001 (Glit₉₅)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Fabbricaz. mezzi di trasporto	12.739	10.629	10.187	11.399	11.297	11.074	11.820	10.970
Servizi di trasporto	37.893	41.062	40.820	42.165	42.595	41.541	42.750	44.498
di cui: serv. ferroviari	1.335	1.509	1.479	1.439	1.478	1.538	1.491	1.548
di cui: serv. merci su strada	17.474	19.296	19.587	20.049	20.539	19.814	20.175	21.454
di cui: serv. pass. su strada	3.593	3.320	3.297	3.110	3.049	3.162	3.156	3.247
di cui: servizi marittimi	3.830	4.768	4.539	5.167	4.844	4.454	4.934	5.036
di cui: servizi aerei	2.424	3.054	3.081	3.350	3.666	3.388	3.507	3.312
Pil nazionale	866.555	923.052	933.142	952.050	969.130	984.567	1.012.802	1.030.910

Fonte: Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti. Anno 2001

L'andamento della serie relativa alla fabbricazione dei mezzi di trasporto risente della domanda interna e di quella internazionale: quest'ultima, dopo il 1997, è stata alquanto debole.

Per quanto riguarda il terziario, la crescita dei servizi di trasporto nel 2001 è stata più che doppia rispetto a quella registrata per l'intera economia (+4,1% contro +1,8%); particolarmente significativo l'apporto del trasporto merci su strada.

Segnali di ripresa registrati nell'ultimo anno di osservazione evidenziano i risultati delle azioni di incentivazione recentemente intraprese.

L'evoluzione delle unità di lavoro totali (dipendenti + indipendenti) è stata favorevole nelle attività di servizio (tabella 2.13), mentre un calo di occupazione si è registrato nel settore industriale di fabbricazione dei mezzi (rispettivamente, dal 1990 al 2001, +11,5% e -20,5%).

Tabella 2.13 - Unità di lavoro dipendenti + indipendenti. Anni 1990-2001 (Migliaia di unità)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Fabbricaz. mezzi di trasporto	355,4	291,3	280,8	292,8	292,9	290,9	288,1	282,5
Servizi di trasporto	1.081,9	1.059,3	1.101,3	1.114,7	1.130,4	1.156,2	1.178,2	1.206,8
di cui: serv. ferroviari	179,1	133,6	131,1	130,7	125,0	122,0	116,5	110,0
di cui: serv. merci su strada	468,3	493,6	525,0	532,8	550,0	562,4	578,3	607,2
di cui: serv. pass. su strada	213,1	194,2	196,7	196,9	196,6	197,9	197,9	196,8
di cui: servizi marittimi	26,5	24,6	25,4	26,5	27,0	26,9	26,3	26,0
di cui: servizi aerei	20,4	21,7	21,8	21,8	21,9	22,9	23,3	23,0
Totale Economia	23.425,6	22.528,3	22.600,2	22.691,5	22.915,9	23.092,4	23.494,6	23.860,9

Fonte: Conto Nazionale delle infrastrutture e dei trasporti. Anno 2001

Sotto il profilo degli investimenti fissi lordi, la contabilità nazionale ha recentemente evidenziato che la branca di produzione dei mezzi di trasporto ha avuto, nel quadriennio 1999-2002, un incremento in termini reali di ben 17,9 punti percentuali. Il suo valore ha raggiunto i 27,3 miliardi di euro costanti, pari al 12,4% del totale investimenti effettuati.

Nel 2002 la spesa per trasporti delle famiglie si è attestata su 90,4 miliardi di euro correnti, con un incremento del solo 0,4% rispetto all'anno precedente e del 7% nel quadriennio. La voce più rappresentativa (oltre il 50%) ha riguardato la spesa d'esercizio dei mezzi di trasporto.

L'analisi in termini reali evidenzia in realtà un decremento di spesa nel 2002 dell'1,7%, decremento iniziato già nel 2000. Il decennio ha invece registrato un incremento pari al 20,3% (tabella 2.14)

Tabella 2.14 - Spesa per trasporto delle famiglie. Anni 1990-2002 (Valori costanti del 1995)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Acq. mezzi di trasp.	22.737	17.255	17.391	24.461	24.905	24.705	25.394	24.891	23.952
Eserc. mezzi di trasp.	31.725	39.502	39.400	39.573	41.004	41.121	41.256	41.218	40.848
Servizi di trasp.	9.223	10.602	10.495	10.755	11.232	11.359	11.944	11.783	11.754
TOT. Spesa trasp.	63.685	67.359	67.286	74.789	77.141	77.185	78.594	77.892	76.554
TOT. Spesa Fam.	515.869	538.112	544.726	562.337	580.294	595.251	611.570	617.941	620.624

Fonte: Relazione Generale sulla situazione economica del Paese. Anno 2002

L'ammontare complessivo della spesa privata nel settore trasporti ha raggiunto i 76.554 euro, in termini reali, di cui oltre il 50% ha riguardato la spesa di esercizio dei mezzi (carburanti, lubrificanti, pneumatici, manutenzione e riparazione, tasse, assicurazione, pedaggi autostradali, ricovero e interessi sul capitale investito).

Il calo della spesa complessiva, verificatosi dall'anno 2000 al 2001, appare legato non tanto alle *performance* dei prezzi, cresciuti soprattutto nel settore dei servizi di trasporto (+4,0%), quanto all'andamento delle quantità, che hanno registrato una contrazione generalizzata in ciascuna delle tre categorie di spesa, ma vistosamente per quanto riguarda l'acquisto di mezzi di trasporto (-3,8%).

Il *trend* decrescente di questi anni recenti si è anche registrato a livello di quote di spesa del settore rispetto alla spesa totale delle famiglie, quote in graduale diminuzione (dal 13% nell'anno 1999 al 12,3% nel 2002).

2.2.2 I traffici

Le tendenze dominanti del settore riguardano la crescita della domanda di mobilità e l'aumento dello squilibrio modale, che comportano una serie di impatti diretti e indiretti sull'ambiente, quali il riscaldamento globale, l'inquinamento atmosferico e acustico, l'aumento della dipendenza energetica, ecc.

La crescita dei volumi di traffico è correlata ad una combinazione di fattori economici, sociali, demografici, territoriali, tecnologici, tra i quali l'aumento del reddito disponibile, l'aumento del tempo libero, i costi decrescenti dei trasporti, ecc.

Con riferimento alle diverse modalità di trasporto, viene qui di seguito illustrata la situazione dei traffici passeggeri e merci, nella loro consistenza e nel loro andamento storico.

I dati più recenti, riferiti all'anno 2001, confermano l'assoluta prevalenza del trasporto su strada, sia nel traffico merci che nel traffico viaggiatori, dovuto alla maggiore flessibilità e alla maggiore adattabilità dei mezzi gommati, che tendono ad offrire un servizio porta a porta.

Per quanto riguarda il trasporto passeggeri, il traffico complessivo interno nel 2001 è stato di 900,865 mld di pass.-km (tabella 2.15).

Tabella 2.15 - Traffico passeggeri per modalità di trasporto. Anni 1990-2001 (Mpass-km)*

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Ferrovie dello Stato	44.709	43.859	44.782	43.591	41.392	40.971	43.700	46.675
Ferrovie in concess.	2.780	2.792	2.792	3.001	2.852	2.878	2.439	2.675
Tram urbani	1.576	1.136	1.236	1.185	1.090	1.024	1.071	1.040
Tram extraurb.	53	46	45	53	52	48	50	50
Metro urbani	2.580	4.085	4.067	4.146	4.133	4.167	4.277	4.335
Funicolari	19	26	26	35	28	28	32	34
Funivie	242	275	295	302	299	298	303	301
Autolinee urbane	11.616	10.350	10.446	10.597	10.515	10.778	10.939	11.168
Autolinee extraurb.	17.505	16.829	17.261	17.360	17.021	17.632	17.867	18.058
Autobus extraurb.	54.834	59.968	61.029	62.046	63.077	64.116	65.150	66.623
Autovetture private	522.593	614.713	627.383	638.837	662.545	663.319	665.206	666.366
di cui: ambito urbano	161.000	209.000	208.000	210.000	217.000	218.000	220.000	221.000
Motocicli	60.124	59.882	61.063	62.913	63.996	65.512	66.931	68.350
Navigaz. interna	483	420	425	448	446	435	450	455
Navigaz. marittima	2.404	2.247	2.560	3.297	3.307	3.832	4.224	4.615
Navigaz. aerea	6.416	7.108	7.871	8.841	8.974	9.345	10.384	10.035
TOT. Generale	727.934	823.689	841.234	856.605	879.727	884.383	892.999	900.865

* Milione di passeggeri-chilometro: unità di misura per indicare 1 milione di passeggeri trasportati per la distanza di 1 km

Fonte: Conto Nazionale del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. Anno 2001, APAT

Come si può notare, la mobilità delle persone è sempre crescente e incide sul traffico totale, nel 2001, per l'81,2%; questo valore, stabile nel lungo periodo, risulta in leggero calo rispetto all'anno precedente.

Non sembrano invece rassicuranti, sotto il profilo energetico-ambientale, gli andamenti del trasporto collettivo urbano, in particolare di quello tranviario, che ha registrato una diminuzione del 2,9% rispetto al 2000.

Per quanto riguarda l'andamento del traffico interno delle merci (tabella 2.16), va sottolineata l'assoluta prevalenza della modalità stradale, che assorbe quasi il 64% della merce trasportata.

Tabella 2.16 - Traffico merci per modalità di trasporto. Anni 1990-2001 (Mt-km)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Ferrovie	21.911	24.408	23.675	25.975	25.441	24.497	25.592	24.678
Vie d'acqua	35.783	35.442	40.003	44.664	47.344	46.263	47.287	48.656
Aereo	612	671	741	743	766	613	715	729
Strada	157.854	174.432	175.450	173.353	191.482	177.359	185.101	187.250
di cui: > 50 km.	124.209	137.254	139.863	142.270	152.592	142.116	146.640	146.563
Oleodotti	9.200	9.650	10.101	9.797	10.624	10.409	10.317	10.616
TOT. Generale	225.360	244.603	249.970	254.532	275.657	259.141	269.012	271.929

Milione di tonnellate chilometro: unità di misura che indica il trasporto di 1 milione di tonnellate di merci per la distanza di 1 km

Fonte: Conto Nazionale del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. Anno 2001

Per quanto riguarda il trasporto merci per vie d'acqua (navigazione marittima e interna), esso incide per una quota pari al 21% del traffico complessivo e distanza di oltre cinque punti il trasporto ad impianti fissi (ferrovie e oleodotti).

La quota aerea è molto esigua e riguarda principalmente i traffici internazionali.

2.2.3 I consumi di energia e i prezzi

Il consumo energetico nazionale del settore ha raggiunto nel 2001 i 42,1 Mtep in fonti secondarie, con un incremento rispetto all'anno precedente del 2,2%.

Anche nell'anno 2001 l'analisi per macro-settori ha evidenziato, dal punto di vista energetico, l'importanza nettamente dominante dei trasporti rispetto agli altri settori d'uso.

Secondo l'attuale linea di tendenza, i trasporti continueranno ad accrescere il loro peso energetico e ad essi verranno riservate normative sempre più severe per contenere, arrestare e ridurre l'inquinamento che ne deriva.

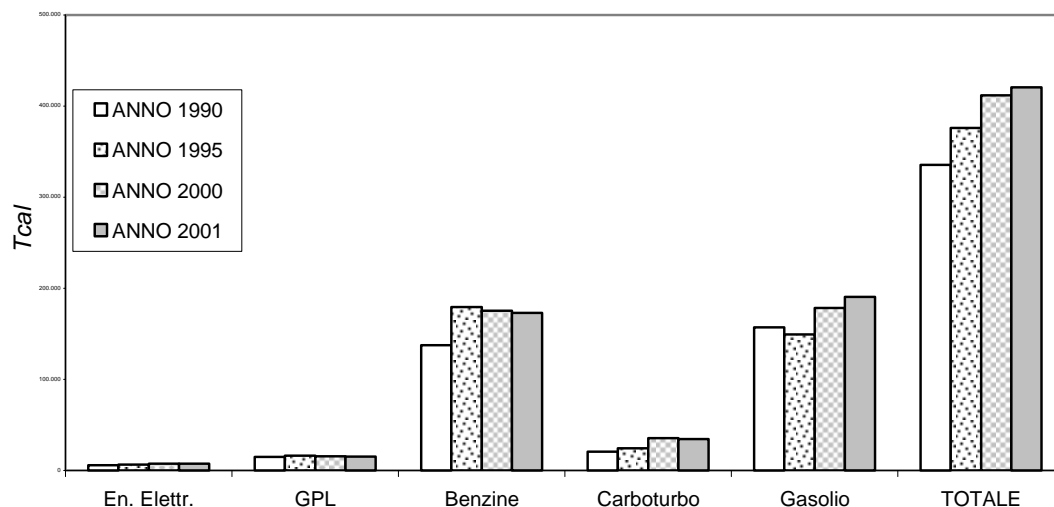
I consumi del settore sono cresciuti nel medio-lungo periodo (1990-2001) del 25,4% (tabella 2.17).

Tabella 2.17 - Consumi finali di energia per modalità di trasporto, fonti secondarie. Anni 1990-2001 (Tcal)

	Energia elettrica	Gpl	Benzine	Carboturbo	Gasolio
<u>ANNO 1990</u>					
Ferrovie	5.193	0	0	0	1.999
Vie d'acqua	0	0	1.911	0	1.999
Strada	575	14.762	135.356	0	153.082
Aereo	0	0	116	20.457	0
TOTALE	5.768	14.762	137.383	20.457	157.080
% per fonte secondaria	1,7	4,4	41,0	6,1	46,8
% per trasp. Passegg.	68%				
% per trasp. Merci	32%				
% per trasp. su strada	92%				
<u>ANNO 1995</u>					
Ferrovie	5.891	0	0	0	1.958
Vie d'acqua	0	0	2.205	0	2.295
Strada	619	16.258	177.135	0	145.044
Aereo	0	0	63	24.482	0
TOT.	6.510	16.258	179.403	24.482	149.297
% per fonte secondaria	1,7	4,3	47,7	6,5	39,8
% per trasp. Passegg.	71%				
% per trasp. Merci	29%				
% per trasp. su strada	91%				
<u>ANNO 2000</u>					
Ferrovie	4.569	0	0	0	1.397
Vie d'acqua	16	0	0	0	2.040
Strada	2.625	15.642	175.119	0	174.797
Aereo	109	0	116	35.350	0
TOT.	7.319	15.642	175.235	35.350	178.234
% per fonte secondaria	1,8	3,8	42,6	8,6	43,2
% per trasp. Passegg.	69%				
% per trasp. Merci	31%				
% per trasp. su strada	90%				
<u>ANNO 2001</u>					
Ferrovie	4.453	0	0	0	1.214
Vie d'acqua	14	0	0	0	2.581
Strada	2.796	15.290	172.767	0	186.752
Aereo	102	0	116	34.580	0
TOT.	7.365	15.290	172.883	34.580	190.547
% per fonte secondaria	1,8	3,6	41,1	8,2	45,3

Fonte: MAP, ENEA, APAT

Figura 2.10 - Consumi finali di energia del settore trasporti, per modalità



Fonte: MAP

La struttura dei consumi per fonte energetica, rimane piuttosto stabile nel tempo, con una modesta contrazione del gpl ed un incremento moderato del carboturbo. Va inoltre sottolineato l'andamento altalenante delle benzine, influenzato e inversamente correlato alla diffusione della alimentazione a gasolio (figura 2.10).

L'intensità energetica, il rapporto tra domanda complessiva di energia e Pil a prezzi costanti del 1995 è diminuita dello 0,4% nel 2002, passando da 180,56 tep/M€a 179,80 tep/M€

Tale riduzione risulta in linea col *trend* di lungo periodo, che è pari a -0,5% nel decennio.

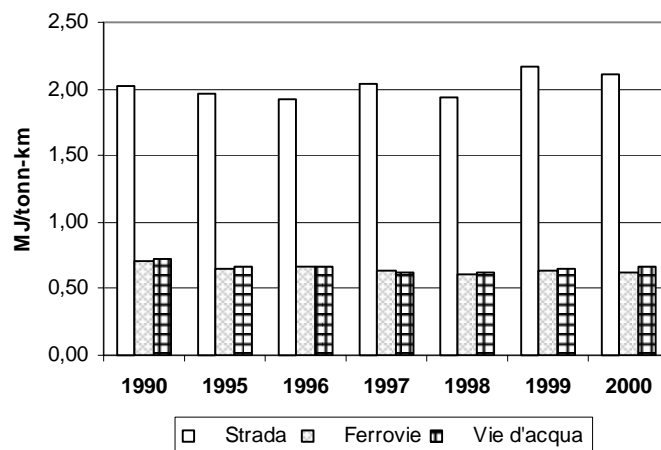
I consumi specifici medi di energia, riferiti alle diverse modalità di trasporto e differenziati per passeggeri e merci, sono rappresentati nella tabella 2.18 e nella figura 2.11.

Tabella 2.18 - Consumi specifici medi di energia del settore trasporti per modalità. Anni 1990-2000 (MJ/pass-km, MJ/t-km)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Passeggeri urbano:							
Autobus	1,04	1,07	1,06	1,01	1,02	0,99	0,99
Tram e metro	0,69	0,77	0,60	0,60	0,64	0,66	0,73
Autovetture	2,07	2,01	2,00	2,00	1,97	1,97	1,98
Motocicli	1,34	1,33	1,32	1,32	1,32	1,33	1,31
Passeggeri extraurb. :							
Autobus	0,28	0,26	0,27	0,28	0,30	0,31	0,33
Ferrovie	0,82	0,83	0,83	0,82	0,85	0,88	0,83
Aereo	3,18	3,08	3,10	2,91	3,07	3,24	3,17
Autovetture	1,39	1,43	1,43	1,40	1,40	1,39	1,37
Motocicli	1,34	1,33	1,32	1,32	1,32	1,33	1,31
Merchi:							
Strada	2,02	1,97	1,92	2,04	1,94	2,17	2,11
Ferrovie	0,71	0,65	0,67	0,63	0,61	0,63	0,62
Vie d'acqua	0,72	0,66	0,66	0,62	0,62	0,65	0,67

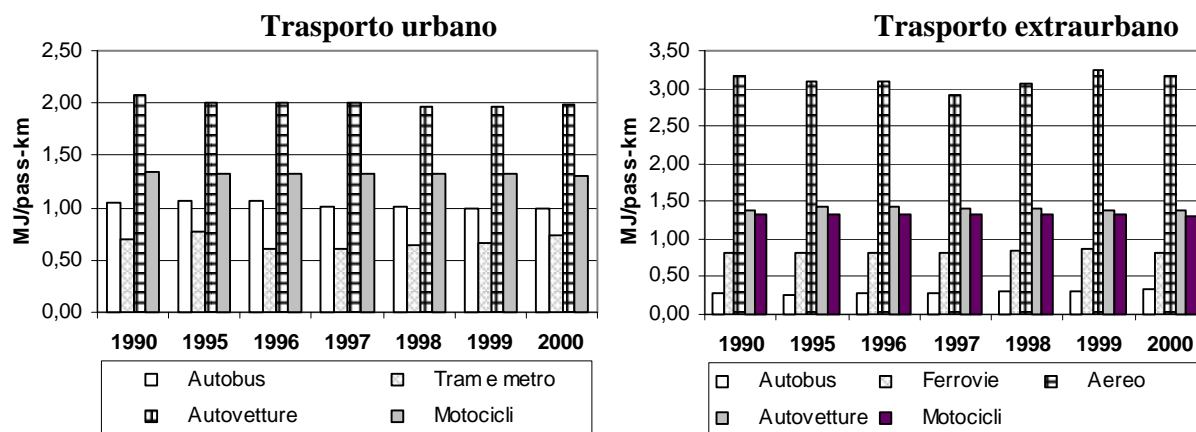
Fonte: APAT

Figura 2.11 - Consumi specifici medi di energia del trasporto merci per modalità. Anni 1990-2000 (MJ/t-km)



Fonte: APAT

Figura 2.12 - Consumi specifici medi di energia del trasporto passeggeri per modalità. Anni 1990-2000 (MJ/pass-km)



Fonte: APAT

È importante sottolineare che il consumo specifico delle autovetture private ha registrato, come d'altro canto molte altre modalità di trasporto, una contrazione più consistente nell'ambito del traffico urbano (-4,3%) piuttosto che in quello extraurbano (-1,4%) (figura 2.12). Questo testimonia che l'efficienza energetica è direttamente legata non solo alle tecnologie utilizzate, ma è anche influenzata dal comportamento degli utenti (stili di guida) e da una normativa più attenta all'energia e all'ambiente.

Per quanto riguarda il parco dei veicoli stradali, automobili e veicoli commerciali, esso è il maggior responsabile dei consumi energetici e delle emissioni del settore trasporti. La tabella 2.19 mostra l'evoluzione del parco veicolare in Italia fino all'anno 2001.

Tabella 2.19 - Consistenza del parco circolante per categoria. Anni 1990-2001 (migliaia)

	1990	1995	2000	2001
Motocicli	2.510	2.531	3.376	3.732
Motocarri	465	416	390	382
Autovetture	27.416	30.301	32.584	33.239
di cui: a benzina	22.502	25.769	26.194	26.074
di cui: a gasolio	3.600	3.099	4.798	5.542
di cui: altre alimentaz.	1.314	1.433	1.592	1.623
Autobus	77	75	88	90
Autocarri	2.349	2.709	3.378	3.541
di cui: merci	2.140	2.430	2.971	3.110
di cui: speciali	209	279	407	431
Motrici	68	80	116	124
Altro	670	765	813	828
TOTALE	33.555	36.877	40.745	41.936

Fonte: ACI

Dalla lettura della tabella si può notare come il parco veicolare nazionale sia in continuo aumento: nell'arco del periodo preso in considerazione esso è aumentato del 25%, con un massimo per la categoria delle motrici stradali (+82%) e un minimo per i motocarri (-18%); le autovetture sono aumentate del 21%.

Va fatto inoltre un breve cenno al rapporto popolazione/autovetture (tabella 2.20): in Italia il valore dell'indice è in continuo calo.

Tabella 2.20 - Popolazione/autovetture circolanti in Italia. Anni 1990-2001

1990	1995	1999	2000	2001
2,11	1,89	1,80	1,78	1,74

Fonte: Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti

L'Italia si trova, per numero di veicoli circolanti in relazione alla popolazione residente, ai primi posti nel mondo. Nel 1999 infatti il rapporto tra popolazione e autovetture era pari a 1,80; nel periodo che va dal 1990 al 2000 questo valore è passato da 2,11 a 1,78, a fronte di una sostanziale stabilità della crescita della popolazione, che nel decennio è cresciuta di circa lo 0,2%. Nel 2001, sulla base dei dati provvisori, il rapporto è ulteriormente calato.

Questi dati confermano la tendenza all'utilizzo sempre maggiore del mezzo privato da parte degli italiani; si sa dalla contabilità nazionale che le famiglie destinano circa il 12,3% dei loro consumi alle spese per trasporti e che gran parte di tali spese è imputabile al mezzo privato.

D'altro canto l'analisi dei prezzi, sia dei carburanti, sia dei servizi di trasporto, evidenzia un andamento in continua crescita (tabelle 2.21 e 2.22).

Tabella 2.21 - Prezzi medi annui (a) dei carburanti. Anni 1996-2002(€)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Benzina senza piombo:							
Prezzo industriale	0,250	0,262	0,230	0,259	0,381	0,353	0,330
Prezzo al consumo	0,925	0,942	0,909	0,958	1,083	1,052	1,046
Gasolio auto:							
Prezzo industriale	0,234	0,238	0,206	0,233	0,361	0,338	0,310
Prezzo al consumo	0,737	0,744	0,711	0,760	0,892	0,868	0,856
Gpl auto:							
Prezzo industriale			0,206	0,241	0,306	0,304	0,276
Prezzo al consumo			0,449	0,476	0,542	0,541	0,519

(a) Media pesata con i consumi mensili

Fonte: MAP ed elaborazioni ENEA

Come si può notare, i prezzi industriali (prezzi al consumo, al netto della componente fiscale) dei carburanti hanno tutti registrato nel 2002 una non trascurabile flessione, che per la benzina è stata pari al 6,5%, per il gasolio all'8,3% e per il gpl al 9,2%. Tale flessione non ha avuto però la stessa rilevanza sui prezzi al consumatore finale in quanto è stata in parte assorbita dall'aumento delle accise. Si sottolinea, inoltre, un notevole incremento generalizzato dei prezzi tra il 1999 e il 2000, certamente legato alle alte quotazioni internazionali del greggio.

Tabella 2.22 - Indici dei prezzi al consumo dei servizi di trasporto. Anni 1996-2002 (Base 1995=100)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Acquisto mezzi di trasporto	104,8	104,1	107,1	108,0	110,1	112,0	115,0
di cui: automobili	104,7	103,7	106,8	107,3	109,7	111,8	114,9
Spese di esercizio dei mezzi di trasporto	104,3	106,9	107,1	110,3	116,8	118,1	119,2
di cui: pezzi di ricambio	105,3	107,1	107,4	106,2	105,4	105,5	105,3
di cui: carburanti	103,8	105,2	102,2	106,7	120,6	117,8	...
di cui: lubrificanti	109,4	109,4	109,4	109,4	110,7	119,9	...
di cui: manutenzione e riparazione	104,8	108,6	111,2	114,4	117,9	121,7	126,1
Servizi di trasporto	103,8	107,1	108,9	111,0	112,8	115,8	120,7
di cui: trasporto ferroviario	101,0	107,8	109,1	109,3	111,7	116,4	117,4
di cui: trasporto stradale	105,2	108,9	110,5	112,2	114,0	116,6	120,5
di cui: taxi	105,0	108,7	110,6	113,2	116,1	119,6	125,6
di cui: trasporto stradale extraurbano	105,5	109,4	110,3	110,9	111,2	112,4	113,6
di cui: trasporto aereo	100,2	98,5	93,3	97,0	97,1	99,9	106,0
di cui: trasporto marittimo	102,7	109,4	111,5	112,5	116,2	122,5	133,5
di cui: trasporto su vie d'acqua	...	123,2	130,4	133,4	138,3	151,8	152,1
di cui: trasporto urbano multimodale	105,4	107,9	110,9	113,7	116,4	118,1	122,1
TOTALE TRASPORTO	104,4	106,1	107,4	109,9	114,3	116,1	118,4

Fonte: Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti

La tabella 2.22 illustra l'evoluzione media annua dei prezzi delle principali voci del trasporto. Si nota, come poc'anzi sottolineato, l'impennata dell'indice dei prezzi dei carburanti tra il 1999 e il 2000, a seguito dei ripetuti rincari dei prodotti energetici e la diminuzione dell'indice relativo all'acquisto di automobili nel 1997, anno caratterizzato dagli incentivi alla rottamazione.

2.2.4 Le emissioni inquinanti

Il trasporto, soprattutto quello su strada, è un'importante fonte di produzione di ossidi di carbonio (CO e CO₂), di azoto (NO_x), di zolfo (SO_x) e di idrocarburi incombusti.

Dagli autoveicoli a gasolio viene, inoltre, emesso il particolato, che è quel "fumo nero" molto pericoloso quando la dimensione dei suoi componenti scende al di sotto di 10 micron.

Il Protocollo di Kyoto prevede un forte impegno della Unione europea per il loro contenimento.

Nell'analisi delle emissioni inquinanti la massima attenzione è rivolta alla mobilità, specie quella su gomma, di merci e persone. Le elaborazioni dell'APAT circa le emissioni del settore, hanno consentito di individuare il ruolo dei diversi modi di trasporto nella produzione dell'effetto serra (tabella 2.23, figure 2.13 e 2.14).

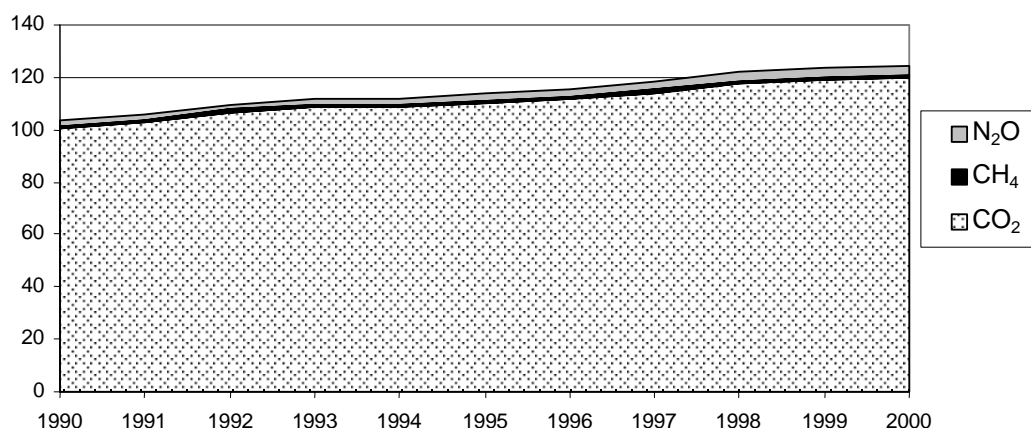
Tabella 2.23 - Emissioni di gas serra (CO₂, CH₄, N₂O) del settore trasporti. Anni 1990-2000 (Mt CO₂ eq. valori %)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Anidride carbon.	100,5	102,7	106,8	108,8	108,4	110,3	111,6	114,2	117,8	119,0	119,9
Metano	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8
Protoss. di azoto	2,0	2,0	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	3,3	3,5	3,6
TOTALE	103,4	105,6	109,8	112,0	111,8	113,9	115,4	118,1	122,0	123,4	124,3
%											
Passeggeri	64,8	66,0	66,1	68,1	69,4	68,6	68,8	67,9	67,9	67,6	67,0
Merci	31,6	30,4	30,5	28,7	27,6	28,5	28,0	28,9	29,0	29,6	30,1
Altro (a)	3,6	3,6	3,4	3,2	3,0	2,9	3,2	3,2	3,1	2,8	2,9
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Strada	94,4	94,9	95,1	95,3	95,5	95,6	95,1	95,0	95,1	95,1	94,8
Altri modi	5,6	5,1	4,9	4,7	4,5	4,4	4,9	5,0	4,9	4,9	5,2
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(a) Pubblica Amministrazione (P.A.) e nautica

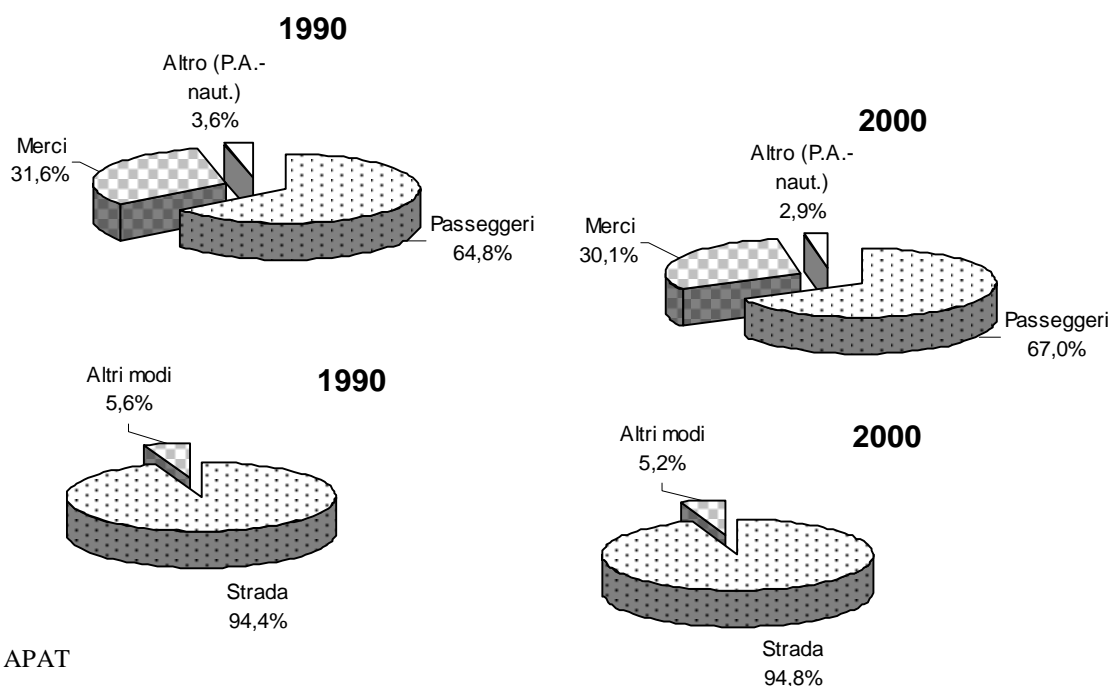
Fonte: APAT

Figura 2.13 - Emissioni di gas serra del settore trasporti. Anni 1990-2000 Mt CO₂ eq



Fonte: APAT

Figura 2.14 – Emissioni di gas serra per tipo di trasporto e per modalità (%)



Fonte: APAT

Le emissioni di CO₂, direttamente correlate ai consumi energetici, sono in costante aumento (nel decennio la crescita è stata del 19,3%) e l'accresciuta efficienza dei veicoli non è riuscita a controbilanciare l'aumento di mobilità, registrato sia per i passeggeri che per le merci. Le emissioni di metano sono, come noto, legate a quelle dei COVNM e appaiono stabili. Per quanto riguarda, infine, il protossido di azoto, l'aumento delle emissioni, presenti soprattutto come effetto secondario delle marmitte catalitiche, è conseguente alla diffusione dei veicoli catalizzati.

Alcune emissioni, come gli ossidi di azoto (NOx) e i composti organici volatili non metanici (COVNM), sono invece collegati alle modalità di combustione delle fonti energetiche. La loro evoluzione temporale è rappresentata in tabella 2.24.

Tabella 2.24 - Emissioni dei principali inquinanti atmosferici del settore trasporti. Anni 1990-2000

	1990		1995		2000	
	kt					
	NOx	COVNM	NOx	COVNM	NOx	COVNM
Passeggeri	597,3	559,7	626,7	628,8	459,6	501,8
Merci	322,3	78,4	319,1	70,5	321,4	68,9
Altro	57,6	83,8	52,0	94,5	60,1	97,0
TOTALE	977,2	721,9	997,8	793,8	841,1	667,7
	%					
Strada	93	88	94	88	91	85
Altri modi	7	12	6	12	9	15
TOTALE	100	100	100	100	100	100

Fonte: APAT

I valori registrati per questi inquinanti rappresentano il risultato di due fenomeni contrapposti: da una parte le emissioni aumentano a causa della crescita del parco veicoli e delle percorrenze medie, dall'altra esse diminuiscono per il rinnovo del parco stesso.

Tali valori hanno mostrato riduzioni particolarmente significative nel periodo successivo al 1995.

Poiché l'importanza delle emissioni dovute al settore trasporti è in larga misura legata, oltre che ai volumi di traffico, al numero di veicoli circolanti, è importante analizzare la loro efficienza energetica attraverso l'andamento dei consumi specifici medi di carburante del parco (tabella 2.25), che, a loro volta, condizionano le emissioni specifiche del settore (tabella 2.26).

Tabella 2.25 - Consumi specifici medi di carburante del parco veicoli circolanti per traffico passeggeri e merci. Anni 1990-2000 (MJ/pass-km; MJ/t-km)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
PASSEGGGERI URBANO:							
Autobus	1,04	1,07	1,06	1,01	1,02	0,99	0,99
Tram-Metro	0,69	0,77	0,60	0,60	0,64	0,66	0,73
Autovetture	2,07	2,01	2,00	2,00	1,97	1,97	1,98
Autovett. (mobilità sistematica)	3,30	3,12	3,11	3,10	3,05	3,06	3,07
Motocicli	1,34	1,33	1,32	1,32	1,32	1,33	1,31
PASSEGGGERI EXTRA-URB.:							
Autobus	0,28	0,26	0,27	0,28	0,30	0,31	0,33
Ferrovie	0,82	0,83	0,83	0,82	0,85	0,88	0,83
Aereo	3,18	3,08	3,10	2,91	3,07	3,24	3,17
Autovetture	1,39	1,43	1,43	1,40	1,40	1,39	1,37
Autovett. (mobilità sistematica)	2,43	2,50	2,50	2,44	2,40	2,39	2,36
Motocicli	1,34	1,33	1,32	1,32	1,32	1,33	1,31
MERCI:							
Strada	2,02	1,97	1,92	2,04	1,94	2,17	2,11
di cui: autotreni-autoartic.	1,05	1,44	1,44	1,47	1,42	1,68	1,58
Ferrovie	0,71	0,65	0,67	0,63	0,61	0,63	0,62
Vie d'acqua	0,72	0,66	0,66	0,62	0,62	0,65	0,67
Pipeline	0,50	0,51	0,48	0,44	0,39	0,39	0,43

Fonte: APAT

Dal 1990 al 2000 i decrementi di consumo energetico registrati per le varie modalità di trasporto non sono stati di particolare rilevanza, mentre si deve sottolineare il consistente aumento dei consumi unitari relativi ad autotreni e autoarticolati (+50,5%).

Tabella 2.15 - Emissioni specifiche medie del parco veicoli per passeggeri e merci. Anni 1990-2000 (g CO₂/pass-km; g CO₂/t-km)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
PASSEGGERI URBANO:							
Autobus	76	78	77	74	75	73	72
Tram-Metro	108	108	89	89	93	92	105
Autovetture	146	143	142	141	139	140	141
Autovett. (mobilità sistem.)	234	221	220	219	216	217	218
Motocicli	95	94	94	93	94	94	93
PASSEGGERI EXTRA-URB.:							
Autobus	20	19	20	21	22	22	24
Ferrovie	47	44	46	45	47	47	45
Aereo	224	217	219	205	216	229	224
Autovetture	98	101	100	99	98	98	97
Autovett. (mobilità sistem.)	172	176	176	172	169	169	166
Motocicli	95	94	94	93	94	94	93
MERCI:							
Strada	147	144	141	150	142	159	154
di cui: autotreni-autoartic.	77	105	106	108	104	123	116
Ferrovie	41	35	37	35	34	33	34
Vie d'acqua	21	25	21	20	18	18	15
Pipeline	28	28	28	25	24	22	25

Fonte: APAT

L'analisi delle emissioni specifiche evidenzia il rilevante contributo delle autovetture private al problema dell'inquinamento atmosferico; esse rappresentano certamente un punto chiave in base al quale stabilire le priorità ambientali ed individuare gli obiettivi e le relative politiche da adottare.

2.3 IL SETTORE RESIDENZIALE E TERZIARIO

2.3.1 Introduzione

I consumi energetici del settore civile nell'anno 2002, secondo i dati provvisori diffusi dal Ministero delle Attività Produttive (MAP), risultano in leggera diminuzione rispetto al 2001 (tabella 2.27).

In termini assoluti, tra il 2001 e il 2002 i consumi sono passati da 41,1 Mtep a 40,5 Mtep.

Nonostante tale diminuzione, l'incidenza dei consumi energetici del civile rispetto al totale degli impieghi finali di energia rimane sostanzialmente invariata: 30,1% nel 2001, 29,9% nel 2002.

Va sottolineato che, al fine di ottenere il consumo energetico complessivo del settore, bisognerebbe tener conto del consumo effettivo di legna da ardere nelle abitazioni, pari a circa 3,7 Mtep⁶.

Tabella 2.27 - Consumi di energia nel settore civile per fonte. Anni 1990-2002 (ktep)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002 ^(***)
Energia elettrica	7.976	9.170	9.408	9.652	9.920	10.298	10.589	10.870	11.200
Gas naturale	15.750	18.807	19.792	19.149	20.628	21.555	20.697	21.770	21.000
Prodotti petroliferi	10.107	7.293	7.179	6.752	6.901	7.568	6.832	7.225	7.200
GPL	1.733	1.852	1.846	1.716	1.705	2.325	2.203	2.156	-
Gasolio	7.703	5.225	5.147	4.828	4.887	4.885	4.306	4.726	-
Olio combustibile	671	216	186	209	309	358	323	343	-
Carbone	103	124	119	133	69	67	65	75	100
Totale fossili	25.960	26.224	27.090	26.034	27.598	29.190	27.594	29.069	28.300
Legna ^(*)	658	932	899	1.027	1.052	1.203	1.154	1.183	1.000
Totale usi finali ^(**)	34.593	36.325	37.397	36.712	38.570	40.691	39.337	41.122	40.500

^(*) In aggiunta, si stima un consumo di legna non commerciale di circa 3,7 Mtep

^(**) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

^(***) Dati provvisori

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Analizzando i consumi energetici del settore per tipologia di fonte emerge come anche nel 2002 il gas naturale continui a soddisfare più della metà della domanda di energia del settore (51,9%). L'energia elettrica copre il 27,7% della domanda, i combustibili liquidi il 17,7%, le rinnovabili il 2,5% ed i combustibili solidi lo 0,2%.

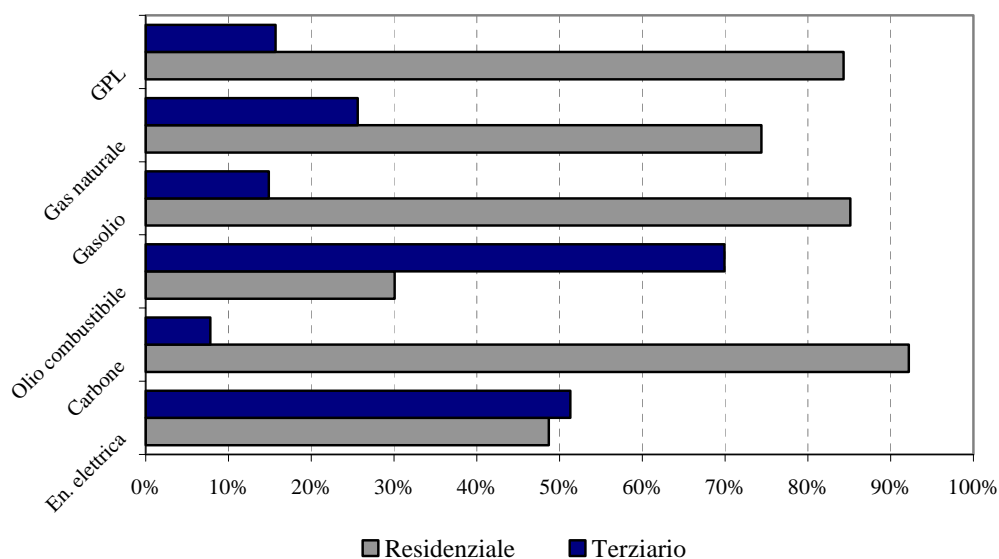
Le stime della ripartizione dei consumi energetici del settore civile tra residenziale e terziario assegnano al residenziale la quota predominante del totale dei consumi energetici in tutto l'arco temporale di riferimento (1990-2001). Nel 1990 il settore residenziale assorbiva il 73% del totale dei consumi energetici ed il terziario il rimanente 27%; nel 2001 il residenziale assorbe il 70% della domanda e il terziario il 30%.

Nel corso degli anni si è giunti ad una ripartizione quasi equa dei consumi di energia elettrica tra residenziale e terziario. Per quanto riguarda le altre fonti, ad eccezione dell'olio combustibile, la percentuale dei consumi assorbiti dal residenziale è molto più elevata di quella del terziario.

Nel 2001 il settore residenziale assorbe l'84% dei consumi di GPL del civile, il 74% di quelli di gas naturale, l'85% di quelli di gasolio, il 30% di quelli di olio combustibile, il 92% di quelli di carbone e il 49% di quelli di energia elettrica (figura 2.15).

⁶ Buona parte del consumo di legna sfugge alle statistiche ufficiali, perché l'utilizzo avviene al di fuori dei circuiti commerciali. Un'indagine ENEA del 2000 ha stimato un consumo nazionale di legna da ardere nelle abitazioni di 14,7 Mt, per circa 3,7 Mtep.

Figura 2.15 - Ripartizione dei consumi energetici tra residenziale e terziario per fonte.
Anno 2001 (%)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

2.3.2 Il settore residenziale

2.3.2.1 Quantità

Nel 2001 i consumi energetici del settore residenziale rappresentano il 69,7% del totale della domanda energetica del comparto civile e il 21% dei consumi energetici finali complessivi.

In termini assoluti nel 2001, dopo la flessione subita nell'anno precedente rispetto al 1999, i consumi del settore in esame fanno registrare un nuovo incremento attestandosi intorno ad un valore pari a 28,6 Mtep (4,2% in più rispetto al 2000).

Dal 1990 al 2001 i consumi del settore sono aumentati complessivamente del 13,6%.

La domanda di energia del residenziale nel 2001 è soddisfatta per il 56,5% dall'impiego di gas naturale, per il 18,5% dall'impiego di energia elettrica, per il 20,7% dall'utilizzo di prodotti petroliferi e per il rimanente 4,3% da combustibili solidi.

Tabella 2.28 - Consumi di energia nel settore residenziale per fonte. Anni 1990-2001 (ktep)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Energia elettrica	4.535	4.922	4.988	5.030	5.098	5.222	5.256	5.294
Gas naturale	11.478	13.974	14.700	14.354	15.504	15.935	15.432	16.197
Prodotti petroliferi	8.490	5.770	5.804	5.415	5.534	6.085	5.644	5.944
GPL	1.535	1.521	1.577	1.461	1.446	1.928	1.854	1.818
Gasolio	6.547	4.203	4.190	3.908	4.005	4.042	3.681	4.023
Olio combustibile	408	46	37	46	83	115	109	103
Carbone	83	107	103	118	59	58	57	69
Totale fossili	20.051	19.851	20.607	19.887	21.096	22.078	21.133	22.211
Legna	652	925	892	1.019	1.044	1.194	1.146	1.176
Totale usi finali (*)	25.238	25.698	26.487	25.936	27.238	28.494	27.534	28.680

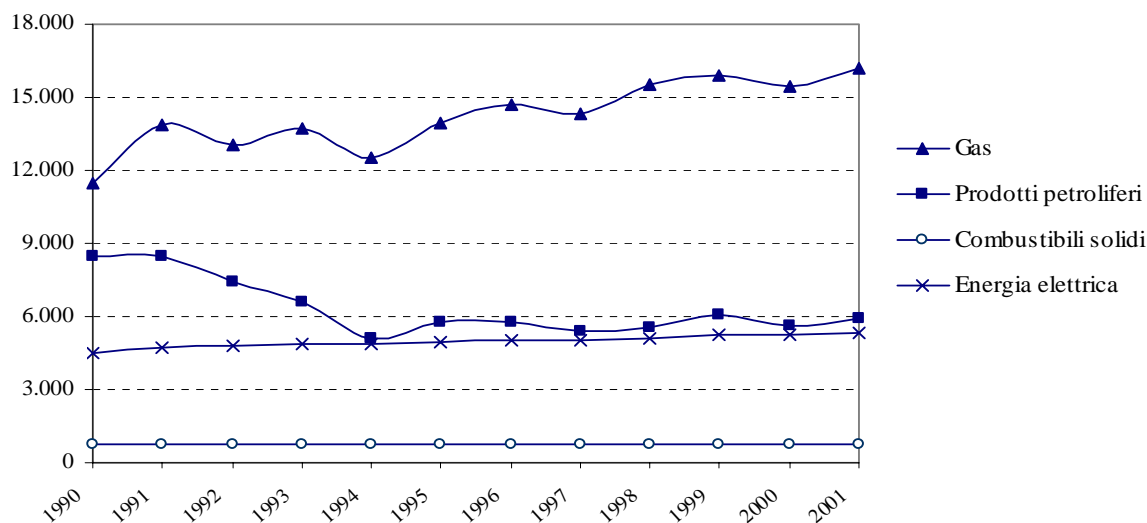
(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Analizzando il *trend* dei consumi energetici del settore per tipologia di fonte impiegata dal 1990 al 2001 appare evidente come l'utilizzo di gas naturale sia andato progressivamente aumentando a fronte di una diminuzione nell'impiego di prodotti petroliferi (tabella 2.28). In particolare, i consumi di gas naturale sono aumentati nel periodo in esame del 41% mentre i consumi di prodotti petroliferi sono diminuiti del 30%. Nel medesimo periodo i consumi di carbone sono diminuiti del 17% e i consumi di legna e di energia elettrica sono aumentati rispettivamente dell'80% e del 17%.

Il grafico seguente mostra l'andamento dei consumi energetici nel settore residenziale per fonte impiegata dal 1990 al 2001.

Figura 2.16 - Consumi di energia nel settore residenziale per fonte. Anni 1990-2001 (ktep)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

In termini di funzione d'uso la domanda energetica del settore, nel 2001, è prodotta per il 68% dal riscaldamento, per il 14% da usi elettrici obbligati, per il 12% dalla produzione di acqua calda e per il rimanente 6% dagli usi cucina. Tale composizione è rimasta pressoché costante in tutto il periodo 1990-2001 (tabella 2.29 e figura 2.17).

I consumi per riscaldamento assorbono la quota maggiore dei consumi energetici complessivi del settore residenziale; nell'arco temporale preso in esame l'incidenza dei consumi energetici per riscaldamento rispetto al totale dei consumi del residenziale varia da un minimo del 65% nel 1994 ad un massimo del 70% nel 1991. Il numero degli impianti autonomi supera i 12 milioni, anche se

una maggiore efficienza energetica globale sarebbe garantita da una produzione di calore centralizzata, con la contabilizzazione all'utenza.

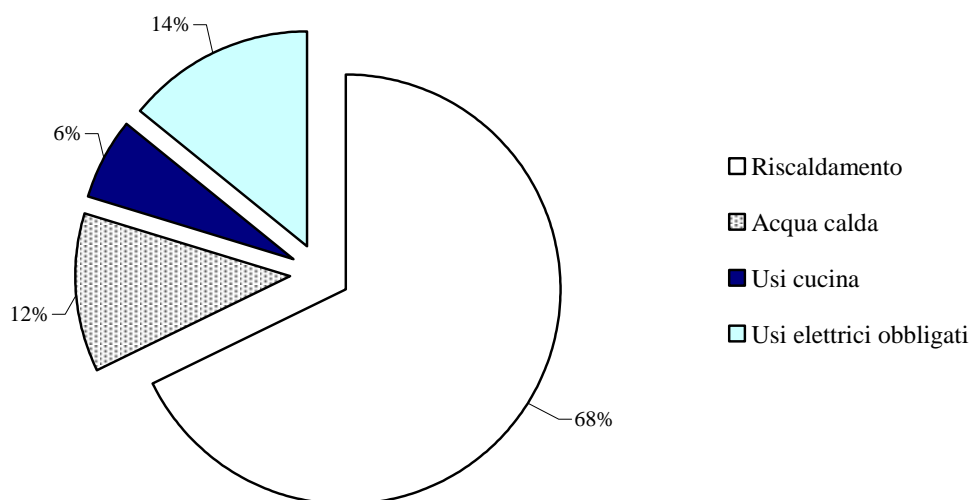
L'elevata incidenza dei consumi per riscaldamento rispetto ai consumi totali del residenziale è da attribuire prevalentemente alle caratteristiche strutturali degli edifici: i due terzi delle nostre abitazioni sono di costruzione anteriore alla legge 373/1977 (legge recante indicazioni e obblighi per la costruzione di edifici efficienti dal punto di vista energetico) e una percentuale analoga non subisce interventi di manutenzione straordinaria da almeno vent'anni. Un contributo al contenimento dei consumi per riscaldamento è dato dalla mitezza del clima: le abitazioni italiane, infatti, nonostante la scarsa qualità degli involucri, si caratterizzano fra quelle dei Paesi sviluppati, ad eccezione del Giappone, per il minor consumo energetico per riscaldamento per m². I medesimi consumi, depurati dalla componente climatica, portano l'Italia ai valori più alti nella graduatoria dei consumi specifici.

Tabella 2.29 - Consumi finali di fonti energetiche nel settore residenziale, per categoria di uso. Anno 2001 (ktep)

	Riscaldamento	Acqua calda	Usi cucina	Usi elettrici	Totale
Energia elettrica	134	951	135	4.074	5.294
Gas naturale	13.013	2.090	1.095	-	16.198
Prodotti petroliferi	5.088	357	500	-	5.944
Combustibili solidi	1.239	5	1	-	1.245
Totale	19.474	3.403	1.730	4.074	28.680

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Figura 2.17 - Consumi finali di energia nel settore residenziale per categoria d'uso. Anno 2001 (Valori %)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

In termini di fonti impiegate, nel 2001 il gas naturale soddisfa il 67% del totale dei consumi per riscaldamento, cui seguono i prodotti petroliferi, che contribuiscono a soddisfare il 26% della domanda, ed infine l'energia elettrica e i combustibili solidi che coprono il rimanente 7%.

Tabella 2.30 - Consumi di energia per riscaldamento per fonte. Anni 1990-2001 (ktep)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Energia elettrica	138	138	140	141	140	139	138	134
Gas naturale	9.055	11.092	11.680	11.471	12.370	12.720	12.380	13.013
Prodotti petroliferi	7.347	4.902	4.935	4.620	4.743	5.098	4.771	5.088
<i>GPL</i>	899	927	969	906	903	1.200	1.192	1.183
<i>Gasolio</i>	6.071	3.935	3.933	3.672	3.764	3.795	3.480	3.809
<i>Olio combustibile</i>	377	40	33	42	76	103	100	96
Carbone	71	93	89	103	51	50	50	63
Totale fossili	16.473	16.086	16.704	16.193	17.164	17.868	17.202	18.163
Legna	652	925	892	1.019	1.044	1.194	1.146	1.176
Totale consumi (*)	17.263	17.150	17.736	17.354	18.347	19.201	18.486	19.474

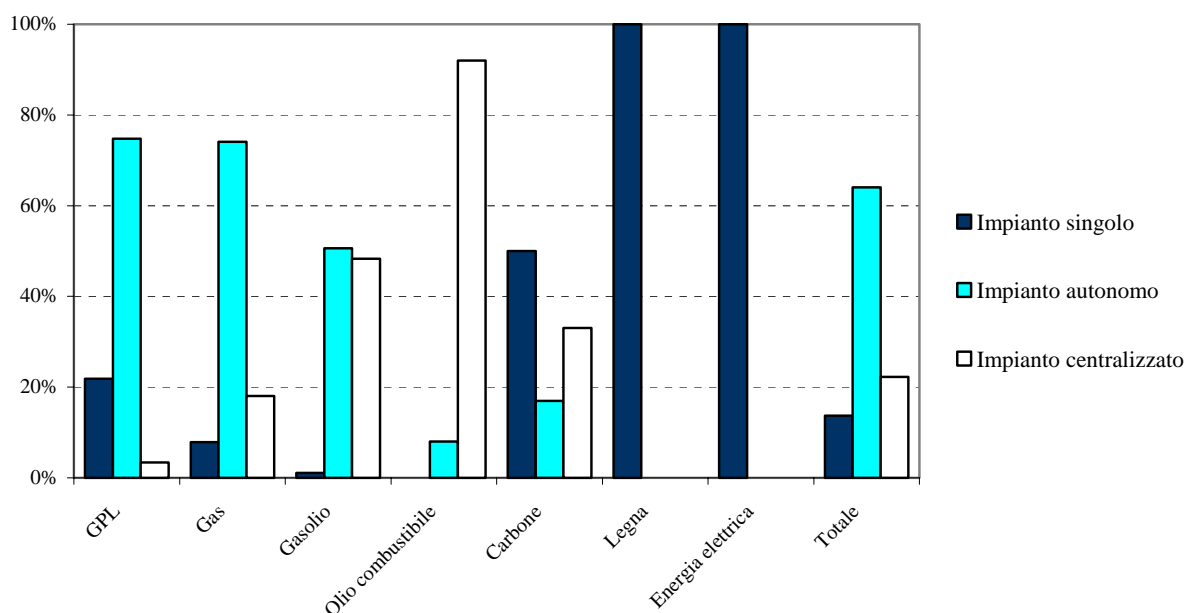
(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Analizzando il *trend* evolutivo dei consumi per riscaldamento per tipologia di fonte impiegata appare evidente l'effetto sostituzione tra gas naturale e prodotti petroliferi verificatosi tra il 1990 e il 2001 (tabella 2.30). Nel 1990 i consumi di gas naturale rappresentano il 52,5% del totale e quelli di prodotti petroliferi il 42,6%; nel 2001 i consumi di gas naturale soddisfano il 67% del totale della domanda di energia per riscaldamento e quelli di prodotti petroliferi il 26%. Tale andamento è legato all'aumento del numero delle abitazioni con impianto autonomo e quindi alla sostituzione dell'impiego dei prodotti petroliferi con gas naturale, che ha caratterizzato tale tipologia di impianto nel periodo in esame.

La figura 2.18 evidenzia i consumi energetici per riscaldamento distinti per tipologia di fonte e di impianto.

Figura 2.18 - Consumi finali di energia per fonte e per tipologia di impianto di riscaldamento. Anno 2001 (%)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Come appare evidente i consumi di legna e di energia elettrica per riscaldamento sono imputabili interamente all'impiego di apparecchi singoli: camino tradizionale (60%), camino innovativo (12%), stufa tradizionale (22%), stufa innovativa (6%), per la legna; stufe elettriche e pompe di calore per l'elettrico. L'olio combustibile è utilizzato quasi esclusivamente negli impianti

centralizzati e in percentuale minima negli impianti autonomi (l'8% nel 2001). Elevata è altresì la percentuale di carbone utilizzata negli impianti singoli, pari nel 2001 al 50%.

I consumi di GPL nel 2001 sono imputabili per il 75% circa agli impianti autonomi, per il 22% ad impianti singoli e per il rimanente 3% ad impianti centralizzati. Quasi equamente ripartiti tra impianti autonomi ed impianti centralizzati risultano, infine, i consumi di gasolio.

Consumi a clima normalizzato

Il clima è uno dei fattori determinanti l'andamento dei consumi energetici per riscaldamento. Sebbene le temperature siano mediamente aumentate negli ultimi anni, vi possono essere differenze anche abbastanza rilevanti da un anno ad un altro. Utilizzare dati destagionalizzati consente pertanto un'analisi più significativa dei cambiamenti intervenuti nel corso degli anni nei consumi energetici per riscaldamento.

Al fine di procedere alla destagionalizzazione dei consumi sono stati utilizzati i dati relativi ai gradi giorno calcolati da Eurostat in base ad una nuova metodologia, che tiene conto di un numero molto più elevato di stazioni meteorologiche rispetto a quanto accadeva negli anni precedenti.

Ponderando i dati diffusi da Eurostat per le diverse regioni italiane con la relativa popolazione e aggregando i dati ottenuti si è pervenuti alla determinazione dei gradi giorno per l'Italia per il periodo 1980-2002. In accordo con la metodologia Eurostat, dividendo i gradi giorno annuali per la media dei gradi giorno nel periodo 1980-2002 (media pari a 2016), sono stati calcolati i "gradi giorno relativi" da utilizzare per la destagionalizzazione dei consumi energetici.

La tabella I A riporta i valori dei gradi giorno effettivi per il periodo 1990-2001; nella tabella I B vengono invece riportati i consumi energetici per riscaldamento destagionalizzati.

Tabella I A – Gradi giorni effettivi

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Gradi giorno effettivi	1.922	1.981	1.999	1.832	1.924	1.902	1.722	1.803

Fonte: elaborazioni ENEA

Tabella I B - Consumi energetici per riscaldamento effettivi e a clima normalizzato (ktep)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Consumi effettivi	17.263	17.149	17.736	17.354	18.347	19.201	18.486	19.474
Consumi a clima normalizzato	18.110	17.452	17.889	19.098	19.221	20.349	21.646	21.780
Differenza tra consumi effettivi e consumi a clima normalizzato	-847	-304	-153	-1.745	-874	-1.148	-3.160	-2.306

Fonte: elaborazioni ENEA

Confrontando tali valori con quelli relativi ai consumi per riscaldamento effettivi si può notare come nel 2001 i consumi a clima normalizzato siano di ben 2,3 Mtep superiori rispetto a quelli effettivi. Dal 1990 al 2001 i consumi effettivi sono aumentati del 12%; non tenendo conto della componente climatica l'aumento sarebbe stato del 20% circa.

La domanda di energia per la produzione di acqua calda nel 2001 ammonta a circa 3,4 Mtep, ed è soddisfatta quasi interamente dall'utilizzo di gas naturale ed energia elettrica, che coprono rispettivamente il 61,4% e il 28% del totale della domanda. La quota rimanente di consumi è soddisfatta per il 6,3% dall'impiego di gasolio, per il 4% dall'impiego di GPL e per lo 0,3% dall'impiego di olio combustibile e carbone.

Tabella 2.31 - Consumi di energia per produzione di acqua calda per fonte. Anni 1990-2001 (ktep)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Energia elettrica	883	967	976	979	975	959	956	951
Gas naturale	1.422	1.826	1.945	1.834	2.048	2.054	2.019	2.090
Prodotti petroliferi	603	378	372	346	355	407	351	357
<i>GPL</i>	96	104	111	106	107	148	140	135
<i>Gasolio</i>	476	268	257	236	241	247	201	215
<i>Olio combustibile</i>	31	6	4	4	7	12	10	7
Carbone	8	10	10	12	6	6	5	5
Totale fossili	2.034	2.214	2.327	2.192	2.409	2.466	2.375	2.452
Totale consumi (*)	2.916	3.181	3.303	3.171	3.385	3.425	3.331	3.403

(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Dal 1990 al 2001 i consumi di energia per la produzione di acqua calda sono aumentati del 16,7% (tabella 2.31). In tale arco temporale si registra un forte incremento dei consumi di gas naturale e di GPL pari rispettivamente al 47% e al 40%; va però sottolineato che tale incremento si traduce per il gas naturale anche in un aumento dell'incidenza sui consumi complessivi per la produzione di acqua calda, mentre il peso del GPL rimane sostanzialmente stabile intorno ad un valore del 4%.

I consumi di energia elettrica aumentano dal 1990 al 2001 del 7,7%, mentre in diminuzione risultano i consumi di gasolio (-55%), olio combustibile (-76%) e carbone (-43%).

I dati evidenziano dunque un andamento storico della domanda di energia per acqua calda simile a quello del settore nel suo complesso, andamento caratterizzato da una continua sostituzione dei prodotti petroliferi, ed in particolare del gasolio, con il gas naturale, e un modesto incremento della domanda di energia elettrica. Nel 1970 i consumi di gasolio rappresentavano il 52,5% del totale della domanda energetica per la produzione di acqua calda e quelli di gas naturale il 15,2%; nel 1991 la situazione è esattamente opposta, fino ad arrivare alle percentuali relative al 2001 in precedenza indicate.

Nel 2001 i consumi di energia per usi cucina, pari a 1,7 Mtep, rappresentano il 6% del totale dei consumi del settore residenziale. Tale fabbisogno energetico è soddisfatto per il 63% dal gas naturale e per il 30% dal GPL, unico derivato petrolifero impiegato per tale uso a partire dalla fine degli anni Settanta. Poco diffuse sono le elettrotecnologie, che coprono appena l'8% della domanda.

Tabella 2.32 - Consumi di energia per usi cucina per fonte. Anni 1990-2001 (ktep)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Energia elettrica	124	136	139	141	144	149	149	135
Gas naturale	1.001	1.056	1.075	1.049	1.085	1.162	1.003	1.095
Prodotti petroliferi	540	490	497	449	436	580	521	500
<i>GPL</i>	540	490	497	449	436	580	521	500
Carbone	4	4	3	4	2	2	1	1
Totale fossili	1.545	1.550	1.576	1.502	1.523	1.745	1.556	1.595
Totale consumi (*)	1.669	1.686	1.714	1.643	1.667	1.894	1.705	1.730

(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Dal 1990 al 2001 si rileva un incremento della domanda di energia per usi cucina del 3,6% (tabella 2.32). A livello di fonti energetiche impiegate si riscontra anche in questo caso una diminuzione dei consumi di GPL, pari al 7,6%, ed un contemporaneo aumento dei consumi di gas naturale ed energia elettrica, pari rispettivamente al 9,4% e all'8,4%.

I consumi per usi elettrici obbligati nel 2001 fanno registrare un incremento dell'1,5% rispetto al 2000 attestandosi intorno ad un valore pari a circa 4 Mtep.

Il diffondersi di un numero sempre maggiore di beni durevoli all'interno delle abitazioni in conseguenza sia di un maggiore benessere economico complessivo sia dello sviluppo della tecnologia che ha determinato una progressiva riduzione dei prezzi sul mercato, ha portato ad un incremento dei consumi per usi elettrici obbligati dal 1990 al 2001 del 20% (tabella 2.33). Significativo è il dato secondo cui, nella quasi totalità delle abitazioni italiane, a fronte di un limite di potenza elettrica di 3 kW, sono presenti apparecchi elettrici per un totale medio superiore a 13 kW.

Tabella 2.33 - Consumi per usi elettrici obbligati. Anni 1990-2001

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Consumi (ktep)	3.391	3.681	3.733	3.767	3.838	3.975	4.013	4.074
Variazioni rispetto all'anno precedente (%)		-3,0	1,4	0,9	1,9	3,6	1,0	1,5
Usi elettrici obbligati su totale consumi (%)	13,4	14,3	14,1	14,5	14,1	13,9	14,6	14,2
Usi elettrici obbligati su consumi elettrici famiglie (%)	74,8	74,8	74,8	74,9	75,3	76,1	76,3	77,0

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

I dati diffusi dall'ISTAT relativi al quinquennio 1997-2001 evidenziano un aumento complessivo del numero di famiglie che possiedono beni durevoli ed in particolare quelli di ultima generazione (tabella 2.34).

La quasi totalità delle abitazioni è dotata ormai di lavatrice (96,6%) e televisore (95,5%). Anche se inferiore alle precedenti, considerevole è la percentuale di famiglie in possesso dell'impianto *Hifi*, pari nel 2001 al 55% circa. Aumenta rispetto al 2000 il possesso di lavastoviglie: oltre il 33% delle famiglie dispone infatti di tale elettrodomestico.

È interessante evidenziare che nel 2001 circa 11 famiglie su 100 hanno un condizionatore d'aria e circa 45 su 100 possiedono più di un televisore. Nel biennio 2000-2001 è aumentata altresì la percentuale di famiglie in possesso di un *personal computer* (si passa da 25,6% al 34,9% delle famiglie), anche se tale bene risulta relativamente poco diffuso tra le famiglie italiane.

Tabella 2.34 - Famiglie che dichiarano di possedere beni durevoli. Anni 1997-2001 (per 100 famiglie)

	1997	1998	1999	2000	2001
Lavastoviglie	28,7	28,6	28,9	30,9	33,3
Lavatrice	96,1	96,3	96,1	96,0	96,6
Videoregistratore	60,7	62,0	63,7	64,6	66,2
Videocamera	18,1	17,1	18,2	19,1	20,4
Impianto Hifi	47,5	47,7	50,1	52,2	55,2
Condizionatori, climatizzatori	(*)	(*)	(*)	(*)	10,7
Almeno un'automobile	77,9	76,8	78,0	78,1	79,1
Più di un'automobile	32,7	30,7	32,3	33,2	33,6
Consolle, videogiochi, ecc.	(*)	(*)	(*)	(*)	16,8
Personal computer	16,7	18,8	20,9	25,6	34,9
Modem	3,9	5,3	9,4	16,6	25,1
Segreteria telefonica	12,4	13,8	14,5	15,0	15,0
Fax	3,8	4,5	6,0	6,7	7,3
Televisore a colori	95,4	96,1	96,4	95,7	95,5
Più di un televisore	43,2	41,6	41,7	42,3	44,5
Antenna parabolica	(*)	(*)	(*)	(*)	16,2
Telefono cellulare	27,3	43,0	55,9	64,8	73,4

(*) Negli anni 1997-2000 tale voce non è stata rilevata

Fonte: ISTAT

Rendimento energetico in edilizia

Con la pubblicazione della direttiva 2002/91/CE del 16 dicembre 2002 possiamo dire che l'Unione europea si "adegua" in ritardo all'Italia. Infatti, la direttiva relativa al "rendimento energetico dell'edilizia" (N.B.: sarebbe stato più appropriato tradurre "efficienza energetica nell'edilizia e negli impianti") pubblicata sulla Gazzetta ufficiale delle Comunità europee il 4 gennaio, l'Unione europea ha finalmente fatto propri i principi e le disposizioni vigenti in Italia da oltre 12 anni, ovvero dalla pubblicazione della legge n. 10 del 9 gennaio 1991. Da una prima analisi della direttiva si evince infatti che, salvo le disposizioni relative al condizionamento estivo, le restanti disposizioni sono già contenute nell'articolato della legge 10/1991 e nei suoi decreti attuativi.

Con questa direttiva l'Unione europea adotta una serie di disposizioni necessarie per conformarsi al Protocollo di Kyoto, dato che l'energia impiegata nel settore residenziale e terziario rappresenta più del 40 % del consumo totale di energia consumata nell'Unione europea. La direttiva 2002/91/CE stabilisce interventi più concreti di quelli previsti precedentemente (ad esempio dalla direttiva 93/76/CEE) per conseguire il risparmio energetico che potenzialmente può essere ottenuto nel settore edilizio e dagli impianti in essi installati. Si ricorda che la direttiva 93/76/CEE aveva l'obiettivo di limitare le emissioni di biossido di carbonio migliorando l'efficienza energetica nel settore civile e industriale con programmi mirati per: la certificazione energetica degli edifici, la fatturazione delle spese di riscaldamento, di climatizzazione e di acqua calda sanitaria sulla base del consumo effettivo (attuabile mediante l'installazione di contatori di calore per le utenze di impianti centralizzati), i finanziamenti tramite terzi degli investimenti di efficienza energetica nel settore pubblico e, infine, l'isolamento termico degli edifici. La direttiva 2002/91/CE va oltre tali disposizioni. Essa stabilisce infatti ulteriori misure per il miglioramento del rendimento energetico degli edifici per tenere conto delle condizioni climatiche locali, degli apporti termici interni e dell'efficienza energetica degli impianti per contenere i costi. Pertanto l'edificio, gli impianti di riscaldamento, di condizionamento ed aerazione devono essere progettati ed eserciti con un basso consumo di energia nel rispetto del benessere degli occupanti.

Dopo l'attuazione di questa direttiva i cittadini comunitari verranno a conoscenza dei consumi energetici del proprio edificio o del proprio appartamento e saranno pertanto più consapevoli nell'acquisto o nella gestione del proprio appartamento.

Per raggiungere i su accennati obiettivi la direttiva riporta disposizioni riguardanti:

- il quadro generale per impostare la metodologia per il calcolo "integrato" del rendimento energetico degli edifici;
- le prescrizioni minime relative al rendimento energetico degli edifici di nuova costruzione;
- le prescrizioni minime nel caso di ristrutturazioni di edifici di grande metratura e sottoposti a importanti ristrutturazioni;
- l'affissione e l'informazione pubblica dei parametri della certificazione energetica degli edifici;
- l'ispezione periodica degli impianti termici e di condizionamento nonché la perizia degli impianti termici alimentati con caldaie installate da più di 15 anni.

Le "ristrutturazioni importanti" si hanno quando *"il costo totale della ristrutturazione connesso con le murature esterne e/o gli impianti energetici quali il riscaldamento, la produzione di acqua calda, il condizionamento d'aria, la ventilazione e l'illuminazione è superiore al 25% del valore dell'edificio, escluso il valore del terreno sul quale questo è situato, o quando una quota superiore al 25% delle murature esterne dell'edificio viene ristrutturata"*.

Metodi di calcolo e requisiti di rendimento energetico

Dopo aver riportato alcune definizioni per meglio interpretare le disposizioni in essa contenute, la direttiva specifica che per il metodo di calcolo del rendimento energetico degli edifici devono essere analizzate le caratteristiche strutturali, impiantistiche e ambientali dell'edificio elencate al punto 1 dell'allegato alla direttiva. Inoltre il metodo di calcolo deve tenere conto delle migliori opzioni tecniche ed energetiche degli impianti installati, ed in particolare:

- a) dei sistemi solari attivi e di altri impianti di generazione di calore ed elettricità a partire da fonti energetiche rinnovabili;
- b) dei sistemi di cogenerazione dell'elettricità;
- c) dei sistemi di riscaldamento e condizionamento a distanza (complesso di edifici/condomini);
- d) dell'illuminazione naturale.

I metodi di calcolo devono stabilire i requisiti minimi di rendimento energetico per gli edifici nuovi o da ristrutturare.

Il metodo di calcolo può essere differenziato per ogni categoria di edificio: abitazione monofamiliare, condomini, uffici, alberghi, ecc. Inoltre il metodo di calcolo del rendimento energetico degli edifici può essere standardizzato a livello nazionale o regionale.

Bisogna far notare che la direttiva non impone nessun metodo specifico dato che, in base al principio di sussidiarietà e proporzionalità, l'Unione europea con questa direttiva ha inteso stabilire i principi generali e gli obiettivi da raggiungere a livello comunitario lasciando agli Stati membri le modalità di attuazione che meglio si adattano alle specificità nazionali o regionali.

In base a questa autonomia gli Stati membri possono escludere dall'applicazione dei requisiti minimi di rendimento energetico alcune categorie di edifici, come ad esempio: gli edifici storici, le chiese, gli edifici agricoli o i fabbricati temporanei con un tempo di utilizzo non superiore a due anni, gli edifici residenziali con utilizzo non superiore a quattro mesi all'anno o i fabbricati indipendenti con meno di 50 m².

Edifici nuovi

Tutti gli edifici di nuova costruzione devono rispettare i requisiti minimi di rendimento energetico stabiliti dal metodo di calcolo.

Per gli edifici nuovi con superficie utile superiore a 1.000 m², oltre alla verifica dei requisiti minimi di rendimento energetico, deve essere effettuata una valutazione tecnica, economica e ambientale dei seguenti sistemi:

- sistemi di fornitura energetica decentrati basati su energie rinnovabili;
- cogenerazione;
- sistemi di riscaldamento e climatizzazione a distanza (complesso di edifici/condomini), se disponibili;
- pompe di calore.

Ristrutturazione degli edifici esistenti

Per gli edifici esistenti con superficie superiore a 1.000 m² e sottoposti a ristrutturazioni importanti devono essere valutate le misure tecniche, i costi aggiuntivi e i risparmi conseguibili. I suddetti edifici devono rispettare i requisiti minimi di rendimento energetico stabiliti dal metodo di calcolo. I requisiti minimi possono essere stabiliti per l'intero edificio o parti di esso, nonché per alcuni componenti da ristrutturare.

Certificazione energetica degli edifici

Il contenuto dell'attestato della certificazione energetica degli edifici deve essere portato a conoscenza del proprietario, dell'acquirente o del locatario. La suddetta certificazione energetica ha una validità di 10 anni. Le informazioni della certificazione energetica devono permettere all'acquirente o al locatario, di poter effettuare i confronti con i consumi di altri edifici e di conoscere gli interventi per migliorare le "prestazioni energetiche" del proprio edificio. Le suddette informazioni non hanno valore legale salvo diversa specificazione nazionale.

Per gli edifici pubblici e aperti al pubblico con superficie utile superiore a 1.000 m² la certificazione energetica, risalente a non più di dieci anni, deve essere esposta al pubblico. In particolare devono essere esposte al pubblico le temperature raccomandate e quelle reali o altre grandezze meteorologiche.

Ispezioni delle caldaie

Per quanto riguarda le verifiche degli impianti termici, la direttiva prevede:

- ispezioni periodiche di caldaie alimentate a combustibili liquidi o solidi non rinnovabili con potenza utile nominale compresa tra 20 e 100 kW. Bisogna notare che la direttiva non specifica alcuna periodicità ed inoltre è nelle facoltà degli Stati membri stabilire che queste ispezioni siano eseguite su caldaie alimentate con altri combustibili (come ad esempio per quelle alimentate a gas).
- ispezione da effettuare almeno ogni 2 anni per le caldaie con potenza utile nominale superiore a 100 kW. Per le caldaie alimentate a gas la periodicità può essere estesa fino a 4 anni;
- ispezione *una tantum* delle caldaie installate da oltre 15 anni e di potenza superiore a 20 kW: l'ispezione dell'esperto deve verificare il rendimento della caldaia, il suo dimensionamento rispetto al fabbisogno termico dell'edificio e deve inoltre dare i suggerimenti per l'eventuale sostituzione della caldaia o altre soluzioni alternative. Volendo semplificare, necessita una diagnosi energetica di un esperto.

Nel caso in cui uno Stato membro non adottasse le suddette disposizioni deve adottarne altre che abbiano un impatto globale equivalente e presentare alla Commissione una relazione biennale che lo dimostri. A tal fine si deve assicurare che sia fornita agli utenti una consulenza in merito: alla sostituzione delle caldaie, alle modifiche da apportare all'impianto termico o altre soluzioni alternative intese a valutare l'efficienza e il corretto dimensionamento della caldaia. Anche in questo caso possiamo affermare che necessita la diagnosi energetica di un esperto.

Ispezioni per i sistemi di condizionamento dell'aria

La direttiva dispone che devono essere ispezionati periodicamente tutti gli impianti di condizionamento dell'aria con potenza nominale superiore a 12 kW. Anche per tali ispezioni deve essere prevista una valutazione dell'efficienza del sistema di condizionamento dell'aria e del suo dimensionamento rispetto al fabbisogno dell'edificio, nonché deve

essere effettuata una consulenza per il miglioramento del sistema. Anche in questo caso è necessaria la diagnosi energetica di un esperto.

Esperti indipendenti

La direttiva specifica che la certificazione energetica e le ispezioni devono essere effettuate *“in maniera indipendente da esperti qualificati e/o riconosciuti, qualora operino come imprenditori individuali o impiegati di enti pubblici o di organismi privati”*.

Informazione

Per fare conoscere i metodi per migliorare il rendimento energetico degli edifici la direttiva prevede che sia gli Stati membri sia la Commissione effettuino delle campagne informative.

Recepimento

La direttiva deve essere recepita entro il 4 gennaio 2006. Solo nel caso in cui non siano disponibili gli esperti qualificati o riconosciuti può essere prorogato il termine del recepimento per altri 3 anni. In questo caso lo Stato membro deve comunicarlo alla Commissione con l'indicazione delle motivazioni e del calendario per l'attuazione della direttiva.

Considerazioni in riferimento alla legislazione nazionale

Come si evince da questa breve descrizione della direttiva, la principale novità è che il metodo di calcolo del rendimento energetico degli edifici deve considerare gli aspetti relativi al condizionamento estivo, mentre tutti gli altri aspetti sono più o meno equivalenti a quelli riportati nella legge n. 10/1991. In particolare si ricordano le disposizioni contenute:

- nell'art. 4, relative alle norme attuative e sulle tipologie tecnico-costruttive;
- nell'articolo 6, relative al teleriscaldamento;
- nel Titolo II, relative alle norme per il contenimento del consumo di energia negli edifici e in particolare, quelle contenute nell'art. 26, comma 7: *“Negli edifici di proprietà pubblica o adibiti ad uso pubblico è fatto obbligo di soddisfare il fabbisogno energetico degli stessi favorendo il ricorso a fonti rinnovabili di energia o assimilate salvo impedimenti di natura tecnica od economica”*; nell'art. 26, comma 8 *“La progettazione di nuovi edifici pubblici deve prevedere la realizzazione di ogni impianto, opera ed installazione utili alla conservazione, al risparmio e all'uso razionale dell'energia”*; nell'art. 28: *“Relazione tecnica sul rispetto delle prescrizioni”*; nell'art. 30 comma 2: *“Nei casi di compravendita o di locazione il certificato di collaudo e la certificazione energetica devono essere portati a conoscenza dell'acquirente o del locatario dell'intero immobile o della singola unità immobiliare”*; nell'art. 30 comma 3: *“L'attestato relativo alla certificazione energetica ha una validità temporale di cinque anni a partire dal momento del suo rilascio”*; nell'art. 31, comma 3: *“I Comuni con più di quarantamila abitanti e le province per la restante parte del territorio effettuano i controlli necessari e verificano con cadenza almeno biennale l'osservanza delle norme relative al rendimento di combustione, anche avvalendosi di organismi esterni aventi specifica competenza tecnica, con onere a carico degli utenti”*; nell'art. 32, comma 1: *“Ai fini della commercializzazione, le caratteristiche e le prestazioni energetiche dei componenti degli edifici e degli impianti devono essere certificate secondo le modalità stabilite con proprio decreto dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato”*; nell'art. 33, commi 1 e 2: *“1. Il comune procede al controllo dell'osservanza delle norme della presente legge in relazione al progetto delle opere, in corso d'opera ovvero entro cinque anni dalla data di fine lavori dichiarata dal committente. 2. La verifica può essere effettuata in qualunque momento anche su richiesta e a spese del committente, dell'acquirente dell'immobile, del conduttore, ovvero dell'esercente gli impianti.”*.

Inoltre non vanno dimenticate le disposizioni attuative della legge n. 10/1991, e in particolare quelle contenute nel DPR 412/1993 recante il regolamento per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, e nel DPR 551/99 che lo ha in parte modificato.

Dal confronto si evidenzia anche che alcune disposizioni nazionali sono più restrittive di quelle riportate nella direttiva della Commissione europea (si veda ad esempio il limite della potenza dei generatori di calore per la verifica e la relativa frequenza), mentre altre sono completamente mancanti nelle disposizioni nazionali (si veda ad esempio la progettazione degli impianti di condizionamento e la diagnosi energetica degli edifici e impianti termici nonché di quelli di condizionamento).

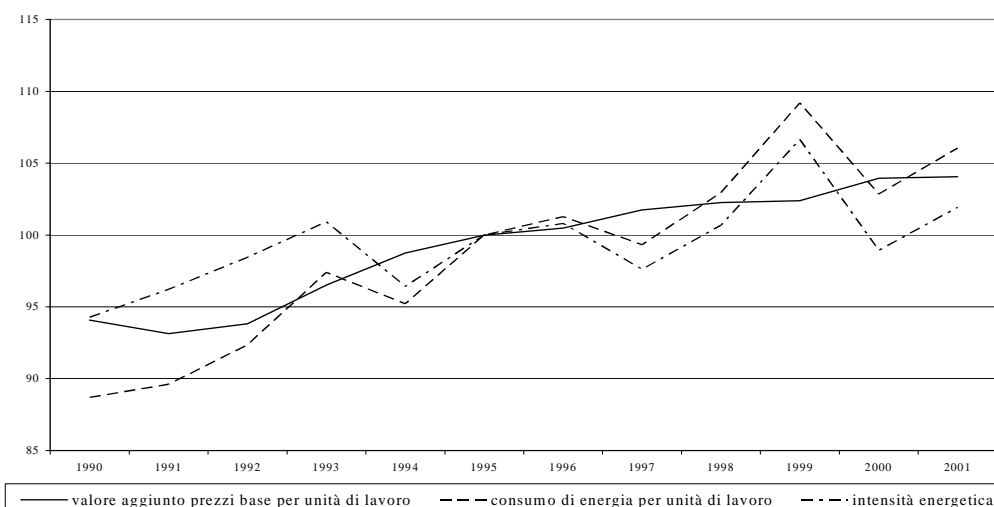
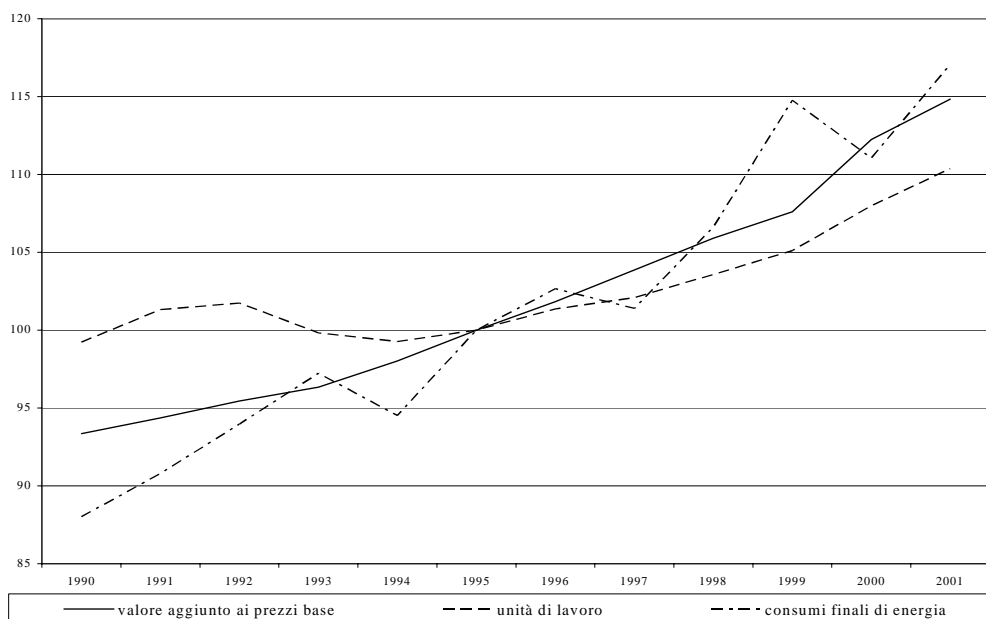
2.3.3 Il settore terziario

2.3.3.1 Quantità

Il settore terziario comprende le attività di erogazione di servizi, quelli non vendibili, offerti dal settore pubblico, e quelli vendibili quali commercio, ristorazione, credito ed assicurazioni, comunicazioni ed altri.

Il consumo finale di energia nel settore terziario è stato, nel 2001, pari a 12,4 Mtep, che corrispondono al 30,2% della richiesta complessiva del settore civile e al 9% del totale impieghi finali (6,6% della disponibilità lorda di energia).

Figura 2.19 - Alcuni indicatori del settore terziario (Numeri indice 1995=100)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati ISTAT e MAP

Nel 2001 si è registrata un aumento della domanda di energia del terziario del 5,4% rispetto all'anno precedente, in linea con l'aumento che si è avuto nel settore civile (4,5%) e a fronte di un incremento del valore aggiunto settoriale del 2,3%. L'intensità energetica del settore è aumentata, passando da 18,1 tep/milioni di euro lire95 a 18,7 tep/milioni di euro lire95, con un incremento del 3,3% (figura 2.19).

Lo sviluppo del terziario nel corso del 2001 è risultato superiore a quello dell'economia nel suo complesso (+2,0%). Il terziario ha mostrato una tendenza all'incremento maggiore anche nella domanda di energia e nell'intensità energetica nei confronti dell'intera economia, che ha registrato, rispettivamente, aumenti del 2,2% e 0,4% rispetto al 2000.

Tabella 2.35 - Consumi di fonti energetiche nel settore terziario (ktep). Anni 1995-2001

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Energia elettrica	4.248	4.420	4.622	4.822	5.076	5.333	5.576
Prodotti petroliferi	1.522	1.375	1.337	1.367	1.483	1.188	1.281
Gpl	331	269	255	259	397	349	338
Gasolio	1.022	957	919	882	843	625	703
Olio combustibile	169	149	163	226	243	214	240
Gas naturale	4.833	5.092	4.795	5.124	5.620	5.265	5.572
Carbone	17	17	15	7	9	8	6
Totale fossili	6.372	6.484	6.147	6.498	7.112	6.461	6.859
Totale usi finali*	10.620	10.904	10.769	11.320	12.188	11.794	12.435

* energia elettrica a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Nel 2001 si conferma la struttura dei consumi finali di fonti energetiche nel terziario emersa nel 2000 (tabella 2.35): l'energia elettrica ed il gas naturale rappresentano le principali fonti energetiche e soddisfano la stessa quota di energia richiesta (44,8%). Nel corso del 2001 il tasso di crescita del consumo di energia elettrica, pur restando a livelli molto alti, ha subito un rallentamento: nei precedenti due anni si era attestato ad un valore superiore al 5%, mentre l'ultimo ha presentato un valore del 4,6%. Il gas naturale, invece, nel corso del 2001 ha ripreso la propensione all'aumento evidenziando un tasso di crescita di consumo pari al 5,8% contro un tasso del -6,3% nel 2000.

Il consumo di prodotti petroliferi si mantiene praticamente invariato: il consumo di GPL continua a diminuire, mentre si registrano degli aumenti per il gasolio (+12,5%), che interrompe l'andamento decrescente degli ultimi anni, e per l'olio combustibile (+12,1%), che riprende la tendenza a crescere interrotta nel 2000. Nonostante questi andamenti, il consumo di prodotti petroliferi permane, comunque, marginale (10,3% del totale) rispetto alle due principali fonti.

I consumi del terziario nel 2001 hanno, pertanto, ripreso l'andamento crescente registratosi negli ultimi anni, dopo l'anno di contrazione rappresentato dal 2000: -3,2% nel 2000 rispetto al 1999, ma +2,0% nel 2001 rispetto al 1999. Osservando la tabella dei consumi distinta per fonti, emerge che sono i combustibili fossili a determinare la diminuzione dei consumi e a rendere il 2000 un anno anomalo rispetto agli altri. La spiegazione sembra da attribuirsi ad un effetto climatico. Infatti osservando la serie dei consumi a clima normalizzato (tabella 2.36) si nota che il consumo di energia presenta un andamento crescente, confermando le tendenze in atto: la crescita dell'energia elettrica e del gas naturale e l'andamento contrastante dei prodotti petroliferi.

Tabella 2.36 - Consumi di fonti energetiche nel settore terziario a clima normalizzato (ktep). Anni 1995-2001

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Energia elettrica	4.323	4.458	5.087	5.052	5.380	6.245	6.236
Prodotti petroliferi	1.549	1.387	1.471	1.432	1.572	1.391	1.433
Gpl	337	271	281	271	421	409	378
Gasolio	1.040	965	1.011	924	893	732	786
Olio combustibile	172	150	179	237	258	251	268
Gas naturale	4.919	5.136	5.277	5.368	5.956	6.165	6.232
Carbone	17	17	17	7	10	9	7
Totale fossili	6.485	6.540	6.765	6.807	7.537	7.565	7.671
Totale usi finali*	10.808	10.998	11.852	11.859	12.917	13.810	13.908

* energia elettrica a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Il consumo di energia elettrica nel 2001 ha subito un aumento del 4,7% rispetto all'anno precedente. Tutti i settori di attività del terziario hanno presentato tassi crescenti anche se inferiori a quelli dell'anno precedente: gli incrementi maggiori si sono avuti nei settori Comunicazione (+7,1%), Commercio (+4,6%) e Alberghi, ristoranti e bar (+4,1%). La distribuzione dei consumi è rimasta praticamente invariata (tabella 2.37): i servizi vendibili assorbono il 73,7% dei consumi totali (il solo settore Commercio rappresenta il 27,6% del totale, seguito da Alberghi, ristoranti e bar con il 15,7%).

A livello regionale l'incremento maggiore si è avuto per le regioni del Triveneto (+8% circa), seguite da Abruzzi (+7,3%), Umbria (+6,9%), Marche (+6,4%) e Calabria (+6,4%).

Tabella 2.37 - Consumi di energia elettrica per settori di attività (GWh)

	1998	1999	2000	2001
Commercio	13.797	14.749	15.632	16.358
Alberghi, ristoranti e bar	8.133	8.516	8.944	9.312
Credito e assicurazioni	2.340	2.410	2.411	2.440
Comunicazioni	2.751	2.849	3.115	3.337
Altri servizi vendibili	10.067	10.719	11.259	12.206
Totale servizi vendibili	37.088	39.243	41.361	43.654
Pubblica Amministrazione	3.234	3.364	3.453	3.500
Illuminazione pubblica	5.184	5.374	5.471	5.561
Altri servizi non vendibili	5.566	5.918	6.310	6.521
Totale servizi non vendibili	13.984	14.656	15.234	15.581
Totale	51.072	53.898	56.595	59.235

Fonte: GRTN

L'importanza del peso relativo dell'energia elettrica sulla domanda complessiva del terziario si riflette anche sugli indicatori di efficienza del settore. Infatti, come si nota dalla tabella 2.38, l'intensità elettrica nel 2001 ha mostrato un andamento positivo (+2,3%), in linea con l'aumento registrato dall'intensità energetica, anche se inferiore.

Tabella 2.38 - Efficienza del settore terziario

	1998	1999	2000	2001
Unità di lavoro (migliaia)	13.288	13.485	13.854	14.162
Valore aggiunto ai prezzi base (milioni eurolire95)	613.724	623.582	650.423	665.494
Consumo energetico per unità di lavoro (ktep)	0,853	0,904	0,852	0,879
Consumo elettrico per unità di lavoro (GWh)	3,8	4,0	4,1	4,2
Intensità energetica (tep/milioni eurolire95)	18,5	19,6	18,1	18,7
Intensità elettrica (MWh/milioni eurolire95)	83,2	86,4	87,0	89,0

Fonte: elaborazioni ENEA su dati ENEA, GRTN SpA, ISTAT

La distribuzione del consumo totale di energia tra i settori di attività economica del terziario non è disponibile. È comunque possibile stimare la distribuzione percentuale dei consumi fra i diversi settori tenendo conto di alcune informazioni indirette e del fatto che le fonti energetiche principali, energia elettrica e gas naturale, hanno mantenuto, tra il 2000 e il 2001, un peso relativo fondamentalmente invariato. Tale distribuzione percentuale è riportata nella tabella 2.39.

Tabella 2.39 - Distribuzione percentuale dei consumi di energia nel 2001 tra i settori di attività

	%
Commercio	17,1
Alberghi, ristoranti e bar	24,6
Trasporti, magazzinaggio e comunicazioni	16,0
Intermediazione monetaria e finanziaria	4,2
Attività immobiliari, informatica, ricerca ed altre attività professionali e imprenditoriali	3,4
Pubblica Amministrazione e difesa	6,8
Istruzione	3,9
Sanità e altri servizi sociali	10,4
Altri servizi pubblici, sociali e personali	13,5

Fonte: stima ENEA

2.3.3.2 Prezzi

I prezzi delle fonti energetiche impiegate nel terziario non hanno una rilevazione specifica; è pertanto difficile ottenere informazioni a tal riguardo. A questa situazione si aggiungono le difficoltà legate al momento di transizione da un mercato dell'energia monopolistico ad un mercato liberalizzato. L'unica informazione diretta disponibile è rappresentata dall'indagine sui consumi di fonti energetiche nel terziario, che però è relativa al 1999, ma che comunque permette di dedurre alcune conclusioni generali: il prezzo di ciascuna fonte è abbastanza stabile per tutti i settori, anche se per l'olio combustibile il *range* di variazione è più ampio; i settori "Informatica, ricerca ed altre attività professionali e imprenditoriali" ed "Altri servizi pubblici, sociali e personali" presentano i prezzi medi più bassi.

Ricorrendo a informazioni indirette da varie fonti, è stato possibile ottenere una stima dei prezzi delle principali fonti energetiche per i singoli settori del terziario, che sono riportati nella tabella 2.40.

Tabella 2.40 - Prezzi dei prodotti energetici nel terziario per classi di attività economica. Anni 2000-2001 (€unità di misura)

	2000				2001			
	Energia elettrica kWh	Gas naturale m ³	Olio BTZ t	Gasolio l	Energia elettrica kWh	Gas naturale m ³	Olio BTZ t	Gasolio l
Commercio	0,10	0,42	415	0,65	0,09	0,38	400	0,62
Alberghi, ristoranti e bar	0,11	0,42	508	0,73	0,10	0,38	489	0,69
Trasporti, magazzinaggio e comunicazioni	0,10	0,49	445	0,68	0,09	0,43	429	0,64
Intermediazione monetaria e finanziaria	0,12	0,57	650	0,76	0,11	0,51	626	0,73
Informatica, ricerca ed altre attività professionali e imprenditoriali	0,07	0,28	199	0,90	0,07	0,25	192	0,85
Pubblica amministrazione e difesa	0,12	0,47	452	0,74	0,11	0,42	436	0,70
Istruzione	0,12	0,53	595	0,74	0,11	0,48	574	0,70
Sanità e altri servizi sociali	0,10	0,46	442	0,68	0,09	0,41	426	0,64
Altri servizi pubblici, sociali e personali	0,10	0,29	231	0,75	0,09	0,26	223	0,71

Fonte: stima ENEA

Avendo a disposizione queste informazioni, è possibile calcolare la spesa complessiva del settore terziario, almeno relativamente alle principali fonti energetiche (tabella 2.41). Tale spesa rappresenta, comunque, circa il 97% del consumo energetico totale del settore (manca la spesa relativa al consumo di GPL e delle altre fonti). Non è possibile disaggregare questa spesa tra i singoli settori in quanto manca l'informazione relativa al consumo di ogni fonte per ciascun settore.

Tabella 2.41 - Spesa per l'energia del settore terziario (milioni di euro). Anni 1999-2001

	1995	1996	1997
Energia elettrica	5.640	6.311	6.281
Gas naturale	2.460	2.795	2.639
Gasolio	602	551	588
Olio combustibile	88	95	103
Totale	8.790	9.752	9.611

Fonte: stima ENEA

2.4 L'AGRICOLTURA E LA PESCA

2.4.1 Quantità

Il settore agricoltura e pesca copre il 2,5% dei consumi finali di energia.

La diminuzione dei consumi del settore iniziata nel 1995 si interrompe nel 2000, con una inversione di tendenza sulla quale influisce sostanzialmente il consumo di biomasse (133,5 ktep), che non risultava nei dati degli anni precedenti e che secondo i dati del bilancio energetico copre, nel 2000 e nel 2001, il 4% dei consumi del settore.

Il Bilancio energetico nazionale (BEN) del 2001 evidenzia una ulteriore ripresa dei consumi energetici del settore primario che passano dai 3.226 ktep del 2000 ai 3.351 ktep del 2001 (tabella 2.42).

Tabella 2.42 - Agricoltura e pesca. Consumi finali di energia. Anni 1997-2001 (ktep)

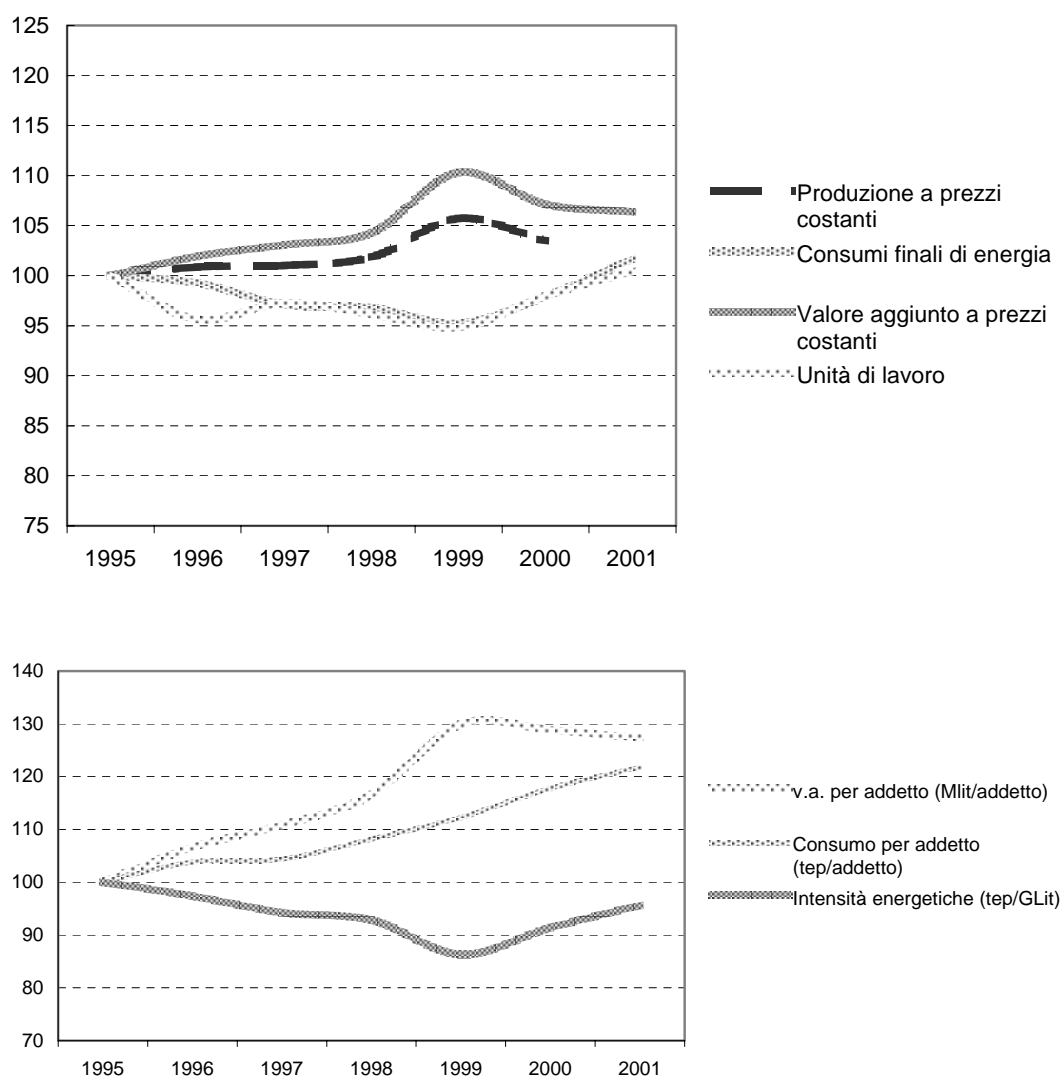
Fonti energetiche	1997		1998		1999		2000		2001	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	Ktep	%
Gas naturale	118,8	3,7	117,7	3,7	120,2	3,8	118,0	3,7	122,9	3,7
Prodotti petroliferi	2706,0	84,6	2684,8	84,2	2614,2	83,3	2552,0	79,1	2644,4	78,9
Olio combustibile	29,4	1,1	28,5	1,1	12,7	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Benzine	86,1	3,2	70,4	2,6	65,1	2,5	54,6	2,1	44,1	1,7
Gasolio	2520,2	93,1	2511,2	93,5	2457,2	94,0	2420,4	94,8	2526,6	95,5
Gpl	69,3	2,6	73,7	2,7	79,2	3,0	77,0	3,0	73,7	2,8
Altri	1,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	133,5	4,1	139,8	4,2
Energia elettrica	374,4	11,7	385,9	12,1	402,7	12,8	422,0	13,1	444,0	13,2
Totale	3199,2	100,0	3188,4	100,0	3137,1	100,0	3225,5	100,0	3351,1	100,0

Fonte: MAP

Per quanto riguarda la composizione delle fonti di energia utilizzate, la percentuale dei prodotti petroliferi sul totale rimane largamente preponderante (circa 79%) e, nel 2001, si registra un incremento dopo la lieve flessione determinata dall'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi nel 2000. La ripresa dei consumi ha coinvolto principalmente il gasolio (che rimane il combustibile più utilizzato). Il consumo di Gpl rimane sostanzialmente stabile, quello di benzina evidenzia un forte *trend* discendente negli ultimi anni.

I consumi di energia elettrica fanno registrare una crescita (da 422 a 444 ktep, pari al 13% del totale) in linea con quella degli anni precedenti, mentre i consumi di gas naturale salgono a un livello leggermente superiore rispetto all'ultimo quadriennio.

Figura 2.20 - Alcuni indicatori del settore primario (Numeri indice 1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (M€ ₉₅)	28107
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	1623
Usi finali di energia (ktep)	3294

Fonte: elaborazioni ENEA su dati ISTAT e MAP

Il valore aggiunto dell'agricoltura, silvicoltura e pesca a prezzi base 1995 è diminuito, nel corso del 2002, del 2,6%, attestandosi a 30.797 milioni di euro a prezzi correnti, un andamento non molto diverso da quello che si era avuto nel 2000 (-2,9%) ma sensibilmente superiore a quanto era stato segnato nel 2001 (-0,7%). In termini assoluti, con riferimento alle entità calcolate e prezzi costanti 1995, continua la tendenza alla diminuzione del valore aggiunto dell'agricoltura, silvicoltura e pesca: 31.001 milioni di euro nel 1999, 30.111 nel 2000, 29.895 nel 2001, 29.131 nel 2002.

La quota del valore aggiunto dell'agricoltura, silvicoltura e pesca sul totale dell'economia è scesa leggermente, passando dal 2,9% del 2001 al 2,8% del 2002.

È interessante sottolineare che la produzione a prezzi base 1995 è diminuita nel 2002 dell'1,6%: tenendo conto del contemporaneo incremento dei consumi intermedi (0,4%) si spiega il

più accentuato livello della contrazione del valore aggiunto.

La produzione agricola si è dunque ridotta nel 2002 per il terzo anno consecutivo, dopo la diminuzione del 2,4% nel 2000 e dello 0,5% nel 2001, sempre valutata a prezzi 1995. Nei due anni precedenti però la diminuzione della produzione era stata sempre accompagnata da una flessione dei consumi intermedi (-0,4% nel 2000 e -0,2% nel 2001).

Ancora una volta la produzione agricola del Mezzogiorno risulta la causa principale di tale situazione. Infatti, mentre nel Centro-Nord il calo è stato limitato allo 0,9%, nel Mezzogiorno il dato registrato è del 2,8%.

Anche i consumi interni sono fortemente influenzati da quanto avvenuto nel Mezzogiorno (crescita dell'1,2%) rispetto al Centro-Nord (solo +0,3%).

Di conseguenza anche i risultati nel valore aggiunto segnano la differenziazione territoriale, con il Mezzogiorno a -4,2% ed il Centro-Nord a -1,5%.

Ponendo a confronto gli andamenti nel complesso dei paesi dell'Unione Economica Monetaria (UEM) nel 2002 si è avuto un netto peggioramento relativo della posizione dell'Italia, in quanto il valore aggiunto a prezzi base 1995 è contrassegnato nell'UEM dal segno positivo (0,4%). Il contrario era avvenuto nel 2001, quando il dato dell'UEM (-1,3%) risultava meno confortante di quello che si è già descritto per il settore agricoltura, silvicoltura e pesca in Italia (-0,7%).

Passando a successive disaggregazioni, è importante notare che il dato del valore aggiunto a prezzi di base 1995 nel 2002 (-2,6%) si differenzia sensibilmente tra l'agricoltura (-2,5%), la silvicoltura (-0,8%) e la pesca (-3,8%). In particolare, quest'ultimo mostra un forte peggioramento rispetto al 2001 (quando si era avuto un aumento del 2,3%) e, soprattutto, del 2000 (+12,0% rispetto all'anno precedente). Il valore aggiunto dell'agricoltura rappresenta il 95,1% dell'intero aggregato (la silvicoltura l'1,1% e la pesca il 3,8%).

L'agricoltura è molto differenziata negli andamenti dei suoi macro comparti: al forte calo della produzione nelle legnose (-8,3%) e nelle foraggere (-4,7%) si accompagnano i risultati di segno diverso nelle erbacee (0,3% a sintesi di una ripresa delle produzioni cerealicole e di un calo delle altre produzioni), negli allevamenti (1,0%, soprattutto grazie ai risultati del comparto suinicolo) e nei servizi connessi (1,9%). Questi andamenti nel Mezzogiorno sono stati più marcati per i comparti in calo e meno positivi per i comparti in crescita.

Nel 2002, continuando una tendenza di lungo periodo, gli occupati totali dell'agricoltura, silvicoltura e pesca sono diminuiti del 2,3%, con una profonda differenza tra occupati dipendenti (-0,8%) ed occupati indipendenti (-3,2%).

Per l'agricoltura i valori sono i seguenti: occupati totali (-2,7%), occupati dipendenti (-0,3%) ed occupati indipendenti (-4,4%).

Si tratta di risultati alquanto diversi da quelli che scaturiscono nel 2002 per l'intera economia italiana che mostra un allargamento della base occupazionale: occupati totali (+1,5%), occupati dipendenti (+2,1%) ed occupati indipendenti (-0,3%).

Il valore aggiunto a prezzi base 1995 per addetto nell'agricoltura, silvicoltura e pesca, durante il 2002, è sceso solo dello 0,3% rispetto all'anno precedente.

2.4.2 Prezzi

Alla riduzione delle quantità prodotte del settore agricolo è corrisposta nel 2002 la conferma della tendenza all'aumento dei prezzi, anche se il rialzo (+1,7%) è sensibilmente inferiore al dato del 2001 che, rispetto all'anno precedente, era cresciuto del 4,1%. Inoltre, l'aumento dei prezzi agricoli è inferiore all'aumento dei prezzi al consumo (+2,6%).

Nel 2002 la spesa per i consumi intermedi dell'agricoltura è stata di 14.926 milioni di euro, con un incremento in valore dell'1,0% che scaturisce dal parallelo incremento delle quantità (+0,5%) e dei prezzi (+0,5%). Va sottolineato che, nel 2001, l'incremento dei prezzi dei consumi intermedi era stato molto elevato (4,5%) e si era accompagnato alla già evidenziata riduzione delle quantità.

2.4.3 Tecnologie

I dati sugli investimenti fissi lordi in agricoltura, calcolati a prezzi costanti e nella loro versione ancora provvisoria fornita dall'ISTAT, mostrano nel 2002 un calo dell'1,1%. Si tratta dell'unico settore con il segno negativo, a fronte di un aumento degli investimenti fissi lordi nell'intera economia nazionale dello 0,5%. Nel 2001 tale divaricazione era stata ancora più evidente in quanto, all'incremento del 2,6% nel totale dell'economia, si era contrapposta una diminuzione del 3,2% in agricoltura.

La quota degli investimenti fissi lordi in agricoltura sul totale dell'economia continua pertanto a ridursi: era pari al 4,5% nel 2000, al 4,3% nel 2001 ed al 4,2% nel 2002.

Gli investimenti per addetto, in migliaia di euro, vedono un lieve miglioramento anche nel settore agricolo, passando da 6,6 nel 2001 a 6,9 nel 2002.

Gli ammortamenti, nel corso del 2002, valutati a prezzi costanti, aumentano nel settore agricolo dell'1,4% a fronte di un incremento generale del 3,1%. Come già nel 2001, il tasso di crescita degli ammortamenti risulta superiore al tasso di crescita degli investimenti fissi lordi. D'altro canto la spesa per investimenti fissi lordi è, in valore assoluto, superiore agli ammortamenti, portando comunque ad una crescita dello *stock* di capitale netto rispetto al 2001.

Anche per lo *stock* di capitale, i valori 2002 a prezzi costanti mostrano una crescita nel settore agricolo (1,1%) a fronte di un aumento per l'intera economia pari al 2,1%. Lo *stock* di capitale per addetto in agricoltura è passato da 90,8 migliaia di euro del 2001 a 93,9 migliaia di euro nel 2002. La quota dell'agricoltura sul totale rimane ferma al 3,7%.

2.4.4 Evoluzione strutturale

Nel corso del 2002 sono stati resi noti i dati definitivi del 5° Censimento generale dell'agricoltura 2000 che, per la loro rilevanza, vengono richiamati in questo paragrafo.

Le aziende agricole rilevate sono 2.593.090. Rispetto al Censimento del 1990, il numero delle aziende è nel complesso diminuito di 430 mila unità (-14,2%), a fronte di una riduzione più contenuta della superficie totale per 3,1 milioni di ettari (-13,6%), di cui 1,8 milioni di ettari di superficie agricola utilizzata (SAU).

Le intensità delle variazioni intervenute tra i due censimenti, con riferimento al numero delle aziende e alle loro superfici, sono risultate differenti nelle varie ripartizioni territoriali. La diminuzione delle aziende è stata molto intensa nel Nord-Ovest (-39,8%) e nel Nord-Est (-20,5%), mentre è risultata più contenuta al Centro (-9,4%), nel Mezzogiorno (-6,8%) e nelle Isole (-8,4%). Al contrario, la diminuzione della superficie è stata più contenuta nelle regioni settentrionali e più intensa in quelle centrali, meridionali ed insulari. In riferimento alla SAU, la diminuzione percentuale è stata intorno al 7% nel Nord, circa il 9% al Centro, il 13,3% nel Meridione e il 22,1% nelle Isole.

Le diverse dinamiche delle aziende e delle superfici rilevate nelle singole ripartizioni si sono riflesse in opposte tendenze rispetto alla superficie media per azienda. In generale, questa è aumentata nelle regioni settentrionali (la superficie totale è cresciuta di 3,89 ettari nel Nord-ovest e di 1,27 ettari nel Nord-est; la SAU è aumentata nel Nord-Ovest di 3,35 ettari e nel Nord-Est di 1,08 ettari), è rimasta sostanzialmente costante nelle regioni centrali ed è diminuita nel Mezzogiorno (nel Sud -0,47 ettari la superficie totale e -0,29 ettari la SAU; nelle Isole -0,88 ettari la prima e -0,85 ettari la seconda). In particolare, si segnala un incremento della SAU in Lombardia (+5,63 ettari) e in Piemonte (+3,36 ettari) e un decremento in Sardegna (-2,45 ettari).

La meccanizzazione riguarda la maggioranza delle aziende agricole: quelle che utilizzano mezzi meccanici (di proprietà, in comproprietà o forniti da terzi) sono in tutto 2,2 milioni, pari all'86,5% del totale. Riguardo al titolo di utilizzazione prevalgono, in linea di massima, la proprietà e il contoterzismo passivo (mezzi forniti da terzi), mentre la comproprietà dei mezzi interessa solo una piccola percentuale di aziende. La proprietà è più diffusa per i piccoli mezzi meccanici (il

42,7% delle aziende con terreni agrari ed il 49,3% di quelle che utilizzano mezzi meccanici possiede almeno un motocoltivatore, una motozappa, una motofresatrice o una motofalciatrice) e per le trattrici (33,8% delle aziende con terreni agrari e 39,0% di quelle utilizzatrici di mezzi meccanici), per le quali – comunque - è piuttosto diffuso anche il ricorso al contoterzismo passivo (circa 34 su 100 aziende che utilizzano mezzi meccanici). Il contoterzismo passivo prevale nettamente nella utilizzazione di mezzi meno versatili e più costosi, come le mietitrebbiatrici o le macchine per la raccolta automatizzata dei prodotti agricoli. Le aziende che utilizzano mietitrebbiatrici fornite da terzi sono 559 mila (pari al 36,0% delle aziende con seminativi). Anche le aziende che ricorrono a macchine per la raccolta automatizzata fornite da terzi sono più numerose: 58 mila (pari al 22,9% delle aziende con SAU) contro 28 mila circa aziende proprietarie (pari al 10,8% di quelle con SAU).

Il censimento agricolo effettuato negli anni 1999-2000 da tutti gli Stati membri dell'Unione europea fa riferimento alle aziende agricole aventi i requisiti fisici ed economici previsti dal cosiddetto campo di osservazione CEE, dal quale sono escluse le aziende con consistenza fisica trascurabile in termini sia di coltivazioni sia di allevamenti. I risultati censuari registrano in Europa 6,8 milioni di aziende agricole (2,2 milioni per l'Italia), che occupano 6,3 milioni di unità lavorative annue (1,4 milioni per l'Italia) ed utilizzano 126,8 milioni di ettari di superficie agricola (13,1 milioni per l'Italia).

Gli indicatori strutturali delle aziende agricole europee mettono in luce - sulla base del numero di aziende, delle superfici aziendali, dell'impiego di lavoro, delle caratteristiche socio-demografiche e socio-economiche dell'imprenditoria - la persistenza di profonde differenze tra i vari paesi europei. Considerando innanzitutto la dimensione media aziendale e le classi di superficie agricola, emerge che Grecia (4,4 ha), Italia (6,1 ha) e Portogallo (9,3 ha) sono i Paesi con la minore dimensione media aziendale; Regno Unito (67,7 ha), Danimarca (45,7 ha) e Lussemburgo (45,4 ha) quelli con la maggiore. In Europa il 58% delle aziende dispone di meno di 5 ettari di SAU: in Italia, in Grecia e in Portogallo l'incidenza delle microaziende agricole è superiore ai 3/4 del totale, mentre in Danimarca, in Irlanda e in Svezia è di gran lunga inferiore alla media comunitaria. La particolare configurazione del sistema delle aziende agricole italiane condiziona negativamente la produttività media e la competitività complessiva del settore, a causa di una frammentazione eccessiva dell'offerta e della difficoltà nello sfruttamento di opportunità finanziarie, manageriali e tecnico-economiche tipicamente maggiori nelle aziende di medie e grandi dimensioni.

Per quanto riguarda la forma giuridica, il 95,8% delle aziende attive nei Paesi UE sono aziende individuali. Il Paese in cui sono presenti in misura superiore le forme societarie è la Francia (18,8%), mentre esse risultano poco diffuse in Lussemburgo, Grecia e Italia.

Nei paesi Ue la manodopera impiegata è in gran parte composta da lavoratori autonomi (conduttori e loro familiari); in questo quadro, l'Austria e l'Italia mostrano la maggiore incidenza di donne capi azienda, rispettivamente pari al 31% ed al 28%, a confronto con una media UE del 22%.

In un contesto di diminuzione costante del numero degli agricoltori, l'incidenza dei giovani (persone di età inferiore ai 35 anni) sul totale dei conduttori è notevolmente bassa in Spagna (4%), seguita da Italia e Regno Unito (5%), a fronte di una media UE dell'8%; d'altra parte l'incidenza più elevata di conduttori di età superiore ai 65 anni - pari nella UE al 29%- si rileva in Italia (39%), seguita da Portogallo (38%) e Grecia (31%).

2.5 USI NON ENERGETICI DEI COMBUSTIBILI FOSSILI: IL SETTORE PETROLCHIMICO

2.5.1 Quantità

Alla fine del 2001 sono operanti in Italia cinque impianti di *steam craking*, con una capacità produttiva complessiva di circa 2000 kt di etilene.

Nella tabella 2.43 sono indicati la localizzazione, l'operatore e la capacità produttiva di ciascun impianto.

Nella tabella 2.44 sono indicati i valori della produzione nazionale di etilene e propilene per gli anni 1990, 1995 e per il periodo dal 1998 al 2001.

I prodotti petroliferi passati in lavorazione negli impianti petrolchimici (la cosiddetta carica lorda) sono indicati nella tabella 2.45.

Tabella 2.43 - Impianti di steam craking operanti in Italia al 2001

Localizzazione	Operatore	Capacità produttiva (kt etilene)
Brindisi	Polimeri Europa**	410
Gela	ENICHEM	250
Priolo	ENICHEM	740
Porto Torres	ENICHEM	250
Porto Marghera	ENICHEM	460

**Polimeri Europa: 100% Enichem

Fonte: APPE/PMRC, Association of Petrochemicals Producers in Europe, Petrochemicals Market Research Committee

Tabella 1.44 - Produzione di etilene e propilene in Italia (kt)

	1990	1995	1998	1999	2000	2001
Etilene	1466	1807	1706	1648	1771	1662
Propilene	760	1057	953	955	1009	998

Fonte: Bollettino Petrolifero – MAP

Tabella 2.45 - Prodotti petroliferi passati in lavorazione (carica lorda)

	1990		1995		1998		1999		2000		2001	
	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	Kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal
Gpl	127	1397	383	4213	254	2794	341	3751	609	6699	531	5841
Altri gas	191	2292	249	2988	229	2748	247	2964	258	3096	198	2376
Virgin nafta	5149	53550	4108	42724	5004	52042	4974	51730	5549	57710	5409	56254
Benzina senza Pb	1025	10763	1520	15960	1271	13346	922	9681	1111	11666	897	9419
Benzina con Pb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	887	9136	1081	11134	1223	12597	1291	13297	1238	12751	1074	11062
Gasoli	1165	11883	1843	18799	1562	15932	1581	16126	1326	13525	1366	13933
Olio comb. ATZ	1425	13965	1455	14259	755	7399	445	4361				
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	387	3793	539	5282	821	8045	72	706
Coke di petrolio	554	4598	366	3038	-	-	-	-	-	-	-	-
Semi lavorati	116	1160	48	480	29	290	61	610	-	-	-	-
Altri	-	-	123	528,9	182	782,6	51	219	39	167	46	197
Totale	10639	108743	12209	124866	10896	111723	11379	108021	10951	103958	10645	101053

*Fonte: Bollettino Petrolifero – MAP

Nel processo di lavorazione del settore petrolchimico si ottengono, come sottoprodotti, dei prodotti petroliferi; tali prodotti ritornano solitamente in raffineria con il nome di “ritorni al settore petrolifero”. Nella tabella 2.46 sono indicati i ritorni al settore petrolifero per gli anni 1990 e 1995 e per il periodo dal 1998 al 2001.

Tabella 2.46 - Ritorni al settore petrolifero*

	1990		1995		1998		1999		2000		2001	
	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal
GPL	383	4213	466	5126	333	3663	436	4796	561	6171	509	5599
Altri gas	24	288	81	972	176	2112	130	1560	129	1548	87	1044
Virgin nafta	233	2423,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina senza Pb	1468	15414	1774	18627	1429	15005	1812	19026	2009	21095	1932	20286
Benzina con pb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	580	5974	888	9146	996	10259	939	9672	881	9075	682	7025
Gasoli	237	2417,4	166	1693,2	178	1816	253	2581	169	1724	189	1928
Olio comb. ATZ	201	1970	67	657	1	9,8	-	-	-	-	-	-
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	81	794	81	794	108	1059	213	2089
Coke di petrolio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Semilavorati	490	4900	964	9640	817	8170	557	5570	29	290	60	600
Altri	66	283,8	-	-	-	-	14	140	131	1310	127	1270
Diff. di giacenza	-4	-40	4	40	33	330	-	-	-	-	-	-
Totale	3678	37843	4410	45901	4044	42158	4222	44139	4017	41996	3802	39748

*Fonte: Bollettino Petrolifero – MAP

La carica petrolchimica netta è definita come differenza tra la carica lorda ed i ritorni al settore petrolifero.

Parte della carica petrolchimica netta viene trasformata in prodotti finali e parte viene usata per usi energetici del processo. I consumi e perdite di processo sono indicati nella tabella 2.47.

Tabella 2.47 - Consumi e perdite*

	1990		1995		1998		1999		2000		2001	
	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal	kt	10 ⁹ kcal
Gpl	28	308	26	286	34	374	46	506	13	143	66	726
Altri gas	984	11808	1001	12012	979	11748	929	11148	1010	12120	870	10400
Virgin nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina senza piombo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina con pb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasoli	6	61	16	163	-	-	-	-	-	-	-	-
Olio comb. ATZ	1137	11143	1443	14141	654	649	456	4469	-	-	-	-
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	446	4371	620	6076	952	9330	850	8330
Coke di petrolio	463	3843	380	3154	-	-	-	-	-	-	-	-
Semilavorati	139	1390	13	130	14	140	37	370	7	70	52	520
Altri	-	-	-	-	-	-	38	380	17	170	11	110
Totale consumi	2757	28553	2879	29887	2127	23042	2126	23031	1999	21655	1848	20019
Perdite di lavorazione	214	2226	79	822	94	977,6	95	988	95	988	-	-
Totale prodotti petroliferi	2971	30778	2958	30708	2221	24019,6	2221	23937	1999	21544	1848	20019

*Fonte: Bollettino Petrolifero – MAP

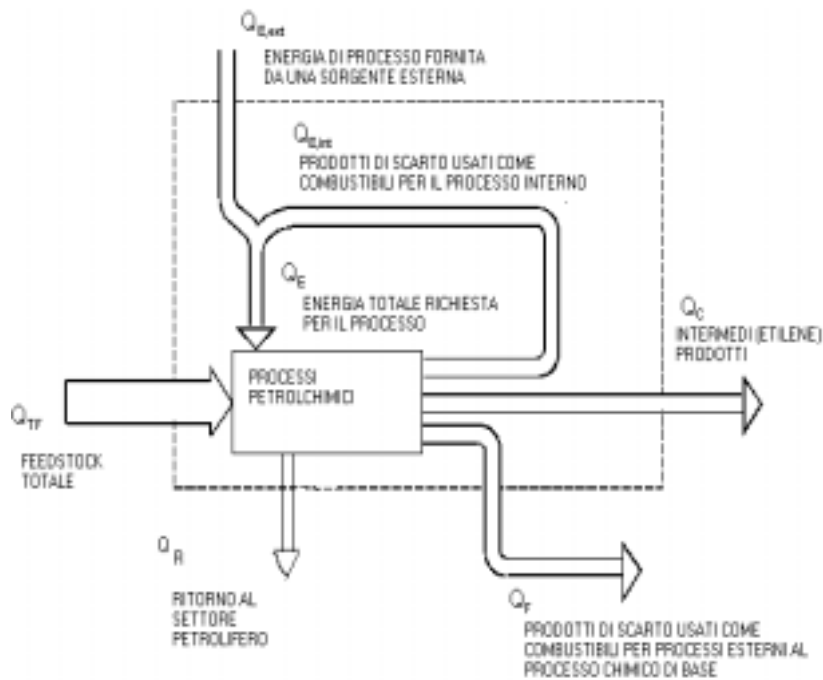
Il settore petrolchimico

Il diagramma di flusso in questo riguardo rappresenta un tipico processo del settore petrolchimico ed è utile per definire alcune quantità.

La *carica lorda* (Q_{TF}) è il totale dei prodotti petroliferi che entrano nell'impianto.

La *carica netta* ($Q_{TF}-Q_R$) è la differenza tra la carica lorda ed i *ritorni al settore petrolifero*.

I *consumi* ($Q_F+Q_{E,int}$) rappresentano la quantità di *feedstock* usata come combustibile (all'interno del processo o esternamente ad esso) per autoproduzione di energia elettrica, riscaldamento.



2.5.2 Prezzi

Nell'esaminare i prezzi di combustibili relativamente al settore petrolchimico, va tenuto presente che gli usi non energetici, ovvero quelli prevalenti in questo particolare settore, sono esenti da tasse. Nella tabella 2.48 sono indicati i prezzi di alcuni combustibili per l'anno 1990 e per gli anni dal 1995 al 1999.

2.5.3 Tecnologie

Il principale processo produttivo del settore petrolchimico è il processo *steam cracker*, il cui consumo specifico di materie prime per tonnellata di etilene prodotta è indicato nella tabella 2.49.

Tabella 2.48 - Prezzi in lire italiane di alcuni combustibili per usi industriali (lire/tep)*

	Tasse incluse	Tasse escluse	Tasse incluse	Tasse escluse	Tasse incluse	Tasse escluse
	Distillati leggeri		Olio combustibile ATZ		Gas naturale	
1990	914.314	336.193	234.479	158.958	209.222	197.444
1995	1.284.999	417.522	295.656	201.906	314.361	284.028
1996	1.365.217	483.143	308.129	214.379	339.250	310.583
1997	1.389.297	507.222	301.563	207.813	362.806	331.583
1998	1.327.269	445.195	271.235	177.485	330.667	298.444
1999	1.397.956	478.140	341.668	217.434	330.667	298.444

*Fonte: IEA, Energy, Prices and Taxes, 1° quadrimestre 2000

Tabella 2.49 - Processo *steamcracker*: consumo specifico di materie prime (kt) per tonnellata di etilene.

Feedstock	Consumo specifico
Gpl	2,4
Virgin Naphta	3,0-4,0
Distillati Medi	4,0-5,0

Fonte: Parpinelli TECNON srl, Oil and Petrochemical consulting services, Milano, marzo 2000

Capitolo 3

L'OFFERTA DELLE FONTI DI ENERGIA

CAPITOLO 3 - L'OFFERTA DELLE FONTI DI ENERGIA

3.1 IL PETROLIO

Dalle considerazioni che il Governatore della Banca d'Italia ha svolto sulla situazione economica nazionale nell'anno 2002¹, si trae che il quadro strutturale dell'offerta interna continua a denunciare una caduta della produttività totale dei fattori (PTF, un indicatore di efficienza produttiva di un sistema), come un segno della persistente difficoltà delle imprese a ristrutturare l'organizzazione industriale attraverso attività innovative e l'introduzione di nuove tecnologie.

Il versante dell'energia nel suo complesso non si sottrae a tale condizione, ponendosi l'esigenza di individuare e distinguere, tra i fattori che concorrono alla produttività di uno specifico segmento o linea del processo che genera l'offerta di energia (merceologico, tecnologico, commerciale, amministrativo, ecc.) quelli che più efficacemente continuano a determinare ritardi e distorsioni.

Anche senza addentrarsi in un'analisi strutturale, si può peraltro convenire che nel settore degli idrocarburi (petrolio e gas naturale) concorrono alle difficoltà denunciate anche la frammentazione del sistema produttivo e i ritardi nella spesa per infrastrutture, nella formazione e nell'adeguamento della regolamentazione dei mercati dei prodotti e dei fattori produttivi, negli investimenti in ricerca e sviluppo.

In questo quadro, la produzione nazionale di fonti energetiche nel 2002 si è complessivamente ridotta del 4,6%, derivandone un aumento della dipendenza dalle importazioni, salite dall'83,6% all'84,3%, nonostante il fabbisogno energetico lordo italiano sia diminuito dello 0,6% nel 2001.

Grazie al calo complessivo delle quotazioni del greggio e del gas naturale nel corso dell'anno, la fattura energetica complessiva per fonti energetiche importate nel 2002 è, comunque, risultata più bassa del 4,7% rispetto al 2001 (dal 2,3 al 2,1% del Pil) e pari a 26,449 miliardi di euro.

La fattura petrolifera² ha fatto registrare una diminuzione del 2,7%, passando da 15.985 miliardi a 15.554 milioni di euro. Il miglioramento complessivo della fattura energetica è dovuto soprattutto alla contrazione della spesa per il gas naturale, passata da 8.782 milioni di euro del 2001 a 7.905 milioni di euro del 2002 (tabella 3.1).

Tabella 3.1 - Italia - La stima delta 'fattura energetica' (Milioni di euro)

	1980	1985	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002(*)
Combustibili solidi	477	1168	731	990	783	753	996	1.223	1.133
Gas naturale	505	2.803	1.859	2.661	3.424	3.642	7.834	8.782	7.905
Petrolio (1)	9.082	15.570	8.561	9.023	7.312	9.653	18.651	15.985	15.554
Altre (2)	77	602	867	1.563	1.459	1.418	1.524	1.751	1.857
Totale	10.141	20.143	12.018	14.237	12.978	15.466	29.005	27.741	26.449

(*) Valori provvisori.

(1) I dati precedenti al 1995 non sono omogenei con quelli da tale anno in poi, a seguito di modifiche nel criterio di classificazione (Ateco 91), la più rilevante delle quali consiste nel non considerare più le "provviste di bordo" fra le esportazioni.

(2) Comprende: energia elettrica, combustibili nucleari e altri combustibili minori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati ISTAT

Più precisamente, il valore delle importazioni dei minerali energetici nel 2002 si è ridotto da 26,4 a 24,0 miliardi di euro (dal 2,2 all'1,9% del Pil): è questo il settore che, insieme ad altri (metalli, macchinari, apparecchi meccanici ed elettrici), ha più risentito del calo dell'attività produttiva interna. Sono invece aumentate le importazioni di prodotti petroliferi, in relazione all'aumento della domanda del settore trasporti.

¹ Assemblea Generale ordinaria della Banca d'Italia (31 maggio 2003): "Relazione sulla situazione economica nazionale" - Parte B.

² Unione Petrolifera: *Relazione annuale 2003*

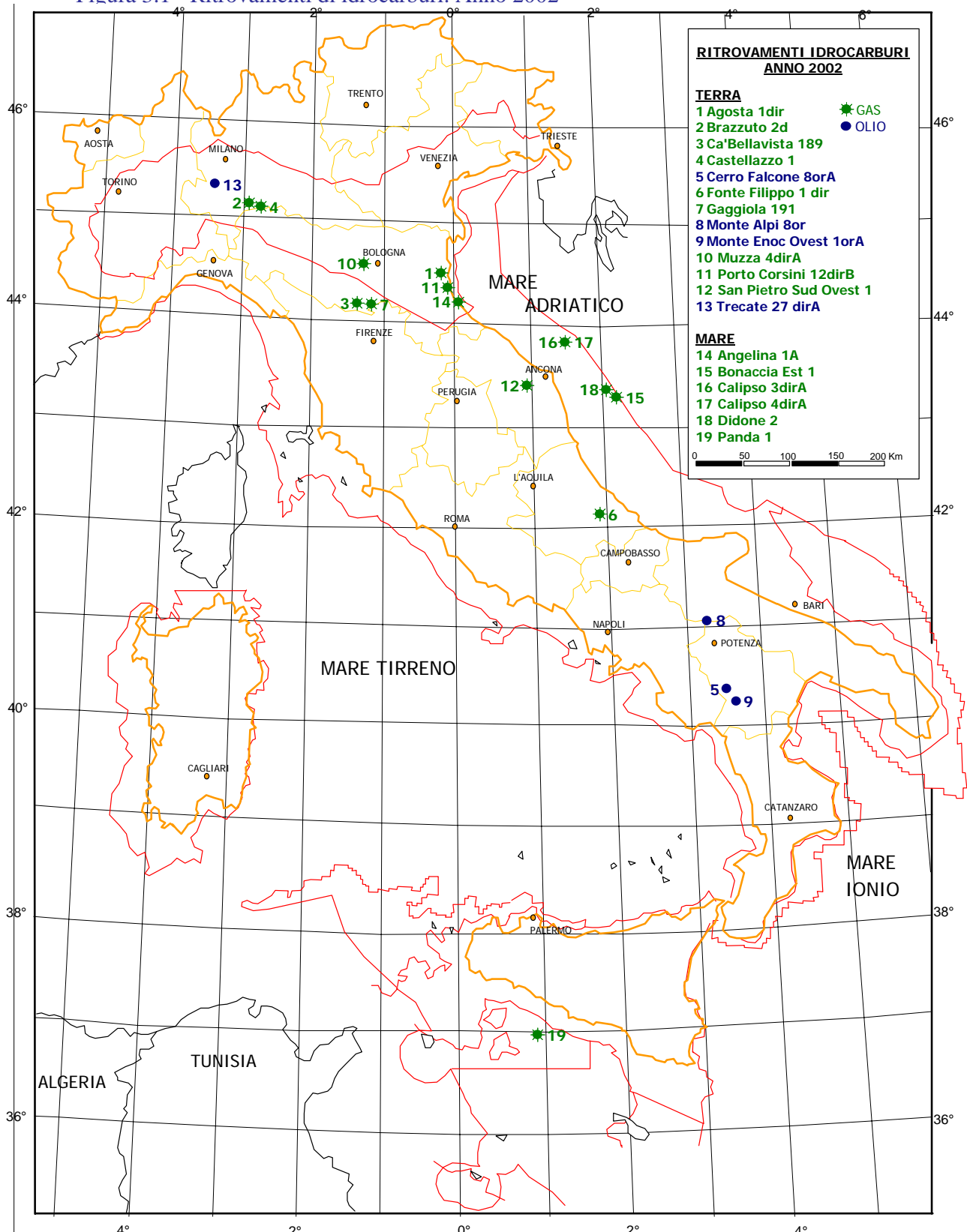
Nella media del 2002 il prezzo in dollari del petrolio è cresciuto del 2,2% rispetto al 2001. È significativo che l'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro ha, peraltro, più che compensato questo aumento, determinando un calo del 3,4% del prezzo in euro.

Per il greggio ed il gas naturale, che costituiscono il 95% circa delle importazioni di minerali energetici, nel periodo 1993-2002 sono cresciute le quote provenienti da Russia, Algeria e Norvegia, a scapito di quelle approvvigionate da Libia, Iran e Arabia Saudita.

3.1.1 Esplorazione e produzione

Nel 2002 si conferma la contrazione delle attività di prospezione e ricerca nel territorio nazionale anche se, nonostante la modestia del quadro generale, essa si è dimostrata più prodiga di risultati che nel 2001, grazie ad alcuni risultati positivi (figura 3.1).

Figura 3.1 - Ritrovamenti di idrocarburi. Anno 2002



Fonte: Ministero delle Attività Produttive (MAP), 2003

L'attività di prospezione sismica può essere sintetizzata nella esecuzione di qualche campagna 3D (52 km²) per complessivi 78 giorni/squadra.

L'attività di perforazione a scopo esplorativo ha dato luogo alla esecuzione di soli 8 pozzi (di cui 5 *off-shore*) per un totale di circa 14.200 metri perforati, facendo registrare, rispetto ai dati già modesti del 2001, una contrazione del 27% in termini di numero di pozzi e del 41% in termini di metri perforati.

Anche l'attività di perforazione indirizzata allo sviluppo di campi già scoperti, che rientrano nell'ambito di attività già programmate, ha subito un rallentamento che delude le attese dell'anno 2001: sono stati eseguiti soltanto 22 pozzi a scopo di sviluppo (-24%) per complessivi 43.200 metri (-53%) e 4 altri pozzi per scopi diversi, per circa 15.000 metri.

È prossima all'avvio l'attività di sviluppo delle riserve lucane già identificate nella Valle del Sauro e nella Val Camastra (giacimento di Tempa Rossa, scoperto nel 1989) da cui ci si attende, anche grazie all'ampliamento del Centro di raccolta e trattamento olio dell'Eni a Viggiano, un ulteriore significativo contributo alla produzione nazionale.

Gli accumuli di idrocarburi in Val d'Agri e nella Valle del Sauro sono le più importanti scoperte fatte in Italia: la prima, in Val d'Agri nel 1981, con un volume di riserve stimato in poco meno di 500 milioni di barili e la seconda, a Tempa Rossa nel 1989, a circa 20 km di distanza, con riserve stimate intorno a 420 milioni di barili³.

La produzione in Val d'Agri ha già raggiunto nel 2001 un ritmo di 45 mila barili/giorno (b/g), con un programma di espansione fino a 104 mila b/g in connessione con la capacità di trattamento del Centro Olio di Viggiano che, da poche migliaia di b/g nel 1996, ha raggiunto i 45 mila b/g nel 1999 e 104 mila b/g nel 2003.

Il programma di sviluppo della Val d'Agri prevede la perforazione di 42 pozzi, di cui 24 già eseguiti insieme alle rispettive linee di adduzione al Centro Olio, e 18 da realizzare entro il 2005.

Anche la raffineria di Taranto e l'oleodotto di collegamento con il Centro Olio sono già stati realizzati facendo riferimento ai più alti *standard* di sicurezza in relazione alle caratteristiche degli impianti e dell'ambiente in cui questi si collocano (tra queste, la sismicità del territorio).

L'oleodotto, che ha uno sviluppo di 136 km e una capacità di 150 mila b/g, corre interrato a 2 metri di profondità, è monitorato lungo tutto il percorso e attrezzato con valvole automatiche, disposte ad intervalli di 5 km, per il blocco delle sezioni e l'isolamento dei tronchi del tracciato eventualmente interessati da anomalie di flusso di qualunque origine⁴.

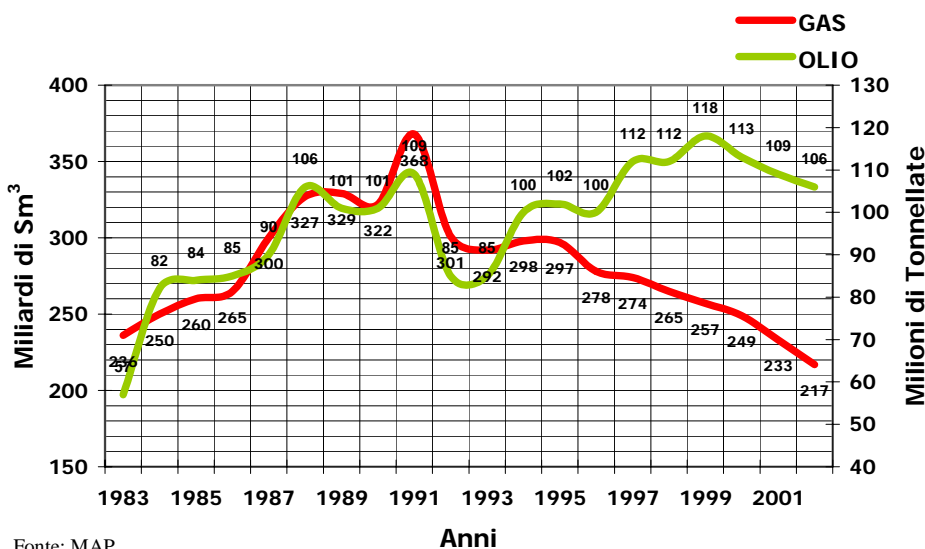
Quanto alle riserve nazionali di olio non ancora inquadrare in programmi di sviluppo, l'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG) le stima pari a 106 milioni di tonnellate, per la maggior parte insediate in terraferma (figura 3.2).

³ È prevista nei prossimi anni l'entrata in produzione del giacimento di olio di Miglianico (Chieti), con riserve recuperabili valutate intorno ai 30 milioni di barili, il cui progetto di sviluppo risulta inserito nella delibera CIPE del dicembre 2001 (attuazione della "legge obiettivo"), avendo ottenuto le necessarie intese regionali. Anche lo sviluppo del giacimento di Tempa Rossa (100 milioni di barili di riserve recuperabili) è stato inserito nel quadro della stessa delibera CIPE (la domanda al CIPE è stata presentata il 10 marzo 2003).

Il progetto di sviluppo di Tempa Rossa prevede una produzione iniziale nel 2007 di 50 mila b/g di olio (10-22 °API), 250 mila Sm³/g di gas e 270 t/g di GPL. Sono già stati effettuati investimenti per 180 milioni di euro (5 pozzi, oltre al Centro caricamento olio), mentre per lo sviluppo è prevista la perforazione di due nuovi pozzi, il completamento del Centro olio e un deposito di GPL, per un totale di 400 milioni di euro.

⁴ World Oil: "Eni set an Italian record", E-34, April 2002.

Figura 3.2 - Riserve nazionali di petrolio. Anni 1983-2002



Fonte: MAP

Rispetto al 1998, anno di entrata a regime della liberalizzazione del *licencing* in accordo con il DL n. 625/96, nel 2002 si è registrato un decremento del numero di titoli (permessi di ricerca e concessioni di coltivazione) del 24% in terraferma e di circa l'11% a mare (la superficie complessivamente impegnata dai titoli è anch'essa diminuita rispetto al '98 del 26%).

Considerato che le aree marine ricadenti sotto la giurisdizione nazionale e aperte alle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi hanno una superficie complessiva di circa 166.145 km², si ricava che i titoli *off-shore* in vigore al 31/12/2002 vincolano solo il 17,2% di tale area (5,8% per le concessioni di coltivazione e 11,4% per i permessi di ricerca). In terraferma tale rapporto è ancora più basso (circa il 14%, di cui l'11% si riferisce a permessi di ricerca).

Il basso indice di impegno della superficie del territorio nazionale e delle acque territoriali sotto l'aspetto della prospezione e valorizzazione delle risorse energetiche trova la sua spiegazione in un contesto istituzionale di accesso ai permessi di ricerca e alle concessioni di coltivazione che continua a presentarsi irto di ostacoli burocratici, di labirinti amministrativi e di strettoie interpretative che rendono estremamente indeterminati i tempi per l'avvio della produzione (*first oil*) e di ritorno sugli investimenti, anche per le imprese nazionali⁵.

Pure in tale contesto ostile, va ricordato che l'attività estrattiva di idrocarburi sul territorio nazionale nel 2002 ha contribuito al saldo della bilancia dei pagamenti per oltre 3 miliardi di euro, ha erogato *royalties* e canoni per 140 milioni di euro e assolto al versamento di imposte per circa 700 milioni di euro⁶.

Se si guarda, però, alla ricerca e all'esplorazione, come meccanismi di alimentazione del quadro delle potenzialità estrattive e di promozione delle risorse a riserve, i dati ufficiali rappresentano una situazione di sostanziale immobilità operativa e di estrema rarefazione degli investimenti. È anche vero che l'orientamento delle strategie internazionali non si presenta particolarmente favorevole ad iniziative industriali, già così poco attraenti in Italia per i motivi prima menzionati, dal momento che, tra i modi di ricostituzione o ampliamento delle riserve,

⁵ I tempi della fase esplorativa e i tempi degli adempimenti autorizzativi (nel caso di scoperta) che, nella media mondiale, hanno una estensione rispettivamente di 24 e 48 mesi, nella normalità delle procedure italiane si estendono fino ad oltre 36 e 96 mesi, con un costo aggiuntivo rispetto allo *standard* internazionale di circa il 20%.

Assomineraria: Atti del *Convegno Annuale Settore Idrocarburi e Geotermia*- Roma, 27 novembre 2002 (pg. 76).

⁶ Fonte: Assomineraria, ottobre 2003.

sembra prevalere la scelta dell'integrazione per *merger* tra compagnie o per acquisizione del loro *portfolio*⁷.

Appare difficile, pertanto, a meno che non si imprima una netta inversione di tendenza alle strategie energetiche nazionali, che il problema della valorizzazione delle risorse nazionali trovi soluzione al breve o medio termine: si tratta anzitutto di richiamare gli indispensabili investimenti per una estesa attività di prospezione che verifichi la promovibilità da risorse a riserve per un volume compreso tra 1,0 e 1,5 miliardi di barili di olio già scoperti e da valorizzare⁸, e per la redazione di una rassegna nazionale aggiornata delle potenzialità produttive delle formazioni indiziate in relazione all'apporto della innovazione tecnologica ed agli strumenti di agevolazione fiscale offerti dalla legislazione.

Per il 2002, a consuntivo delle attività di produzione di greggio, si può sottolineare come dato positivo un totale di 5.498 milioni di tonnellate (circa 110 mila b/g, +35% rispetto al 2001), conquistato grazie soprattutto all'apporto della Val d'Agri, con la precisazione che attualmente la terraferma fornisce oltre l'81% della produzione, mentre la componente marina della produzione di greggio (19%) è ripartita tra le zone "B" "C" ed "F" (tabelle 3.2 e 3.3).

Tabella 3.2 - Produzione di idrocarburi. Anni 1983-2002

ANNO	GAS (Milioni m ³ standard)			OLIO (Migliaia t)			GASOLINA (Migliaia t)		
	TERRA	MARE	TOTALE	TERRA	MARE	TOTALE	TERRA	MARE	TOTALE
1983	4.222	8.845	13.067	1.192	1.016	2.208	25	8	33
1984	4.367	9.469	13.836	1.190	1.050	2.240	25	8	33
1985	4.767	9.478	14.245	1.140	1.212	2.352	24	8	32
1986	4.792	11.171	15.963	1.226	1.302	2.528	22	7	29
1987	4.909	11.415	16.324	1.252	2.656	3.908	20	7	27
1988	4.474	12.159	16.633	1.483	3.329	4.812	19	8	27
1989	4.667	12.311	16.978	1.568	3.011	4.579	19	7	26
1990	4.721	12.575	17.296	1.638	3.003	4.641	19	8	27
1991	4.768	12.631	17.399	1.962	2.345	4.307	17	8	25
1992	4.710	13.440	18.150	2.636	1.843	4.479	16	6	22
1993	4.823	14.650	19.473	3.109	1.511	4.620	13	7	20
1994	4.582	16.055	20.637	3.614	1.263	4.877	12	6	18
1995	4.290	16.093	20.383	4.087	1.121	5.208	22	6	28
1996	4.086	16.132	20.218	4.393	1.037	5.430	17	5	22
1997	3.919	15.543	19.462	4.867	1.069	5.936	17	5	22
1998	3.636	15.528	19.164	4.080	1.520	5.600	18	4	22
1999	3.333	14.292	17.625	3.401	1.592	4.993	17	5	22
2000	3.661	13.105	16.766	3.197	1.358	4.555	25	6	31
2001	2.936	12.611	15.547	3.108	958	4.066	23	8	31
2002	2.793	12.147	14.940	4.473	1.025	5.498	22	11	33

Fonte: MAP, 2003

⁷ È, generalmente, l'attitudine di compagnie condotte da investitori finanziari, invece che da operatori industriali, che vedono nelle fusioni la via più efficace alla crescita e che, quindi, tendono ad ampliare la capitalizzazione delle compagnie attraverso ristrutturazioni, innovazione ed acquisizione di *assets* comprensivi di riserve eventualmente trascurate. È una linea di tendenza che ha trovato finora un terreno altamente favorevole in Russia e nell'area Asia-Pacifico (con prezzi di acquisizione di riserve inferiori rispettivamente a 1,5 e 3,0 \$/b, come media nel periodo 1996-2000 e che, sul mercato europeo, si confronta con prezzi di acquisizione intorno a 5 \$/b). J. Mac Allen: "Making sense of merger mania", Petroleum Economist, June 2003.

⁸ "Italia, Paese di Idrocarburi", Libro Bianco sull'Esplorazione e Produzione di Idrocarburi (novembre 1999), a cura di AssoMineraria (pg. 31).

Tabella 3.3 – Petrolio: attività di produzione. Consuntivo anni 2002-2001

PETROLIO (Migliaia t)			
Regione/Zona	Anno 2002	Anno 2001	Variazione % 2002-2001
Abruzzo	0	1	-100
Basilicata	2638	1109	138
Emilia Romagna	0	57	-100
Lazio	51	1	5.000
Lombardia	116	104	12
Molise	35	37	-5
Piemonte	844	1181	-29
Sicilia	789	618	28
TOTALE Terra	4.473	3.108	44
Zona B	338	323	5
Zona C	348	199	75
Zona F	339	436	-22
TOTALE Mare	1.025	958	7
TOTALE Generale	5.498	4.066	35

Fonte: MAP, 2003

3.1.2 Importazione ed esportazione

Il russo *Ural* è stato il greggio più importato in Italia anche nel 2002; esso rappresenta quasi il 20% (14,81 milioni di tonnellate) di tutto il greggio importato in conto proprio, seguito dall'*Iranian Heavy* (6,60 milioni di tonnellate, dal libico *Bu Attifel* (5,94 milioni di tonnellate) e dal saudita *Arabian Light* (5,26 milioni di tonnellate).

Non spetta, però, alla Russia il primo posto come Paese fornitore, bensì alla Libia, con un ventaglio di ben 7 tipi di greggio, per un totale di 17,4 milioni di tonnellate (tabella 3.4).

Tabella 3.4 - L'approvvigionamento petrolifero (Milioni di tonnellate)

	1985	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002 (*)
Importazioni di greggio	63,4	74,7	73,6	85,9	80,5	83,7	82,8	80,9
- di cui conto proprio	56,8	63,1	70,4	78,7	74,7	77,1	77,2	15,8
- di cui conto committenti esteri	6,6	11,6	3,2	1,2	5,8	6,6	5,6	5,1
Importazioni di semilavorati	10,5	12,1	8,6	5,8	7,3	6,6	8,2	8,8
Importazioni di prodotti finiti (1)	19,7	23,5	25,1	22,4	21,1	21,4	18,6	19,2
Nazionalizzazioni (2)	5,0	6,3	1,2	4,2	3,2	3,3	3,1	3,8

(*) Dati provvisori

(1) Dall'anno 1999 comprendono le importazioni di Combustibili a Basso Costo (emulsioni di greggi pesanti ad alto tenore di zolfo)

(2) Prodotti ottenuti da lavorazioni in conto committente estero

Fonte: Ministero della Attività Produttive e ISTAT

Nel 2002 l'Italia ha importato 80,9 milioni di tonnellate di greggio (-2,3% rispetto al 2001), di cui 75,8 milioni di tonnellate importati in "conto proprio" (-1,8%) e 5,1 milioni per conto di committenti esteri (-8,4%).

Alla leggera flessione nelle importazioni di greggio corrisponde un sensibile aumento nel volume di importazioni di semilavorati, pari a 8,8 milioni di tonnellate (+7,3%).

Anche le importazioni di prodotti finiti risultano complessivamente in aumento, pari a 19,2 milioni di tonnellate (+3,3%), incluse le emulsioni di greggio pesante ad alto tenore di zolfo di

provenienza venezuelana (Orimulsion) per un ammontare di 2,5 milioni di tonnellate, con un incremento rispetto all'anno precedente del 5,7%.

L'Italia nel 2002 ha esportato semilavorati e prodotti finiti per 21,4 milioni di tonnellate (-4,2% rispetto al 2001).

La disaggregazione dei flussi di importazione di greggio per aree di provenienza dà il seguente risultato (tabella 3.5):

- la Libia si conferma il maggior fornitore, con oltre 20 milioni di tonnellate;
- un leggero incremento dei volumi di importazione complessiva dai Paesi dell'Africa (Libia, Algeria, Egitto, Nigeria) porta al 38,3% il contributo di quest'area alle nostre importazioni;
- dal Medio Oriente (Arabia Saudita, Iran, Iraq, Siria) si registra un flusso di importazione pari al 31,7%, con una sensibile riduzione del flusso annuo (-11,4%);
- gli arrivi dall'area dell'ex Unione Sovietica hanno subito una contrazione del 5,7%, con oltre 18 milioni di tonnellate, pari al 22,7 del totale delle importazioni;
- il Mare del Nord ha fatto registrare un sensibile rialzo dei volumi delle forniture (+78,1%), raggiungendo 5,7 milioni di tonnellate, pari al 7,1% del totale delle importazioni.

Tabella 3.5 - Le importazioni di petrolio greggio (Migliaia di tonnellate)

	2001		2002	
	Quantità	%	Quantità	%
Arabia Saudita	8.933	10,8	8.457	10,4
Iran	10.443	12,6	9.376	11,6
Iraq	3.925	4,7	2.722	3,4
Kuwait	653	0,8	55	0,1
Siria	5.063	6,1	5.037	6,2
TOTALE MEDIO ORIENTE	29.017	35,0	25.647	31,7
Algeria	2.765	3,3	2.591	3,2
Angola	314	0,4	1.578	2,0
Camerun	2.284	2,7	1.280	1,6
Congo	176	0,2	161	0,2
Egitto	2.869	3,5	3.384	4,2
Guinea Equatoriale			259	0,3
Libia	20.283	24,5	20.088	24,8
Nigeria	1.752	2,1	1.318	1,6
Tunisia	222	0,3	309	0,4
TOTALE AFRICA	30.665	37,0	30.968	38,3
Russia	16.864	20,4	15.956	19,7
Kazakhstan	292	0,4	495	0,6
Azerbaijan	2.345	2,8	1.941	2,4
TOTALE EX URSS	19.501	23,6	18.392	22,1
Norvegia	2.927	3,5	5.409	6,7
Regno Unito	343	0,4	338	0,4
TOTALE EUROPA	3.270	3,9	5.747	7,1
Messico	87	0,1	80	0,1
Venezuela	139	0,2	31	
Brasile	150	0,2	89	0,1
TOTALE AMERICA LATINA	376	0,5	200	0,2
Totale	82.829	100,0	80.954	100,0
- di cui: OPEC	48.893	59,0	44.638	55,1

Fonte: Unione Petrolifera

Nei primi sei mesi del 2003, le importazioni di greggio in conto proprio (33,2 milioni di tonnellate) sono complessivamente aumentate dell'11,9% rispetto allo stesso periodo del 2002, con provenienza prevalente dall'Africa (12,88 milioni di tonnellate), dal Medio Oriente (11,36 milioni di tonnellate) e dalla Russia (6,25 milioni di tonnellate).

Per quanto riguarda i prodotti petroliferi e i semilavorati, non si può ancora dire se il 2003 potrà chiudersi in continuità con l'andamento del 2002 (tabelle 3.6 e 3.7), ma già nei primi cinque mesi dell'anno, le importazioni di semilavorati sono stimate in diminuzione (-15,1%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, così come le importazioni di prodotti finiti (complessivamente, -13%, nonostante la sensibile variazione in aumento dell'olio combustibile, pari al +23,3%).

Nello stesso arco di tempo, le esportazioni di semilavorati risultano in diminuzione del 33% e quelle di prodotti finiti in aumento (benzine +22,3%, olio combustibile +37%).

Anche il Gpl fa registrare nel 2002 un aumento del 6,6% delle esportazioni rispetto al 2001 e del 10,8% rispetto al 2001. L'Italia è un tradizionale importatore di propano dall'Algeria ed esportatore di miscela di gas liquido prevalentemente dalle raffinerie in Sardegna e Sicilia verso il Nord Africa. L'espansione delle esportazioni prima menzionata può essere addebitata ad una linea di flusso che ha origine in Italia settentrionale e trasferisce gli esuberanti di raffinazione derivanti dalla crisi del settore auto nei Paesi dell'Europa centrale e orientale, in una congiuntura di prezzi internazionali in aumento⁹.

Tabella 3.6 - Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati (Migliaia t)

	2001		2002 (*)	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	1.842	6,9	1.557	5,6
Benzine	615	2,3	574	2,0
- di cui senza piombo	602	2,2	574	2,0
Virgin naphta	2.115	7,9	1.629	5,8
Carboturbo e petrolio	338	1,3	198	0,7
Gasolio	762	2,8	1.006	3,6
Olio combustibile	7.686	28,7	8.943	31,9
- di cui Atz	2.601	9,7	2.001	7,1
- di cui Btz	5.085	19,0	6.942	24,8
Lubrificanti	97	0,3	122	0,4
Bitume	41	0,1	50	
Altri (**)	5.096	19,0	5.121	18,3
Totale prodotti	18.592	69,3	19.200	68,5
Semilavorati	8.232	30,7	8.834	31,5
Totale prodotti e semilavorati	26.824	100,0	28.034	100,0

(*) Dati provvisori

(**) Comprendono le importazioni di combustibili a basso costo (emulsioni di greggi pesanti ad alto tenore di zolfo)

Fonte: Unione Petrolifera su dati MAP

Tabella 3.7 - Il bilancio petrolifero. Anno 2002* (Migliaia t)

DISPONIBILITÀ		UTILIZZO	
Greggio nazionale e condensati da gas	5.535	Consumi	92.792
Importazione di greggio (**)	80.954	Esportazione (***)	21.447
Importazione di semilavorati	8.834	A scorte	284
Importazione di prodotti finiti	19.200		
Totale	114.523	Totale	114.523

(*) Dati provvisori

(**) Comprende le importazioni di greggio per conto committente estero.

(***) Comprendono le riesportazioni di prodotti ottenuti da lavorazioni del greggio in regime di temporanea importazione conto committente estero.

Fonte: Unione Petrolifera su dati MAP e ISTAT

⁹ Staffetta Quotidiana del 28 giugno: Supplemento GPL, pg. 4.

3.1.3 Prezzi

Nella transizione dal 2002 al 2003, in un clima sostanzialmente pre-bellico, agli ordinari scenari speculativi che precedono e accompagnano le campagne di guerra si erano sovrapposti altri motivi di disordine che hanno, in qualche modo, indebolito l'affidamento che in analoghe circostanze si usa fare sulla sovracapacità produttiva dei Paesi produttori dell'OPEC, in particolare dell'Arabia Saudita.

Nuovi ed imprevedibili elementi di squilibrio nell'alimentazione del mercato hanno fatto irruzione nel dicembre 2002, con il dilagare di un'ondata di scioperi in Venezuela e con una rivolta su base tribale in Nigeria.

Si deve anche tenere conto del fatto che, essendo il Venezuela sede di una consistente attività di raffinazione ed insieme partecipe di attività di raffinazione insediate negli Stati Uniti, le difficoltà nell'approvvigionamento di prodotti e nell'alimentazione delle scorte hanno immediatamente trasmesso al mercato incertezza e volatilità¹⁰.

Il quadro complessivo è stato, pertanto, caratterizzato da una instabilità che si potrebbe definire di superficie, che ha coperto i primi tre trimestri del 2003, prima e dopo il conflitto vero e proprio.

Le decisioni OPEC del 24 settembre rafforzano le tendenze ad esasperare i motivi di inquietudine sul quadro geopolitico medio-orientale, che nonostante tutto erano stati tenuti a freno fino a quella data, e suscitano agitazioni di fondo nel mercato.

3.1.3.1 Prezzi del greggio

Dopo la forte riduzione del 2001 (14% nella media dell'anno), il prezzo del greggio ha fatto registrare nel corso del 2002 un aumento di oltre il 50%, rispetto ad un valore di 19,5 dollari alla fine del 2001, toccando i 30 dollari al barile alla fine dell'anno (tabella 3.8).

Nei primi mesi del 2002 la ripresa delle quotazioni era nata sulle aspettative di ripresa del ciclo internazionale in un contesto di contenimento dell'offerta globale, coerente con i tagli di produzione decisi dai Paesi dell'OPEC.

Già alla fine dell'estate 2002, in presenza di una flessione dell'attività economica mondiale, le quotazioni avevano cominciato a riflettere sensibilmente i timori diffusi intorno alle previsioni di approvvigionamento dal Medio Oriente, in relazione al progressivo accentuarsi del rischio di un conflitto militare in Iraq, rischio divenuto molto elevato a partire dalla metà di novembre.

Al rialzo delle quotazioni fino a 28 dollari al barile nel dicembre 2002 (nella media del mese) ha concorso la significativa riduzione della produzione di greggio in Venezuela (per più di 2 milioni di barili/giorno, pari al 2,5% della produzione mondiale), anche se le tensioni così determinatesi si sono manifestate in misura più sensibile sul mercato degli Stati Uniti, dove più elevata è la dipendenza dalle importazioni di greggio venezuelano.

Il quadro generale delle quotazioni è stato caratterizzato fino alla metà di marzo 2003 da una elevata variabilità, determinata dalle incertezze sull'inizio e sulla possibile evoluzione, oltre che sulla durata, del conflitto in Iraq, facendo registrare valori anche superiori a 34 dollari al barile.

Con l'avvio del conflitto armato a metà marzo, ad una brusca caduta delle quotazioni intorno ai 25 dollari è seguito un temporaneo recupero fino a oltre 28 dollari, instaurandosi successivamente, a partire dai primi giorni di aprile, un clima di relativa distensione determinato dall'attenuarsi delle inquietudini relative al rischio di estesi danni strutturali agli impianti estrattivi iracheni e ad un eventuale blocco, sia pure temporaneo, delle attività produttive mediorientali.

¹⁰ La spinta a ricostruire gli *stock* di greggio, benzina e gasolio si è fatta particolarmente attiva dopo il *black-out* che ha coinvolto gli Usa ed il Canada e che ha messo fuori servizio un grande numero di raffinerie. Si prevede che il flusso delle importazioni di greggio dovrà mantenersi permanentemente sopra i 10 milioni b/g, se si vorrà attingere ad esse per portare le scorte ad un livello rassicurante (B. Williams: "High oil prices likely to persist until 2Q 2004", OGI, Sept. 8, 2003).

Quest'ultima situazione ha generato una modalità di oscillazioni contenute intorno ai 25,4 dollari al barile fino ad oltre la metà del mese di maggio, quando ha preso l'avvio un *trend* al rialzo fino a 27-29 dollari.

A metà del 2003, la volatilità del mercato continuava ad essere alimentata dalle incertezze che tuttora gravano sull'esito delle iniziative di ripresa delle attività in Iraq, associate alla consapevolezza che essa sarà, comunque, lenta e condizionata da episodi di insofferenza e da attentati. Non è secondaria, inoltre, la consapevolezza della ingente mole di capitale finanziario necessario per la riabilitazione dei campi e la messa in produzione dei vecchi pozzi e di eventuali nuovi.

Fattori non secondari di turbamento degli attuali equilibri, sia di mercato che degli assetti geopolitici, possono ancora essere individuati sia nell'eventuale rientro dell'Iraq in seno all'OPEC o nella formalizzazione della sua uscita definitiva dall'Organizzazione, sia nella espansione del ruolo che la Russia va conquistando sul mercato, non soltanto in relazione alle esportazioni verso i mercati europeo ed estremo-orientale che la geografia le assegna¹¹, quanto piuttosto per le recenti decisioni strategiche prese nella direzione delle rotte atlantiche¹², con destinazione Houston.

Altre insidie alla stabilità, entrambe di natura politica anche se di scala diversa, possono ripresentarsi sia in Nigeria¹³ che in Venezuela¹⁴, non potendosi escludere che anche l'Indonesia venga risucchiata nell'area di rischio del terrorismo islamico.

Per tutte queste ragioni, l'esigenza obiettiva di una pausa di riflessione aveva finito col prevalere nella Conferenza dell'OPEC tenutasi a Vienna il 31 luglio 2003. La riunione si era allora conclusa con la decisione di mantenere inalterati i livelli produttivi per complessivi 25,4 milioni b/g, riconoscendosi l'adeguatezza delle forniture e la stabilità del mercato entro la fascia di variazione delle quotazioni alla quale fa riferimento l'Organizzazione (22-28 dollari/barile per il paniere OPEC).

Diverso atteggiamento è stato invece tenuto all'appuntamento del 24 settembre 2003 che l'Organizzazione si era dato come una scadenza alla quale sembrava possibile che la dinamica del mercato fosse più chiara e meglio fondate le previsioni relative all'ultimo trimestre del 2003 ed al primo del 2004.

La data prescelta era forse ancora prematura per una valutazione degli sbocchi politici della crisi venezuelana¹⁵ ma, di fatto, l'OPEC ha abbassato le quote di produzione portando, con inizio dal 1° novembre 2003, la produzione complessiva dei Paesi aderenti all'Organizzazione da 25,4 a 24,5 milioni b/g e si è data appuntamento a Vienna il 4 dicembre 2003 per una Conferenza straordinaria in cui passare in rassegna gli sviluppi del mercato e prendere i provvedimenti che si riterranno appropriati in quel momento.

¹¹ A fine maggio 2003 è stato firmato tra Yukos (Russia) e CNPC (China National Oil Corporation) un contratto di fornitura di 30 milioni di t/anno di greggio alla Cina per 25 anni.

Nelle strategie russe figura la previsione secondo la quale il mercato Asia-Pacifico (Cina, Sud Corea, Giappone) assorbirà il 30% delle esportazioni di greggio nel 2020 (la quota attuale è del 3% circa) ed il 15% del gas naturale (attualmente nullo).

Nello stesso quadro previsionale, le esportazioni di greggio in Europa potrebbero superare 150-160 milioni t/anno (più di 3 milioni b/g) e 160-170 miliardi Sm³ di gas (rispetto agli attuali 130 milioni). Lo stesso scenario di mercato assegna la quotazione di 30 \$/b al greggio e di 138 \$/1000 Sm³ al gas.

J. Gorst: "Eastern Promise", *Petroleum Economist*, July 2003

¹² Il governo russo ha approvato il piano da 4,5 mld.\$ per la realizzazione del terminale di Murmansk nel Mare di Barents e della rete di oleodotti che vi adducono il greggio dell'Artico e dei giacimenti della Siberia Occidentale per l'esportazione negli Stati Uniti e nei mercati occidentali (*Petroleum Economist*, June 2003, pg. 43).

¹³ Viene rivendicato il diritto delle popolazioni locali alla partecipazione alle entrate dall'estrazione petrolifera. In Nigeria il conflitto tra i gruppi tribali Ijaw e Itsekiri e la presa in ostaggio del personale operativo su 4 piattaforme *off-shore* ha bloccato le attività da metà marzo a metà maggio portando ad una mancata produzione di circa 1 milione b/g.

¹⁴ Si ricorda che la produzione venezuelana di greggio, al quinto posto su scala mondiale con circa 3,2 milioni b/g, all'inizio del 2003 era crollata sotto i 50 mila b/g a causa dello sciopero generale indetto nel vano tentativo di rovesciare il regime di Chavez.

¹⁵ Chavez ha aggirato la data del 19 agosto, medio termine del mandato presidenziale (dopo il quale sarebbe stato costituzionalmente corretto indire il referendum chiesto dall'opposizione sulla fine anticipata del mandato presidenziale), appellandosi all'Autorità Elettorale venezuelana per un giudizio di illegittimità sui 3 milioni di firme richieste per il referendum, in quanto raccolte prima della data indicata dalla Costituzione. Il 12 settembre, l'Autorità ha respinto la richiesta di referendum facendo propria la tesi del presidente, tagliando quindi la strada ad una soluzione istituzionale dello scontro sociale e politico nel paese. "Venezuela, back to the drawing board" - *The Economist*: September 20, 2003.

Il comunicato ufficiale dell'Organizzazione constata che il mercato continua ad essere ben rifornito, anche nella circostanza stagionale di un aumento della domanda e anche in presenza di segni di miglioramento dell'economia globale. Inoltre esso rileva che le giacenze sono state ricostituite e stanno non solo raggiungendo i normali livelli stagionali anche sotto l'aspetto della raffinazione¹⁶ ma tendono a sopravanzarli in corrispondenza del primo quarto del 2004. Infine lo stesso comunicato conclude che, per evitare effetti destabilizzanti sul mercato sono necessarie misure di riduzione dell'offerta.

La risposta alla decisione di Vienna del 24 settembre è stata pressoché immediata: sia il Brent datato che il WTI sono rimbalzati di quasi 0,9 \$/b già il 24 settembre nel pomeriggio, mentre i prodotti si erano già mossi verso l'aumento uno o due giorni prima del 24 settembre.

Tra le novità c'è la notizia che il Venezuela ha già presentato in sede OPEC la proposta di spostare la fascia di oscillazione dei prezzi del greggio a 25-32 \$/b.

3.1.3.2 Prezzi dei prodotti¹⁷

L'andamento del rapporto di cambio euro/dollaro nel 2002 ha compensato la crescita del greggio, sia pure molto contenuta (mediamente da 24,5 \$/b del 2001 a 25,0 \$/b del 2002), consentendo una diminuzione dei prezzi industriali dei prodotti petroliferi (prezzi al consumo al netto della componente fiscale) (tabella 3.8).

Tabella 3.8 - I prezzi medi dei principali prodotti petroliferi. Anni 2000-2002

		Al consumo			Componente fiscale			Al netto della componente fiscale		
		2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002
Benzina super	€/litro	1,123	1,092	-	0,745	0,733		0,378	0,359	-
Benzina senza piombo	"	1,082	1,052	1,046	0,702	0,699	0,716	0,380	0,352	0,330
Gasolio auto	"	0,892	0,868	0,856	0,532	0,530	0,546	0,361	0,338	0,310
Gpl auto	"	0,542	0,541	0,520	0,236	0,237	0,243	0,306	0,304	0,277
Gasolio riscaldamento	"	0,865	0,821	0,833	0,522	0,504	0,542	0,342	0,317	0,291
Olio comb. denso Atz	€/kg	0,263	0,244	0,257	0,088	0,086	0,087	0,176	0,158	0,170
Olio comb. denso Btz	"	0,253	0,222	0,232	0,054	0,052	0,053	0,199	0,170	0,180

Fonte: Unione Petrolifera su dati MAP

In linea con l'andamento dei prezzi rilevabili nella media dei Paesi UE, i prezzi industriali nel 2002 hanno fatto registrare le seguenti riduzioni:

- benzina senza piombo -6,3%
 - gasolio autotrazione -8,3%
 - gasolio riscaldamento -8,2%
 - olio combustibile BTZ +5,9%
- mentre per i prezzi al consumo si ha:
- benzina senza piombo -0,6%
 - gasolio autotrazione -1,4%
 - gasolio riscaldamento +1,5%
 - olio combustibile BTZ +4,5%

Nel caso dei prezzi al consumo, la riduzione diventa quasi evanescente a causa della componente fiscale che nel 2002, in particolare, è stata sensibilmente più alta che nel 2001, a seguito della cancellazione del *bonus* fiscale avvenuta a fine ottobre 2001.

Nel 2002 le entrate fiscali complessive dai prodotti petroliferi vengono valutate in 34.213 milioni di euro (+2,7% rispetto all'anno precedente), di cui 24.250 milioni derivanti dalle accise

¹⁶ D. Townsend: "Refining returns to normal", Petroleum Economist, July 2003.

¹⁷ Vedi *Relazione Annuale 2003*, a cura dell'Unione Petrolifera.

(+3,2%) e 9.813 milioni dall'IVA (+1,61%). Da notare che l'aumento delle entrate dalle accise non deriva dall'aumento dei consumi di combustibili (generalmente in diminuzione, con l'eccezione del gasolio), ma piuttosto dal più alto livello delle accise stesse (tabella 3.9).

Tabella 3.9 - Il costo del greggio importato. Anni 1980-2002

	1980	1985	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002
Fob dollari/barile	31,1	26,8	22,5	16,3	11,7	16,6	26,9	23,0	23,8
Cif dollari/tonnellata	235,9	203,1	172,2	125,0	90,4	126,1	205,0	175,5	179,4
Cambio dollari/Euro (*)	2,2756	1,0164	1,6367	1,1886	1,1141	1,0579	0,9174	0,8954	0,9495
Cit Euro/tonnellata	103,68	199,82	105,21	105,16	81,14	119,20	223,46	196,04	188,93

(*) Cambio medio ponderato sulla base dei volumi mensilmente importati. Non corrispondente esattamente alla media Uic.

Fonte: MAP e Unione Petrolifera

Alla fine del terzo trimestre del 2003, la discesa del mercato dei prodotti ha avuto una battuta d'arresto: una discesa non interrotta a partire dal mese di marzo, con punte che a metà settembre avevano configurato un vero e proprio crollo delle quotazioni della benzina in Mediterraneo (-27,5 dollari/tonnellata), portando le perdite del mese oltre i 50 dollari/tonnellata (a Rotterdam la flessione era stata più contenuta, ma pur sempre di 11,5 dollari).

La benzina *cif* Mediterraneo, anch'essa in calo fino al 24 settembre, ha subito riguadagnato 16,5 \$/t (+7,5 a Rotterdam); i gasoli sono saliti di 10,75 \$/t (EN590, sia Mediterraneo che Rotterdam).

Se è abbastanza facile spiegare l'inversione del *trend* dei prezzi *spot* dei prodotti a seguito delle decisioni OPEC del 24 settembre, rimane invece difficile trovare una ragione alla persistenza del corso precedente. È probabile che il crollo dei *futures* al Nymex e la liquidazione di molte posizioni con l'avvicinarsi della stagione invernale abbiano messo in moto una improvvisa ed abbondante prevalenza dell'offerta sulla domanda.

È anche possibile che sia addirittura la concomitanza di alcuni segnali sulle scorte, complessivamente rassicuranti sia per il greggio che per i prodotti, insieme a qualche specifica informazione settoriale (p.e. la riduzione del deficit annuo delle scorte Usa di distillati da -6,2 a -1,7) ad avere messo in moto il meccanismo di liquidazione. Può avere anche influito il nuovo metodo di rilevazione *Platts (on closing)*¹⁸.

Ma al di là delle difficoltà di decifrazione delle dinamiche estemporanee del mercato, si può affermare che il prezzo medio dei carburanti per tutto il 2002 è stato inferiore a quello dell'anno precedente (-1,5% medio annuo per i prodotti petroliferi, -2,9% medio annuo per i prodotti energetici nel loro insieme).

I prezzi al consumo in Italia, ma anche nella UE, hanno certamente continuato a risentire favorevolmente del rapporto euro/dollaro ed è quindi probabile che tale situazione influenzi favorevolmente anche il consuntivo dei primi tre trimestri del 2003.

Si deve naturalmente tenere conto, da parte di chi si aspetta che l'apprezzamento dell'euro sul dollaro si trasmetta inalterato sui prezzi di prodotti al consumo, del fatto che larga parte dei prezzi¹⁹ è costituita da componenti che non risentono delle dinamiche valutarie in quanto si formano all'interno del Paese (imposte per il 69% circa e costi operativi nazionali per il 15%).

Nel Consiglio ECOFIN di marzo 2003 è stato raggiunto un accordo di massima sull'adozione da parte dei Paesi membri dell'UE della proposta di direttiva comunitaria, ampiamente modificata a

¹⁸ Vedi par. 3.1.5 (Organizzazione del mercato).

¹⁹ L'Unione Petrolifera valuta nell'84% del prezzo la componente indifferente alla dinamica dei cambi, per cui la parte soggetta a variazione, la materia prima, rappresenta solo il 16%.

Notizie Petrolifere, luglio 2003, pg. 5.

partire dalla sua presentazione nel 1997, che mira ad estendere a tutti i prodotti energetici il sistema dell'aliquota minima di accisa²⁰, fissando nuovi livelli minimi di tassazione.

Scopo della direttiva è di realizzare condizioni di tassazione per il settore energetico europeo che, in accordo con i principi del mercato interno, consentano ai Paesi membri di strutturare la fiscalità nazionale in funzione della crescita dell'occupazione e di efficaci politiche ambientali.

La direttiva, che potrebbe entrare in vigore all'inizio del 2004, prevede anche un periodo di transizione che possa consentire agli Stati di adottare misure gradualmente convergenti.

La revisione dell'attuale sistema fiscale italiano²¹ dovrebbe, tra l'altro, portare a cancellare gli effetti moltiplicativi di imposta sui prodotti energetici, realizzare una effettiva neutralità dell'imposizione fiscale riguardo alle scelte del consumatore e concludersi con la definizione di una legislazione fiscale che determini per l'industria nazionale condizioni di competitività nei riguardi degli altri Stati dell'UE (tabella 3.10).

Tabella 3.10 - Stima del gettito fiscale sugli oli minerali (Miliardi di euro)

	Imposta di fabbricazione/Accisa						Sovrimposta di confine	IVA su tutti i prodotti	Totale (*) su tutti i prodotti
	Sulle benzine	di cui quota riservata alle Regioni	Sui gasoli	Sugli oli combustibili	Su altri prodotti	Totale			
1970	0,658		0,124	0,058	0,063	0,903	0,009	0,088	1,000
1975	1,286		0,159	0,023	0,089	1,557	0,010	0,542	2,109
1980	2,957		0,325	0,033	0,173	3,488	0,039	1,962	5,489
1985	5,268		1,669	0,097	0,193	7,229	0,076	4,028	11,333
1990	8,054		7,186	0,400	0,647	16,287	0,305	5,010	21,602
1995	12,586		8,861	0,724	0,886	23,057	0,375	6,972	30,404
1996	12,945	3,961	8,886	0,405	1,049	23,285	0,377	7,489	31,151
1997	12,811	4,032	9,194	0,349	1,038	23,392	0,238	7,850	31,480
1998	13,091	2,946	9,575	0,306	1,051	24,022	0,205	7,902	32,130
1999	12,310	2,930	10,350	0,292	1,043	23,995	0,183	8,367	32,545
2000	11,517	2,794	9,968	0,258	1,291	23,034	0,170	9,813	33,017
2001 (*)	11,285	nd.	10,691	0,232	1,291	23,499	0,155	9,658	33,312
2002 (*)	11,313	nd.	11,271	0,224	1,442	24,250	0,150	9,813	34,213

(*) Stima Unione Petrolifera

Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Unione Petrolifera

Ci sono settori commerciali, p.e. quello dei combustibili per il riscaldamento, in cui è particolarmente sentita l'esigenza di un riassetto delle accise che assicuri la perequazione tra tutti i combustibili impiegati nel settore; in questa direzione le associazioni di categoria chiedono che venga ripristinata la doppia aliquota sul gasolio, anche al fine di scoraggiare le agevolazioni di tipo episodico o locale (sconto per le Comunità montane, per la Sardegna e le isole minori, ecc.) e

²⁰ Imposizione indiretta sulla produzione e sui consumi, cui si applicava tradizionalmente la denominazione "imposta di fabbricazione o di consumo". La nomenclatura delle accise è molto complessa, articolata e, soprattutto, arcaica, ma si prospetta per essa una importante evoluzione grazie al recepimento della direttiva europea sulla tassazione dei prodotti energetici, di imminente attuazione.

Si veda: "Testo Unico delle Accise 2003": a cura di ENI, Attività Tributarie

²¹ La legge n. 80 del 7 aprile 2003 conferisce la delega al Governo per la riforma del sistema fiscale, che dovrebbe essere realizzata entro i due anni successivi alla sua entrata in vigore.

garantire il carattere unitario della fiscalità in tutte le zone del Paese (eventuali agevolazioni nelle aree disagiate potrebbero essere realizzate con interventi diversi da quello fiscale).

Si deve tenere anche conto del fatto che a livello regionale vige ormai l'orientamento, ispirato da preoccupazioni ambientali, di contenere l'uso del gasolio per riscaldamento (nel 2002 i consumi sono scesi sotto i 3 milioni di tonnellate, il 18% in meno rispetto al 2001 e il 30% in meno rispetto al 1997). Non è ancora dato di capire se rivolgersi a gasoli privi di zolfo, come quelli per autotrazione, possa configurare una soluzione accettabile da parte delle Regioni che, quindi, dovrebbero tornare sui propri passi. Per quanto riguarda il versante dell'offerta di gasolio per autotrazione, peraltro in forte espansione, alcune raffinerie si sono già dichiarate in grado di rispondere ad un rafforzamento della domanda e di poter fornire tra 500 mila e 1 milione di tonnellate di gasolio senza zolfo, a cominciare dall'inverno 2003-04.

La chiave innovativa e unificante della direttiva europea sta soprattutto nell'orientamento generale di trasferire il momento dell'imposizione fiscale dalla fabbricazione al consumo, creando anche in tal modo uno strumento di politica energetica ed ambientale per orientare i consumatori (*Demand Side Management*, DSM) in direzione del risparmio energetico, delle fonti rinnovabili di energia e, complessivamente, di consumi più sostenibili sotto l'aspetto ambientale.

3.1.3.3 GPL

Nella seconda metà del 2003, in corrispondenza della preparazione dei documenti tecnici annessi alla legge finanziaria 2004, si sono fatte particolarmente attive le associazioni industriali e commerciali²² nel sensibilizzare gli organismi tecnici istituzionali e il fronte degli utenti riguardo alle caratteristiche ecologiche del Gpl ed ai potenziali vantaggi in termini di impatto ambientale che esso offre rispetto all'impiego di benzina e gasolio. Tali iniziative sono rivolte a sostenere l'opportunità di una riformulazione delle accise, nel senso di un significativo alleggerimento del carico fiscale, di una regolamentazione del *mix* commerciale di carburanti che incentivi l'adozione di autoveicoli alimentati da Gpl e la conversione al Gpl e, infine, di misure di natura finanziaria che potenzino il sistema di incentivazione in vigore.

Secondo recenti studi condotti in Usa e nel Regno Unito²³, i veicoli alimentati a Gpl riducono la produzione di gas serra dal 12 al 20% rispetto a quelli alimentati a benzina e, rispetto a quelli a gasolio a basso contenuto di zolfo della generazione *Euro III* (secondo la normativa europea più avanzata), presentano riduzioni di ossidi di azoto e di particolato (fine e ultrafine) fino al 98%²⁴, anche se in quest'ultimo caso il vantaggio in emissioni di CO₂ è molto basso (-2%).

Sul piano fiscale si fa riferimento alla proposta della direttiva UE sulla revisione dei prodotti energetici (da approvare entro il novembre 2003), per confermare la riduzione dell'aliquota minima da 156,625 a 121 euro/tonnellata per il Gpl auto²⁵ (41 euro/tonnellata per veicoli adibiti al servizio pubblico) e una significativa riduzione dell'attuale aliquota per il Gpl combustione (189,44 euro/tonnellata), tenuto conto che un'aliquota minima pari a zero è già stata adottata in Francia, Regno Unito, Austria, Olanda e Finlandia (in Spagna è di 7,37 euro e in Germania di 38,34 euro/tonnellata).

I consumi totali di Gpl in Italia dal semestre genn.-giugno 2002 al genn.-giugno 2003 sono aumentati dello 0,6%, passando da 1,942 a 1,954 milioni di tonnellate (i consumi auto da 658 a 605 mila tonnellate, -8,1%), a tutto vantaggio del settore non-auto. L'andamento del prezzo al consumo (alla pompa) ha seguito, nell'arco di tempo complessivo in esame, la seguente evoluzione: genn. 2002 = 0,496 euro/litro; giugno 2002 = 0,506 euro/litro; genn. 2003 = 0,560 euro/litro; marzo 2003 = 0,600 euro/litro; giugno 2003 = 0,510 euro/litro²⁶.

²² Assogasliquidi, Consorzio Ecogas.

²³ Argonne National Laboratory e Millbrook Laboratory.

²⁴ Le concentrazioni di questa componente dell'inquinamento, che superano spesso nelle maggiori città italiane i livelli massimi consentiti dalle direttive europee, sono responsabili dei frequenti blocchi parziali o totali del traffico adottati dalle Autorità locali.

²⁵ Già nel marzo 2003 era stata chiesto di allineare l'accisa del GPL a quella del metano (10,846 euro/m³).

²⁶ Staffetta Quotidiana del 2 agosto 2003

Il prezzo medio al netto delle tasse nel 2002 è stato di 0,276 euro/litro; gravato mediamente da un'accisa di 0,157 euro/litro e da IVA per 0,087 euro/litro, il prezzo medio al consumo è stato di 0,519 euro/litro.

3.1.4 Tecnologie

In funzione della crescita generalizzata del tasso di utilizzazione della capacità delle raffinerie, si è notevolmente ampliata negli ultimi anni la domanda industriale di catalizzatori di lunga-durata, che allunghino il tempo di "turnazione" delle unità di base del processo. Che oggi sia possibile a molte raffinerie di utilizzare catalizzatori che durino 50-100% in più rispetto a quelli di vecchia generazione, è soltanto uno dei risultati di rilievo dell'impatto delle tecnologie avanzate. A trarre significativi benefici, in termini di costo e di efficacia, dalle nuove tecnologie è la stessa fabbricazione dei catalizzatori, attraverso la riduzione dei residui e l'impiego efficiente di energia.

Le nuove tecnologie consentono:

- lo sviluppo di catalizzatori che consentono alle raffinerie emissioni e consumi energetici inferiori;
- l'impiego più efficiente di energia nel processo di fabbricazione;
- una resa maggiore e una migliorata gestione dell'idrogeno;
- l'uso di catalizzatori altamente innovativi per la rimozione fino al 99% dello zolfo dalla gasolina²⁷ e di desolforazione di nafta fino a 16 ppm²⁸.

Anche sul versante del recupero dei catalizzatori usati e del loro contenuto in metalli, quali vanadio, platino, renio, nickel, le nuove tecnologie consentono di valorizzare in vario modo il materiale esaurito e di ridurre al minimo i rifiuti.

Un metodo è quello del riuso o del riciclo dei catalizzatori esauriti nell'industria del cemento e delle costruzioni civili, una volta recuperato il contenuto in metalli (è il caso diffuso dei catalizzatori del *fluid catalytic cracking* (FCC)).

Platino, palladio, renio sono costituenti essenziali dei catalizzatori nei processi di *reforming*, *isomerizzazione* e *hydroprocessing* e negli additivi che concorrono al FCC. Non sorprende che il 13% della domanda mondiale di platino venga dall'industria dei catalizzatori (l'80% del platino mondiale è concentrato in Sud Africa).

Il recupero dei metalli nobili, attività sulla quale si è sviluppata una vera e propria industria specializzata, è un passaggio di grande interesse nella gestione dei catalizzatori che partecipano ai processi di valorizzazione degli oli pesanti ed extra-pesanti e di desolforazione di benzine e carburanti *diesel*. In occasione della recente 7th Annual Conference del Catalyst Group (maggio 2003), industrie attive in tutte le parti del mondo hanno illustrato i successi nell'impiego di additivi FCC come tecnologia economica e flessibile per ridurre le emissioni di ossidi di azoto (NOx) e di zolfo (SOx)²⁹, con particolare riferimento alla commercializzazione dei prodotti derivanti dagli ingenti accumuli di olio pesante presenti in Venezuela, Russia e Canada (sabbie bituminose).

3.1.5 Organizzazione industriale del mercato

Nell'intervallo tra le due ultime Conferenze dell'OPEC, del 31 luglio e del 24 settembre, hanno avuto luogo due eventi che potrebbero rivelarsi decisivi per un nuovo ordinamento del mercato del greggio:

²⁷ Impianto di riduzione dello zolfo (20 milab/g) della Conoco-Philips's Ferndale (Stato di Washington).

²⁸ Tecnologia Axens, impiegata nell'unità di desolforazione Prime G+ della Fortum Oil&Gas (Naantali, Finlandia).

²⁹ Eni Tecnologie SpA ha, in particolare, concentrato le sue dimostrazioni intorno ai processi di valorizzazione degli oli pesanti ed extra-pesanti di varia estrazione geografica (dall'Ural all'Arabian Heavy, al Zuata, al Maya ed ai greggi dell'Athabasca).

- l'Organizzazione ha messo in moto al suo interno un processo di consultazione informale per la elaborazione di nuove linee-guida per la determinazione delle quote di produzione dei paesi membri;
- il 3 settembre Russia e Arabia Saudita hanno siglato un accordo di cooperazione che comprende un programma di investimenti nel settore degli idrocarburi in Russia per 25 milioni di dollari.

Quanto alla prima iniziativa, un nuovo approccio al sistema delle quote attualmente in vigore trova una sua obbiettiva motivazione nella esigenza di trovare una composizione al problema dei rapporti tra l'Organizzazione e il più forte dei suoi concorrenti sul mercato mondiale. Il fatto che venga messo in discussione il sistema in vigore rappresenta un segnale esplicito di attenzione alla spregiudicatezza delle strategie russe.

In realtà sarebbe più facile pensare che a muovere l'Organizzazione sia l'esigenza di mettere in evidenza il ruolo dei maggiori produttori del gruppo, primo tra questi l'Arabia Saudita. Tra i nuovi criteri presentati dal Segretario Generale all'esame dei Paesi membri figurano: i parametri rappresentativi delle riserve; i livelli storici e correnti di capacità produttiva e di produzione effettiva; i consumi nazionali ed il reddito pro capite derivante dalla distribuzione delle entrate dalle esportazioni di greggio nei singoli Paesi.

La maggior parte dei nuovi criteri sembra favorire i grandi Paesi produttori, quale l'Arabia Saudita e, tra questi, anche i Paesi più popolosi, quali la Nigeria, mentre verrebbero ulteriormente emarginati Paesi quali l'Indonesia, che si avvia ad essere Paese importatore netto entro il 2010. È da lungo tempo che Algeria, Libia e Nigeria chiedono una più equa assegnazione delle quote produttive, in relazione soprattutto al peso delle riserve e della capacità produttiva. Sembra arrivato il momento in cui le modificazioni al regime di gestione delle quote andrà effettivamente a favore dei detentori del maggior volume di riserve e della maggiore capacità di produzione, a scapito dei produttori minori.

È però molto difficile che venga presa al riguardo una decisione, soprattutto a causa delle incertezze che gravano sulla posizione dell'Iraq: anche ammesso che l'Iraq rimanga nell'OPEC, come i più sembrano pensare, nessuno ancora può ragionevolmente prevedere quali potranno essere le dimensioni della sua capacità produttiva al breve e medio termine. È fuor di dubbio che Baghdad, non appena sarà in grado di farsi sentire, agiterà la sua posizione di secondo paese membro per volume di riserve di greggio (112 miliardi di barili) ed il suo bisogno disperato di entrate per la ricostruzione del paese, per ottenere il livello massimo del tetto produttivo.

Queste considerazioni, al di là della particolarità del caso, rendono facilmente comprensibile quanto sia determinante in un mercato *globale*, quale è quello del greggio, il flusso delle informazioni che investe ed attraversa la struttura del mercato da un capo all'altro del mondo, influenzando contenuti, modalità ed esito delle negoziazioni in tempi che non ammettono esitazioni o margini di errore, insieme alla loro autorevolezza e univocità.

Il ruolo di centrale di dispacciamento delle informazioni in Europa viene svolto da più di 30 anni da una Agenzia di stampa denominata *Platt's* dal nome del suo fondatore, un giornalista che già molto tempo prima aveva cominciato a vendere sull'unico mercato allora esistente per il petrolio ed i suoi derivati, quello americano, i suoi servizi di rilevazione dei dati di scambio commerciale.

Si tenga conto del fatto che in Europa circolano e vengono consumati ogni anno circa 750 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi che, al valore medio di 200 \$/t, comportano un flusso di spesa dell'ordine di 150 miliardi di dollari.

È comprensibile che si sia aperta un'accesa polemica quando, a partire dal 1° aprile 2003, *Platt's* ha introdotto una nuova metodologia di rilevazione dei prezzi dei prodotti in Europa, sulla quale nessuno sembra essere d'accordo. L'*impasse* può rivelarsi di straordinaria importanza se si pensa che su alcuni importanti mercati le compravendite di prodotti avvengono in base a formule che ancorano il prezzo alle quotazioni *Platt's* e che nel Mediterraneo in particolare, un'area di

raffinazione tra le più importanti nel mondo, la quasi totalità delle transazioni avviene in correlazione con le quotazioni *Platt's*³⁰.

Il problema può nascere nel momento in cui si mette in discussione il “valore” delle quotazioni rilevate da *Platt's* o da altre agenzie, in relazione alla loro effettiva rappresentatività dei prezzi trattati sul mercato, anche in ragione delle modalità di rilevamento e delle caratteristiche del campione scelto sul mercato.

La recente proposta *Platt's* si articola in più punti, uno dei quali - la modifica dei tempi di rilevazione giornaliera - appare il più efficace dal punto di vista della possibilità di limitare i gradi di libertà degli operatori nell'indicare le transazioni a loro discrezione. Il metodo è stato messo in atto a partire dallo scorso aprile, sulla base della decisione di tenere conto soltanto delle transazioni effettuate tra le 17.00 e le 17.30 (ora di Londra), scegliendo quindi un campione sul mercato in chiusura (*Market on the Close*, MOC), da cui la procedura prende il nome.

Sul mercato nazionale si protrae l'attesa per la conclusione dell'iter costituzionale del disegno di legge (cosiddetto “Marzano”) approvato dal Consiglio dei Ministri il 13 settembre 2002 e dedicato al riordino del settore energetico in Italia. Il provvedimento, già approvato con innumerevoli modifiche al Senato e passato per la definitiva approvazione alla Camera dei Deputati, ha ulteriormente subito una diversione a causa dei provvedimenti urgenti presi in relazione allo stato di emergenza creato dal *black-out* del settembre 2003 ed è stato rimesso al Senato per la definitiva approvazione delle ultime modifiche.

3.1.5.1 Scorte

L'AIE, nell'analisi mensile di settembre 2003, si è soffermata sul dato delle scorte, per mettere in evidenza che le scorte industriali di greggio non sono mai state così basse negli ultimi 5 anni e ricordare che soprattutto i Paesi importatori dovrebbero preoccuparsene, sotto il duplice aspetto della sicurezza degli approvvigionamenti e dei prezzi³¹.

In effetti, sia l'OPEC che la Russia non hanno motivi di particolare apprensione riguardo ad un basso tenore delle scorte, tenuto conto del fatto che questo comporta prezzi volatili e tendenzialmente elevati, oltre che la possibilità di controllare più strettamente il mercato. Anche le compagnie petrolifere, se giudicano il livello corrente degli *stock* rispondente alle loro esigenze operative, si limitano a registrare i profitti ed i vantaggi che derivano loro dalla riduzione degli immobilizzi.

La tenuta delle scorte (commerciali, obbligatorie e strategiche), come è noto, è legata ad una fisiologica aspirazione alla riduzione degli oneri finanziari e, quando è possibile, si risolve con la decisione di acquistare all'ultimo momento (un comportamento tattico denominato, non a caso, *just in time*) quanto basta per non andare sotto il livello minimo per garantire la marcia degli impianti di raffinazione in condizioni di sicurezza (*minimum operating requirement*).

Ad un basso livello delle scorte può anche concorrere, come ricorda l'AIE, anche una serie di fattori strutturali di segno positivo, tra i quali le capacità logistiche e di *supply chain management* delle compagnie, potenziate dalle tecnologie avanzate dell'informazione e, in particolare per le scorte strategiche, lo scarso *appeal* che il mantenimento di un elevato volume di scorte dimostra da quando è emersa l'impossibilità pratica e istituzionale³² di adoperarle in funzione del contenimento dei prezzi.

³⁰ “*La battaglia persa contro il Platt's*” a cura di RIE (Ricerche Industriali ed Energetiche) - Notizie Statistiche Petrolifere, n. 8/2003.

³¹ “*OECD oil stocks remain low*”: *Newsletter*, OGJ/ Sept. 15, 2003 (pg.5).

³² In particolare, in occasione della crisi venezuelana e della guerra contro l'Irak, l'AIE ha ribadito che il ricorso alle scorte strategiche è autorizzato esclusivamente nel caso di interruzione delle forniture o di una loro drastica riduzione, lasciando di fatto agli esportatori dominanti sul mercato (Opec e, al suo interno, l'Arabia Saudita) il compito di garantire la continuità delle forniture e la stabilità dei prezzi. Si veda anche “*Oil Supply Security*”, OCSE/AIE, Paris 2001.

Le recenti esperienze, che sono alla base delle ultime iniziative dell'Unione europea e degli Stati Uniti, sostanzialmente, tendono a rafforzare il dispositivo di tenuta e gestione delle scorte piuttosto che ad allargarle, eventualmente d'intesa con l'AIE.

Sembra essere questo il senso della posizione della Commissione Industria del Parlamento europeo che, riunito il 9 settembre a Strasburgo, ha bocciato il pacchetto di proposte approvato dalla Commissione l'11 settembre 2002, compresa tra queste la misura che prevedeva di elevare il livello delle scorte obbligatorie da 90 a 120 giorni, estendendola anche al gas naturale.

La Commissione parlamentare europea ha accolto, a maggioranza, le riserve di alcuni Paesi membri e dell'industria petrolifera europea, che si era espressa attraverso la sua associazione industriale *Europia*, ha respinto la proposta di dare poteri discrezionali e di coordinamento alla Commissione europea in tema di scorte e, infine, ha espresso piena consonanza con l'AIE ed il sistema da questa messo in atto sulla risposta alle emergenze³³.

Parallelamente, il governo degli Stati Uniti sta realizzando un piano di rafforzamento delle SPR (*Strategic Petroleum Reserves*) che porterà nel primo trimestre del 2004 il livello delle scorte a 640 milioni di barili, valore prossimo ai 700 milioni di barili progettati per assicurare l'accesso a 4,3 milioni b/g per 90 giorni consecutivi³⁴.

Quanto alla acquisizione delle scorte da parte delle raffinerie c'è da fare osservare che questo è uno dei casi in cui l'aggettivazione "globale" può rivelarsi appropriata, anche se riguarda solo il sistema Europa-Stati Uniti³⁵. L'integrazione, peraltro, funziona soltanto in un senso, in quanto il 50% circa delle benzine consumate in USA sono raffinate in Europa.

Questa complementarità comporta che le compagnie Usa guardino sempre con molta attenzione a quanto avviene in Europa per essere sicure che non vada sotto la soglia di rischio la base di alimentazione della linea dei prodotti e senza perdere di vista, però, i loro obiettivi fondamentali: trarre il più alto profitto dalle propria attività (cioè ridurre le attività di raffinazione e concentrare gli investimenti nell'*up-stream*) e ricondurre al minimo ed al più breve termine l'immobilizzo di capitali (che si traduce nel tenere le scorte³⁶ ad un livello correlato alla funzionalità degli impianti di lavorazione).

È facile rendersi conto che in posizione di debolezza è la raffinazione europea, che deve approvvigionare in tempo utile per essere sicura di potere esportare i prodotti e mantenere così le sue quote di mercato internazionale.

Si è già accennato al fatto che, tra i fondamentali del mercato, l'ammontare delle scorte, ma anche altre considerazioni come la loro concentrazione nelle diverse aree geopolitiche e la loro allocazione rispetto ai centri di raffinazione, possano giocare un ruolo ambiguo ai fini della formazione dei prezzi sul mercato.

Secondo uno studio³⁷ condotto recentemente sullo stoccaggio strategico in 50 Paesi appartenenti all'area UE-AIE e OCSE da *Energy Market Consultants Ltd.* (EMC, London), un volume di circa 1,4 miliardi di barili di greggio è potenzialmente disponibile per affrontare eventuali scenari di interruzioni o riduzioni di forniture sul mercato mondiale (di questi, un po' meno della metà sono detenuti negli Stati Uniti).

³³ Si ricorda che le scorte strategiche dei paesi industrializzati dell'area OCSE (Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico) a fine settembre 2002 ammontavano a 895 milioni di barili (corrispondenti a 55 giorni di copertura dei consumi al livello prevedibile per la stagione invernale). Vedi "Stocks" in OGI, September 23, 2002 (pg. 5).

³⁴ Le importazioni Usa hanno raggiunto gli 11,6 milioni b/g nel mese di luglio (Oil and Gas Journal- August 25, 2003- pg.40), un livello particolarmente alto per la stagione, nel quale è possibile leggere una sensibile incidenza della diversione a favore della ricostituzione delle scorte. Se ne trova conferma nella comunicazione EIA (*Energy Information Administration*) di fine settembre (Staffetta Quotidiana del 10 ottobre 2003, pg. 6).

³⁵ I confini del sistema saranno certamente più larghi a partire dagli anni in cui saranno attive le interconnessioni via *pipeline* dalla Russia, via Kazakhstan/Afghanistan, all'Oceano Indiano e dall'Eurasia al Giappone ed al Sud-Est asiatico.

³⁶ Si veda anche par. 3.1.3.1 (Prezzi del greggio).

³⁷ S. Fletcher: "Study sees mixed rules for oil in storage worldwide", OGI/ March 24, 2003.

Accanto alle riserve strategiche controllate dai governi, l'EMC stima separatamente in 700 milioni di barili gli *stock* minimi obbligatori tenuti dalle compagnie petrolifere in Europa, in Giappone e Corea del Sud, secondo le direttive dell'UE e della AIE³⁸.

A livello nazionale, il Ministero delle Attività Produttive (MAP) ha dato attuazione all'art. 5 del DL 328/98, volto ad assicurare a tutti gli operatori la massima informazione sulle capacità disponibili per il transito di soggetti terzi e sulle condizioni di accesso, con l'emanazione del decreto del 7 gennaio 2003 (criteri per la individuazione delle capacità disponibili e modalità di collaborazione con l'Agenzia nazionale delle scorte, di cui è ancora in corso di precisazione il Regolamento operativo).

3.1.5.2 Raffinazione

Le incertezze del mercato nel corso della lunga stagione che ha preceduto il conflitto in Iraq si sono trasmesse ai margini di raffinazione esaltandone le oscillazioni nelle più importanti aree di raffinazione mondiale, tra le quali il Mediterraneo, Singapore e Rotterdam³⁹.

Se si guarda ai fondamentali del mercato dei prodotti in Italia, sul versante della domanda si osserva che la vendita in aumento di gasolio (+6,4% nel 2002, per 25,8 miliardi di litri) è la componente che ha più consistentemente contribuito all'aumento della domanda di carburanti per autotrazione, compensando la caduta dei consumi di benzina (-2,7%) che hanno toccato i 21,7 miliardi di litri.

Anche la domanda di olio combustibile, nei primi quattro mesi del 2003, si è ridotta in modo significativo (-32%) dopo una breve interruzione del *trend* nel 2002, e si prevede che possa attestarsi intorno ad un massimo di 13 milioni di tonnellate alla fine dell'anno in coerenza con la previsione che lo vede dimezzato entro il 2010.

Nel settore della raffinazione, quindi, non può ancora considerarsi chiusa o attenuata la campagna di adeguamento degli impianti ai vincoli di natura ambientale e strutturale, che rappresentano il motore di un processo evolutivo, nel quadro della domanda complessiva, che si sposta sempre di più a favore dell'autotrazione e, all'interno di questa, verso un nuovo equilibrio tra gasolio e benzine⁴⁰.

Nel corso del 2002 non si sono registrate significative variazioni nella capacità dei principali impianti di raffinazione italiani (tabella 3.11).

³⁸ Le scorte cumulative dei paesi membri (26), governative e private, sono equivalenti secondo l'AIE (20 febbraio 2003) a 115 giorni di importazione netta al livello di 25 milioni b/g.

³⁹ M. Radler: "Oil markets heading into period of heightened uncertainty", OGJ/ March 24, 2003.

⁴⁰ Il gasolio si conferma come il prodotto con le maggiori potenzialità di crescita, determinata quest'ultima da un processo accelerato di passaggio ai motori diesel nell'autotrazione. Non è previsto, però, che il numero delle vetture *diesel* superi quello delle vetture a benzina prima del 2015. *Notizie Petrolifere*, aprile 2003 (pg. 4).

Tabella 3.11 - Le lavorazioni delle raffinerie (Migliaia di tonnellate)

	2001		2002 (*)	
MATERIA PRIMA LAVORATA				
Greggio nazionale	3.898		4.727	
Greggio estero	81.242		83.422	
Semilavorati	11.517		12.987	
Additivi/ossigenati	468		553	
Totale	99.302		99.509	
	Quantità	%	Quantità	%
PRODOTTI OTTENUTI				
Gpl	2.378	2,4	2.350	2,4
Benzina auto	20.154	20,3	20.423	20,5
- di cui senza piombo	15.967	16,1	19.442	19,5
Virgin naphta	3.077	3,1	3.366	3,4
Petrolio	1.063	1,1	1.260	1,3
Carboturbo	2.971	3,0	2.830	2,8
Gasolio	36.084	36,3	36.973	37,1
Olio combustibile totale	13.186	13,3	12.127	12,2
- di cui Btz	4.706	4,7	5.346	5,4
Lubrificanti	1.250	1,3	1.331	1,3
Bitume	2.924	2,9	2.959	3,0
Altri prodotti	1.820	1,8	1.792	1,8
Semilavorati	4.535	4,6	4.371	4,4
Consumi e perdite	9.860	9,9	9.727	9,8
Totale	99.302	100,0	99.509	100,0

(*) Dati provvisori

Fonte: Unione Petrolifera su dati MAP e ISTAT

Anche la capacità effettiva tecnico-bilanciata⁴¹ nel suo insieme è rimasta invariata a 100,2 milioni di tonnellate.

Le lavorazioni complessive nel 2002 ammontano a 95,3 milioni di tonnellate (-0,4% rispetto al 2001), assolate nel pieno utilizzo degli impianti.

C'è stata una contenuta riduzione nella lavorazione del greggio (-1,6%), indotta dall'andamento dei prezzi internazionali, che hanno invece orientato le scelte in direzione del trattamento di semilavorati (+12% circa).

Sono risultate in diminuzione le lavorazioni per conto di committente estero (-5,5%).

Il piano degli investimenti nel quadriennio 2003-06 presenta elementi di continuità con la linea strategica assunta in quello precedente: da 2,4 miliardi di euro investiti nella raffinazione nel periodo 1999-2002 (su un totale di 4,3 miliardi investiti complessivamente nel *down-stream*), si è passati ai 2,3 del quadriennio successivo (su un totale previsto di 4,7 miliardi di euro).

Nel contesto del quadriennio 1999-2002, quest'ultimo anno ha visto affluire investimenti nel *down-stream* per circa 990 milioni di euro, ripartiti tra 430 miliardi nella raffinazione e oltre 500 nella distribuzione.

Il 50% degli investimenti nella raffinazione è stato indirizzato verso finalità ambientali (qualità dei prodotti e riduzione delle emissioni), mentre il 90% di quello destinato al settore della distribuzione ha coperto le spese di ammodernamento della rete e di adempimento ai vincoli di carattere ambientale (installazione dei sistemi di recupero vapori nelle raffinerie e nei depositi).

Con il 1° gennaio 2003 hanno avuto attuazione alcune modifiche nelle strutture organizzative e negli schemi operativi dei vari gruppi che concorrono all'offerta petrolifera sul mercato nazionale, tra le quali si può citare:

⁴¹ Affidata a impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzina e gasolio secondo specifica.

- l'atto di fusione di Agip Petroli in Eni, che ha reso operativa dal 1° gennaio 2003 la Divisione Refining & Marketing;
- la ricostituzione della IP Srl come compagnia autonoma. Controllata al 100% da Eni tramite la Div. Refining & Marketing, la IP opera nella distribuzione con 3.000 stazioni di servizio ed una quota compresa tra il 7 e l'8% del mercato italiano.
- l'intero complesso di raffinazione del gruppo Eni presente a Gela in Sicilia è stato trasferito alla Società Raffineria di Gela Srl a partire dal 1° gennaio 2003;
- l'Agip Petroli ha ceduto 195 punti vendita in Italia alla TotalFinaElf in cambio della cessione di impianti in Spagna.

3.1.5.3 Rete distribuzione carburanti

Sono ancora molti gli adempimenti irrisolti sul percorso intrapreso per la razionalizzazione del settore distribuzione e delle strutture al suo servizio.

La definizione dei criteri di intervento sulla rete di distribuzione ha intanto compiuto qualche passo in direzione della omogeneizzazione, dal momento in cui nel corso del 2002 le Regioni si sono progressivamente applicate a rivedere le normative regionali esistenti alla luce delle "Linee Guida per l'ammodernamento del sistema distributivo dei carburanti" emanate con DM del 31 ottobre 2001 (Piano Marzano).

Solo alcune Regioni hanno portato a termine il processo di revisione, mentre altre stanno procedendo all'adeguamento alle Linee Guida attraverso le più diverse modalità, dall'adozione di un regolamento alla emanazione di atti legislativi.

In molte Regioni continua a prevalere una diffusa resistenza all'apertura alla vendita di prodotti diversi dai carburanti e oli minerali (come giornali e bevande), anche se formalmente è rispettata l'indicazione di fare riferimento agli *standard* europei. Permane inoltre un atteggiamento di preclusione nei riguardi della liberalizzazione degli orari (nonostante le indicazioni al riguardo del DL 114/98).

Non ancora installato l'Osservatorio statistico coordinato tra le Regioni, preposto alla realizzazione di una banca dati sulla distribuzione regionale dei punti vendita (PV), che consenta di avere una visione d'insieme dello stato delle attività e della evoluzione del sistema.

Le compagnie petrolifere avevano già chiuso a fine 2002 circa 1200 PV, nel rispetto del programma sul quale si erano impegnati, cui ha corrisposto sul fronte dei "titolari convenzionati" il magro risultato della chiusura di circa il 17% dei PV programmati per la chiusura.

L'assegnazione dei servizi di distribuzione di carburanti e di ristorazione da parte della Società Autostrade, sulla base della Convenzione Anas-Autostrade e delle prescrizioni dell'Autorità Garante della Concorrenza, richiede la risoluzione delle problematiche che si vanno evidenziando sul terreno della compatibilità tra gli oneri imposti dalle nuove procedure e l'obiettivo della competitività sul mercato insieme ai maggiori benefici per gli utenti.

Al riguardo sono ancora in corso i negoziati tra i Ministeri interessati (Attività Produttive e Infrastrutture&Trasporti) e la Soc. Autostrade, l'Unione Petrolifera, l'ANAS, l'AISCAT.

Il Piano volontario di ristrutturazione della rete, avviato dalle compagnie petrolifere con l'approvazione dell'Autorità Garante per la Concorrenza (luglio 2001)⁴², è pertanto ancora lontano da una piena realizzazione, soprattutto a causa dello scarso interesse dei terzi convenzionati (operatori non petroliferi) alla partecipazione alle procedure di offerta di PV (su 210 PV offerti,

⁴² La figura istituzionale preposta alla gestione del Piano (Advisor) fornisce periodicamente informazioni sullo stato di avanzamento all'Antitrust e all'Unione Petrolifera.

Tra le segnalazioni trasmesse, assumono rilievo l'esposizione corretta dei prezzi nei punti vendita e la messa a norma dei dispositivi di misura in servizio presso le attrezzature di erogazione dei carburanti. Quest'ultimo tema è in attesa di regolazione generale in connessione con l'approntamento da parte del MAP di un Codice di metrologia legale.

soltanto un terzo è stato aggiudicato ai terzi che, tra l'altro, sono pur sempre operatori petroliferi anche se "indipendenti").

3.1.6 Trasporti marittimi

Nei primi sei mesi del 2003 il Parlamento europeo e la Commissione hanno messo in atto decisioni che rivestono la massima importanza per il rinnovamento strutturale del naviglio commerciale e per la gestione ed il controllo del traffico marittimo nelle acque europee e, in particolare, del Mediterraneo.

Il rilievo che il nuovo ordinamento assume per la sicurezza della navigazione non sta tanto nel carattere innovativo delle disposizioni di legge, peraltro già inquadrate in una sequenza temporale predisposta dall'IMO (*International Maritime Organisation*, Organismo delle Nazioni Unite preposto al settore marittimo) e la cui piena attuazione era prevista in tempi distesi fino al 2015, quanto per la determinazione con cui sono stati accorciati i tempi previsti per le fasi del processo di ristrutturazione della flotta.

Come è noto, il verificarsi con frequenza dei versamenti di idrocarburi a mare - le cosiddette maree nere - è collegato ad una varietà di specifiche cause immediate, ma dipende fondamentalmente dalla dimensione del traffico petrolifero.

Complessivamente, le maree nere accidentali nel trasporto marittimo possono essere stimate intorno alle 300.000 tonnellate annue. La loro frequenza presenta una forte correlazione statistica, oltre che con l'aumento del traffico petrolifero, anche con l'età media della flotta petroliera, la stazza e la bandiera battuta dalle navi.

Si deve però precisare che, per quanto rilevanti, i versamenti dovuti ad incidenti rappresentano una piccola quota del totale degli scarichi a mare di petrolio: meno di 1/4 degli *spill* complessivi è accidentale; il resto è determinato da operazioni di *routine*, in particolare dallo zavorramento e dal lavaggio delle cisterne.

3.1.6.1 Il quadro normativo di riferimento

Sul quadro normativo, costituito dalle convenzioni internazionali quali in particolare la MARPOL, possono farsi alcune considerazioni generali: esistono limiti nelle norme, mancate adesioni, e inadeguatezza degli strumenti di attuazione e controllo (figura 3.3).

Le modifiche apportate dall'IMO nel 2001 e nel 2002 alle regole della convenzione MARPOL hanno reso più stringenti alcuni criteri di sicurezza, ma non modificano la sostanza di queste osservazioni.

E non sono certamente mancati nel corso degli ultimi tre anni interventi innovativi volti a potenziare la capacità di prevenzione, di controllo e di intervento, sia a livello nazionale⁴³ che internazionale, in particolare europeo⁴⁴.

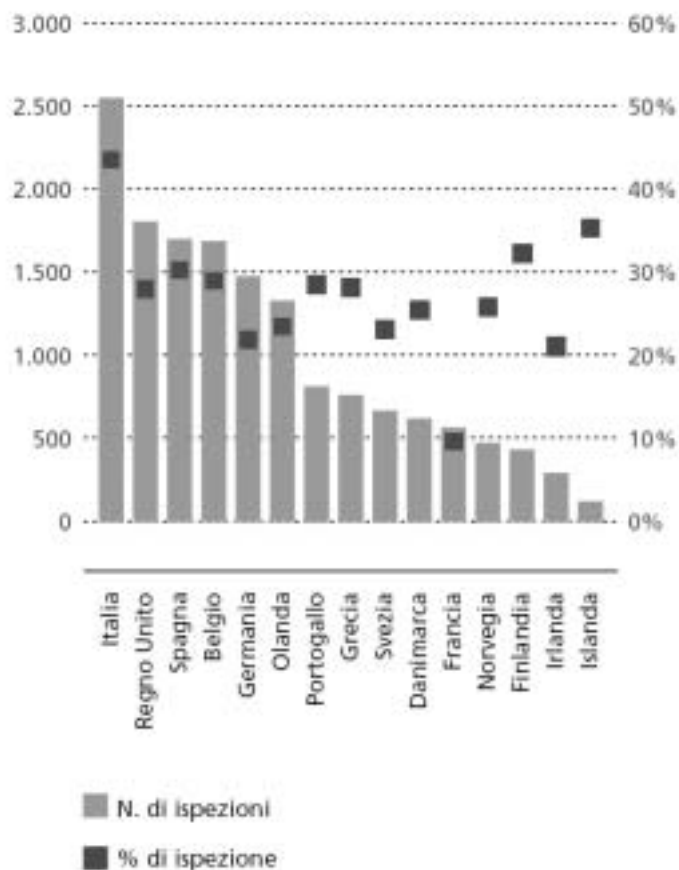
Dopo l'incidente della *Prestige*, Francia e Spagna avevano chiuso unilateralmente e con effetto immediato le loro acque territoriali alle navi a scafo singolo, mentre il Consiglio dei Capi di Stato dei Paesi membri dell'UE ha approvato una prima mozione unanime dei Ministri dei Trasporti che accorciava i tempi per la messa al bando del naviglio monoscafo.

⁴³ La chiusura della laguna veneta ai *tanker* non provvisti di doppio scafo (con l'eccezione delle piccole imbarcazioni inferiori a 5 mila tonnellate di stazza lorda), disposta con atto autonomo del Ministero dell'Ambiente entrato in vigore il 15 febbraio 2001; l'iniziativa volontaria delle Compagnie aderenti all'Unione Petrolifera di impegnarsi a non far transitare le petroliere proprie o noleggate, cariche o in zavorra, per le Bocche di Bonifacio; l'Accordo volontario sulla sicurezza della navigazione nei porti e nelle acque territoriali italiane.

⁴⁴ Tra le iniziative europee, va ricordato il Regolamento (CE) n. 417/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18.2.2002 sulla introduzione accelerata delle norme in materia di doppio scafo.

Figura 3.3

Europa - Ispezioni realizzate dagli Stati membri dell'UE nel 2001 ai sensi del controllo da parte dello Stato di approdo



Fonte: Commissione UE

Il 4 giugno 2003 il Parlamento europeo ha approvato⁴⁵, senza importanti modifiche, la proposte della Commissione volta ad accelerare la dismissione delle petroliere a scafo singolo e il divieto di trasportare prodotti petroliferi pesanti nello stesso tipo di *tanker*.

In particolare le navi costruite prima del 1982 (considerate le più pericolose) vengono bandite al raggiungimento dell'età di 23 anni, anziché di 28 come finora previsto (cioè immediatamente per le navi più vecchie, e entro il 2005 per le navi più recenti). Per le altre categorie di grandi *tanker* (oltre 250.000 dwt⁴⁶) a singolo scafo è prevista la messa in mora entro il 2010, con un calendario più stringente di quello in vigore. Resta la questione delle petroliere di piccola dimensione, utilizzate soprattutto per le isole, per le quali sono previste regole diverse e meno rigide.

⁴⁵ L'approvazione è avvenuta in prima lettura, con una maggioranza schiacciante (501 voti a favore; 5 contrari, 14 astenuti).

⁴⁶ Tonnellate di stazza lorda (*dead weight tons*).

L'attuazione delle norme europee è attualmente in corso, e non sono del tutto assenti problemi nell'applicazione contemporanea e omogenea in tutti i Paesi membri, condizione necessaria affinché non ne sia limitata l'efficacia.

Le navi cisterna utilizzate dalle compagnie petrolifere italiane operano con *standard* di sicurezza anche al di là del rispetto delle norme vigenti, sia in regime di nolo o equivalente, sia nei pochi casi di naviglio di proprietà. Le nuove regole, già in parte anticipate dagli operatori, non dovrebbero verosimilmente cambiare la situazione, né creare problemi.

Tuttavia è viva tra gli operatori qualche preoccupazione per quanto concerne quella parte consistente del traffico marittimo petrolifero costituito da cabotaggio insulare, che è soggetto ad un regime speciale e che interessa, in particolare, Sicilia e Sardegna⁴⁷ (tabella 3.12).

Tabella 3.12 - La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti

Porti	1983	1993	1998	1999	2000	2001	2002
Augusta (Siracusa)	10.600	13.510	14.440	13.450	14.200	13.030	13.610
Cagliari	8.800	12.400	12.615	13.070	13.200	12.190	12.960
Falconara (Ancona)	2.800	2.785	3.410	3.365	3.300	3.650	3.540
Fiumicino (Roma)	3.000	3.480	3.840	3.280	3.580	3.750	3.510
Gela (Caltanissetta)	1.900	3.840	3.200	2.740	2.590	2.690	1.240
Genova - Multedo (*)	22.000	19.565	12.800	13.380	14.160	14.020	14.890
La Spezia	1.050	125	-	-	-	-	-
Livorno	3.900	3.865	4.090	3.770	3.710	3.970	3.940
Milazzo (Messina)	1.200	4.100	7.320	6.450	6.910	6.290	6.400
Napoli	3.650	2.670	-	-	-	-	-
Ravenna	1.400	205	245	70	60	70	30
Savona - Vado Ligure	4.500	5.805	6.590	6.835	6.490	7.010	7.020
Priolo (Siracusa)	6.300	7.425	9.730	8.780	8.850	9.750	9.520
Taranto	3.200	3.690	3.510	2.000	2.510	3.120	1.020
Trieste (1)	20.300	27.100	35.600	33.070	34.520	35.620	34.870
Venezia Porto Marghera	1.400	5.375	6.380	5.340	5.600	5.750	5.680
Totale	99.000	116.000	123.800	116.200	119.700	120.910	118.230

(*) Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto CEL fino al 1996 (dal 1997 chiuso il tratto Genova-Ingolstadt)

(*) Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto TAL

Fonte: Unione Petroliera

⁴⁷ Ci si riferisce al complesso di raffinerie insulari che devono essere rifornite di greggio via mare: in particolare alle raffinerie di Milazzo, Augusta, Priolo e Gela in Sicilia, e alla raffineria di Cagliari-Sarroch in Sardegna. Quello insulare costituisce una quota importante dell'insieme del traffico petrolifero marittimo italiano.

3.2 IL GAS NATURALE

Il 1° gennaio 2003 si è conclusa la sequenza degli adempimenti previsti dall'ordinamento nazionale (legge 14 novembre 1995, n.481 e DL 23 maggio 2000, n. 164) per l'attuazione della Direttiva europea 98/30/CE e per la piena apertura del mercato del gas naturale alla concorrenza.

L'istituzione di un Organismo di regolazione indipendente (Autorità per l'energia elettrica e il gas, AEEG) è stato un fattore fondamentale nel conseguimento di tale obiettivo, accompagnando questa le fasi di graduale liberalizzazione del mercato, sia nel garantire e disciplinare il libero accesso alle diverse componenti infrastrutturali della filiera gas condizionate da posizioni storiche dominanti (trasporto, distribuzione, stoccaggio), sia nel garantire e consolidare condizioni al contorno favorevoli alla concorrenza anche sul versante delle attività di importazione e vendita di gas naturale (potenzialmente predisposte alla concorrenza), essendo la fase della produzione già aperta al libero accesso (DL 29 dicembre 1965, n. 625).

L'accesso regolato⁴⁸ alle infrastrutture essenziali è il problema di base in un sistema di movimentazione (trasporto e stoccaggio) della risorsa energetica caratterizzato da capacità limitata, dato che l'attività di regolazione è chiamata a stabilire priorità di accesso basate su principi di neutralità, che consentano ai nuovi entranti di affermarsi, liberi da penalizzazioni e strozzature, nell'esercizio delle operazioni di importazione e vendita.

È proprio sul terreno delle infrastrutture, in particolare sul versante dell'approvvigionamento estero, che la permanenza di strozzature e vincoli strutturali impedisce la piena affermazione della concorrenza. Non secondario è, inoltre, l'aspetto degli investimenti, la ricerca dei quali sul mercato finanziario deve misurarsi con diversi vincoli strutturali intrinseci al vecchio regime mono ovvero duo-polistico del mercato o posti al suo contorno. Tra questi è da menzionare il fatto che in Italia l'approvvigionamento di gas naturale si basi soprattutto sulle importazioni, il cui afflusso è condizionato sia da vincoli di capacità fisica sui gasdotti internazionali, che da un numero limitato di porte di accesso; in secondo luogo, il regime tuttora dominante dei contratti a lungo termine (*take or pay*) e, infine, il fatto che la produzione nazionale è quasi per intero conferita ad un'impresa dominante.

L'apertura effettiva del mercato sul lato della domanda (dal 1° gennaio 2003 qualunque utente, anche residenziale, può scegliere il suo fornitore di gas sulla rete di distribuzione esistente) non costituisce da sola, pertanto, condizione sufficiente per una effettiva liberalizzazione del mercato.

È essenziale, anche perché confermato dalle esperienze di liberalizzazione del mercato di Paesi importatori, che la concorrenza si dispieghi nel modo più ampio possibile sul lato dell'offerta.

I caratteri, fin qui sommariamente descritti, di parziale raggiungimento degli obiettivi a livello nazionale trovano riscontro nelle considerazioni svolte nel secondo *Progress Report* sullo stato di attuazione delle direttive energetiche nei paesi dell'UE⁴⁹. Al di là delle asimmetrie e disomogeneità tra i differenti paesi dell'Unione (tabella 3.13), i tratti comuni riguardano, oltre al minor grado di attuazione del processo di liberalizzazione del settore del gas rispetto a quello elettrico, soprattutto:

- esiguità del volume di transazioni commerciali a causa della mancanza di offerta nei mercati riguardo alla capacità disponibile nelle infrastrutture ed alle procedure di allocazione della capacità disponibile;
- concentrazione della produzione e dell'importazione di gas in un numero ristretto di operatori e lento sviluppo dei centri di scambio commerciale (*hub*)⁵⁰ fisici e virtuali;

⁴⁸ In relazione alla opzione tra accesso regolato e negoziato, offerta dalla prima direttiva europea, l'Italia ha scelto l'indirizzo della regolazione sia per il trasporto che per lo stoccaggio del gas.

⁴⁹ "Second Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Markets"- Commission Staff Working Paper 01/10/2002, SEC (2002) 1038. che la Commissione ha allestito per il Consiglio europeo di primavera (2003).

⁵⁰ Uno *hub* è, per definizione, un punto di trasferimento fisico di gas naturale da diversi gasdotti ad un impianto centrale dal quale questo viene reimmesso, una volta qualificato come composizione e potere calorifico, in un sistema di *pipeline* che lo rinvia in varie direzioni. Council of European Energy Regulators (CEER): "The development of gas hubs and trading centres in Europe", settembre 2003.

- tariffe di trasmissione che non riflettono la struttura dei costi e che, già solo per questa ragione, creano disparità nei regimi di accesso ai diversi mercati, oltre che barriere alla concorrenza e sovvenzioni occulte.

Tabella 3.13 - Struttura del mercato della produzione e della importazione del gas

	Numero di società con almeno il 5% del gas disponibile nel 2001	Quota percentuale del gas disponibile controllata dalla maggiore società	Programmi di cessione obbligatoria del contratti	Capacità di importazione da altri stati membri G(m ³)	Esistenza di un HUB
Austria	3	80	no	n.d.	(sì)
Belgio	5	n.d.	no	34,7	(sì)
Danimarca	2	90	no	n.d.	no
Francia	2	90	no	46,0	no
Germania	5	54	programmati	90,7	(sì)
Irlanda	3	n.d.	no	9,1	no
Italia	5	75	sì	27,3	no
Lussemburgo	1	100	no	n.d.	no
Olanda	4	80	no	38,5	(sì)
Regno Unito	5	≈50	sì	8,8	sì
Spagna	3	57	sì	2,3	no
Svezia	1	100	no	n.d.	no

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038

Le principali differenze tra Paesi membri, nel processo di attuazione delle direttive, riguardano invece:

- i tempi previsti per l'apertura del mercato finale;
- la regolazione e le tariffe di accesso alla rete;
- il grado di concorrenza sul lato dell'offerta;
- gli obblighi di servizio pubblico.

Abbastanza contraddittorio rispetto all'impostazione del *Progress Report* risulta, peraltro, il comportamento delle autorità non solo nazionali, ma anche comunitarie, nei riguardi di fusioni ed acquisizioni di notevoli dimensioni autorizzate nei Paesi membri, nonostante che in entrambe le due specie si configuri palesemente l'incompatibilità tra integrazione verticale nei segmenti del trasporto e dell'approvvigionamento internazionali e l'affermazione della concorrenza sul mercato. Sono i casi noti della acquisizione da parte di Ruhrgas, Gaz de France e Gazprom del 49% della società di trasporto slovacca SPP (il 75% del gas russo destinato al mercato europeo passa per la Slovacchia) e la fusione tra E.on e Ruhrgas.

3.2.1 Riserve nazionali e produzione

Per ciò che riguarda le riserve coltivabili di gas naturale - che per gli anni 2001 e 2002 sono state stimate dall'UNMIG soltanto approssimativamente in circa 217 miliardi m³ standard - si deve ricordare che nel 1991 le riserve estraibili di gas erano valutate in circa 370 miliardi m³ standard e che, pertanto, nell'arco di 12 anni si è avuta una significativa contrazione di oltre il 40%. Le riserve di gas sono ubicate per circa il 70% in mare e, in particolare, la zona "A" dell'Adriatico settentrionale ne ospita circa il 48% (figura 3.1).

Per quanto concerne la produzione nel 2002, si registra per il gas naturale il dato di 14,940 miliardi m³ standard (-4% rispetto al 2001). La flessione della produzione gasifera, ormai in atto dal 1994, anno in cui fu raggiunta la punta di 20,6 miliardi m³ standard, è sostanzialmente da attribuire al progressivo declino produttivo dei campi maturi sia terrestri che marini (tra i quali Porto

Garibaldi, Agostino e Luna) ed alla mancata messa in produzione delle nuove risorse, tra le quali quelle dell'Alto Adriatico.

Per il gas naturale le Regioni più produttive (tabella 3.14) rimangono Puglia, Basilicata, Emilia Romagna, Sicilia, Marche e Abruzzo. In mare la maggiore produzione di gas proviene dalla zona "A" dell'Adriatico che fornisce circa il 66% dell'intera produzione marina la quale, a sua volta rappresenta oltre l'81% dell'intera produzione nazionale.

Tabella 3.14 – Gas naturale: attività di produzione. Consuntivo anni 2002-2001

GAS (Milioni di m³ standard)			
Regione/Zona	Anno 2002	Anno 2001	Variazione % 2002-2001
Abruzzo	128	122	5
Basilicata	708	445	59
Calabria	31	24	29
Emilia Romagna	451	659	-32
Lombardia	57	65	-12
Marche	149	173	-14
Molise	92	116	-21
Piemonte	84	117	-28
Puglia	728	838	-13
Sicilia	358	368	-3
Toscana	3	4	-25
Veneto	4	5	-20
TOTALE Terra	2.793	2.936	-5
Zona A	7.991	8.434	-5
Zona B	2.517	2.479	2
Zona C	5	4	25
Zona D	1.587	1.639	-3
Zona F	47	55	-15
TOTALE Mare	12.147	12.611	-4
TOTALE Generale	14.940	15.547	-4

Fonte: MAP, 2003

Quanto al caso ormai più che decennale dell'Alto Adriatico, con un volume di riserve stimate in 30 miliardi m³ standard, ben noto ed illustrato nelle precedenti edizioni del Rapporto Energia e Ambiente (anni 2001 e 2002), esso rimane un capitolo, sostanzialmente chiuso, del contenzioso storico intorno al problema della subsidenza, un esempio degli effetti distruttivi della divaricazione tra l'adesione di principio alla strategia europea di valorizzazione sostenibile delle risorse ed il particolarismo delle politiche ambientali locali.

Nel frattempo, però, non è mancato qualche successo nella ricerca di idrocarburi (figura 3.1), specie nell'*off-shore*: uno di questi è associato alla importante scoperta fatta dall'Eni/Div. Agip (in *joint-venture* con Edison Gas al 25% e British Gas al 37,5%) nel mare di Sicilia con il pozzo Panda 1 che, sotto un battente d'acqua di 460 metri al largo di Agrigento, ha individuato a 1.800 metri di profondità una formazione mineralizzata a gas. Le prime valutazioni fanno riferimento a riserve coltivabili dell'ordine dei 9-12 miliardi m³ standard, ma è necessario attendere gli esiti di un secondo pozzo esplorativo per avere più sicuri elementi di giudizio.

Sotto l'aspetto della promozione dei fattori che possono concorrere a rivitalizzare l'interesse economico dell'industria estrattiva allo sviluppo di nuovi giacimenti, va ancora ricordato che a questo fine il DL 164/2000⁵¹ contiene la formulazione di precise misure di sostegno alla valorizzazione dei giacimenti marginali di gas attraverso l'impiego di mezzi finanziari che derivano dal prelievo fiscale sull'estrazione di gas naturale e non gravano sul bilancio statale.

⁵¹ DL di liberalizzazione del mercato del gas naturale, in attuazione della direttiva 98/30/CE della UE.

3.2.2 Importazione

Nel 2002 le importazioni di gas naturale sono state di 58,1 mld di m³ standard (pari all'83% circa del fabbisogno nazionale di 69,9 mld di m³ standard), di cui 54,3 mld di m³ standard via gasdotto e 3,6 mld di gas naturale liquefatto (GNL) (tabella 3.15).

Tabella 3.15 - Bilancio del gas naturale nel 2002 (Miliardi di m³; valori basati su un contenuto energetico inferiore del gas pari a 8.250 kcal/m³)

Paesi	Produttori			Grossisti				Vendita finale separata			Vendita finale integrata	Totale
	ENI	EDISON	ALTRI	ENI	ENEL	EDISON	ALTRI	ENI	ENEL	ALTRI		
Produzione nazionale	12,5	1,2	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,3
Importazioni nette	0,4	0,0	0,0	41,2	7,9	4,3	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	58,1
Importazioni dirette	0,4	0,0	0,0	41,2	7,9	2,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	53,1
Vendite Eni alla frontiera	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
Trasferimenti	0,1	0,0	0,0	12,5	7,7	2,0	1,8	8,2	3,3	12,0	8,5	56,0
<i>da Eni</i>	0,0	0,0	0,0	12,5	7,0	0,8	0,5	8,2	1,4	7,0	7,0	44,3
<i>da Enel</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	1,9	0,5	0,3	3,6
<i>da Edison</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,2	0,0	0,0	0,0	1,6	0,4	3,6
<i>da altri</i>	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,5	0,0	0,0	2,9	0,8	4,6
Variazione scorte	-0,1	0,0	0,0	1,4	1,1	-1,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4
Consumi e perdite di rete	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,3	0,2	1,0
Totale risorse	0,4	0,0	0,0	20,3	10,8	5,3	1,9	8,0	3,2	11,7	8,3	70,0
Vendite e consumi finali	0,4	0,0	0,0	20,3	10,8	5,3	1,9	8,0	3,2	11,7	8,3	70,0
Generazione termoelettrica	0,4	0,0	0,0	6,6	10,7	2,7	1,0	0,0	0,1	0,8	0,1	22,5
Grande e media industria	0,0	0,0	0,0	13,5	0,0	2,6	0,9	1,4	0,6	1,6	0,0	21,4
Commercio e piccola industria	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,5	3,9	2,0	8,8
Utenze civili	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	2,0	5,4	5,3	16,7
Altri usi	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,6

Fonte: Dichiarazioni degli operatori

Mentre l'importazione di GNL ha sfruttato tutta la capacità disponibile, il coefficiente medio di utilizzazione della capacità di importazione in condotta, quest'ultima valutata come la quota di capacità nazionale corrispondente alla capacità estera di adduzione al confine, risulta essere dell'80%.

Per i prossimi anni è previsto il potenziamento delle infrastrutture di importazione in relazione ad impegni di forniture già stipulati, in particolare per importazione da Algeria, dalla Federazione russa e per le nuove forniture dalla Libia. Se si tiene conto del potenziamento delle infrastrutture di importazione dal Nord Europa (punto di ingresso di Passo Gries, entrato in funzione alla fine del

2002), considerando un coefficiente di utilizzazione dell'85%, potrà rendersi disponibile una capacità di importazione in gasdotto di circa 85 miliardi m³ standard/anno a partire dal 2008.⁵²

Inoltre è già stata autorizzata la realizzazione di due terminali GNL, uno a Brindisi di 8 miliardi di m³/anno, l'altro a Rovigo di 4 miliardi di m³/anno, per il quale è stata richiesta l'estensione fino a 8 miliardi di m³/anno.

Nel corso degli ultimi due anni il numero dei soggetti importatori si è allargato, facendo registrare, nell'anno termico 2002-2003, nei punti di interconnessione con l'estero 20 importatori.

Si ha tuttavia una forte concentrazione di pochi importatori (tabella 3.16), la maggior parte dei quali si avvantaggia delle vendite fuori dei confini nazionali da parte dell'importatore dominante: le compagnie Edison, Plurigas, Dalmine ed Energia (tutte SpA) hanno conseguito acquisti nel 2002 per 5 miliardi m³ standard (soltanto 1 miliardo m³ standard nel 2001). Le altre importazioni rappresentano solo il 20% del totale: se si esclude ENEL, questa quota si riduce al 6% (era il 5% nel 2001).

Tabella 3.16 - Operatori del settore gas nel 2002 (Milioni di m³)

Importatori	Quantità importate	Esportatori	Quantità esportate	Grossisti ^(A)	Quantità vendute
Eni Gas & Power	41.269	Sonatrach	22.228	Eni Gas & Power	60.744
Enel Trade	7.913	Gazexport	16.945	Enel Trade	15.075
Edison Gas	4.345	Gasunie	4.489	Edison Gas	7.976
Plurigas	2.012	Nigeria LNG	3.471	Plurigas	3.572
Energia	800	ENI Gas & Power	3.062	AEM Trading	1.658
Dalmine Energie	575	LASMO OVERSEAS	1.947	Energia	611
Eni - Div. Agip	354	Promgas	1.673	Dalmine Energie	574
Energas	231	Statoil	1.611	Edison Energia	423
Eos Energia	198	Distrigaz	372	Blu Gas	345
Gaz de France	178	Agip Croatia	354	Eos Energia	316
Energetic Source	90	Gaz de France	313	Utilità	298
E Noi	84	RAG Austria	258	Energas	230
Blu Gas	72	Norsk Hydro Produksjon	226	Gaz de France	203
Altri (7 operatori)	72	Altri (21 operatori)	1.244	Cartiere Burgo	178
				Italcogim Trading	124
				Eurogas	216
				E Noi	100
				Altri (18 operatori)	459
Totale	58.193	Totale	58.193	-	-

(A) I dati includono sia le rivendite tra operatori sia le vendite sul mercato finale

Fonte: Dichiarazioni degli operatori

Attualmente 8 compagnie internazionali, tra cui Sonatrach, Gazprom e Gasunie coprono da sole il 93,9% delle importazioni (54,6 miliardi m³ standard). Il restante 6% (3,6 miliardi) approda in Italia attraverso 29 società e frazionato in partite comprese tra 6 e 800 milioni m³ standard (valore medio pari a 127 milioni m³ standard).

Le vendite sul mercato libero nel 2002 ammontavano a 44,2 miliardi m³ standard, di cui una piccola parte (443 milioni m³ standard) è stata realizzata attraverso 34 Consorzi e 569 utenti finali.

Il mercato dei consorzi è coperto soprattutto da Eni Gas (45%) e da Energia (39%), mentre la quota restante (16%) è stata rifornita da 8 grossisti.

Dal confronto tra i due ultimi anni termici si desume che sono ancora prevalenti i contratti di importazione pluriennale con clausole del tipo *take or pay*, concentrati in termini di durata residua tra 15 e 20 anni (65%) e con durata residua massima in 20 anni.

⁵² AEEG: "Relazione annuale sullo stato dei servizi e dell'attività svolta", 30 aprile 2003.

Dei contratti di importazione in gasdotto attivati nell'anno termico 2001-2002, quelli di durata massima non superiore a 12 mesi (contratti *spot*, ai quali si deve sostanzialmente l'ingresso dei nuovi operatori alla loro prima esperienza nel mercato) hanno coperto un volume di importazione ammonta soltanto a 2 miliardi m³ standard.

Si può anche osservare che il grado di flessibilità dei contratti aumenta con l'aumentare non solo dei volumi contrattuali, ma soprattutto della durata del contratto.

Il riassetto del mercato del gas in Italia interviene su un settore in crescita, i cui consumi è previsto che salgano dagli oltre 70 miliardi di m³ standard di questi ultimi anni a circa 77-78 miliardi nel 2005 ed a 89-99 miliardi nel 2010⁵³, soprattutto a causa della crescente e, per il momento, ragionevole⁵⁴ conversione a gas con ciclo combinato degli impianti di produzione di energia elettrica. Occorre tuttavia tenere presente che tale crescita, considerato il declino della produzione nazionale, avverrà solo mediante l'aumento delle importazioni, che si presume arriveranno a coprire l'87% circa dei consumi nel 2010.

L'espansione delle importazioni è correlata alla sommatoria delle capacità di trasporto in entrata esistenti e di quelle programmate entro il 2010, individuabili rispettivamente in:

- importazioni via gasdotto, per circa 85 miliardi m³ standard/anno, attraverso:
 - il punto di ingresso nord-orientale di Passo Gries
 - il punto d'ingresso di Mazara del Vallo
 - il punto d'ingresso di Tarvisio
 - il punto di ingresso di Gela (Libia)
- importazioni di GNL (Panigaglia), 3,6 miliardi di m³/anno;
- produzione nazionale, per 5 miliardi m³ standard/anno,

per un totale complessivo di circa 91 miliardi m³ standard/anno⁵⁵.

Il quadro infrastrutturale di accesso alla rete nazionale si è, però, arricchito tra il 2001 e il 2003 di vari progetti che riguardano sia terminali di GNL che gasdotti. Tra questi ultimi, un progetto è entrato in fase di realizzazione.

Si tratta del gasdotto *Green Stream* che porterà dalla Libia, partendo da Tripoli con arrivo nei pressi di Gela, 8 miliardi m³ standard, dei quali 4 miliardi da consegnare per contratto a Edison Gas, 2 a Energia (Cir) e 2 a Gaz de France.

Un secondo progetto, non ancora avviato, riguarda un nuovo gasdotto di circa 1.400 km (nel suo intero sviluppo) dall'Algeria, con partenza da El Kala ed arrivo nei pressi di Cagliari, con una prevista diversione in Corsica ed eventuale proseguimento fin sulla costa meridionale francese.

Questo secondo gasdotto algerino (GALSI), il cui progetto è finanziato da Sonatrach (50%), Enel (35%) e Wintershall (15%), è aperto ad una opzione di inserimento a favore di due compagnie (Pregemisa SFIRS) con partecipazione di capitale della Regione Sardegna.

Per quanto riguarda il potenziamento del versante GNL (tabella 3.17), le iniziative in cantiere comprendono:

- tre progetti di terminali dell'Enel in alternativa tra di loro, localizzati in aree industriali dismesse, rispettivamente a Taranto (5-9 miliardi di m³ standard), Vado Ligure (5 miliardi m³ standard) e Muggia (Trieste, 5-9 miliardi m³ standard), tuttora in istruttoria (settembre 2003);

⁵³ Sono previsioni elaborate da AEEG (op.cit.: *Il contesto nazionale* (pg. 105)) secondo due scenari di sviluppo, rispettivamente di bassa crescita del Pil (1,6% medio annuo) e di alta crescita (+2,3 % medio annuo).

⁵⁴ Nella misura in cui la dipendenza dall'approvvigionamento di gas naturale non superi una soglia di criticità da definire, oltre che in relazione agli aspetti negativi impliciti in una scelta monoculturale, anche in relazione alla articolazione geografica e varietà modale dei canali di importazione.

⁵⁵ AEEG, *op.cit*

- un terminale nell'*off-shore* di Rovigo (4 miliardi m³), della Edison Gas, già autorizzato, per il quale è stata richiesta l'estensione fino a 8 miliardi di m³/anno;
- un progetto di terminale a Brindisi della British Gas (8 miliardi m³), già autorizzato (dovrebbe essere realizzato entro il 2007);
- un progetto di terminale *off-shore* al largo di Livorno, tuttora in istruttoria, che si iscrive nella tipologia *off-shore floating terminal* (OFT), in quanto navi adattate alle procedure GNL sulla base di tecnologia posseduta dalla *Moss Maritime*, compagnia norvegese da poco acquisita dalla Saipem del gruppo Eni;
- due progetti di terminali *on-shore* a Lamezia Terme ed a Corigliano Calabro, Calabria, entrambi da 6 a 10 m³ standard; a seguito del parere negativo espresso dalla Regione, è stato presentato un nuovo progetto della stessa capacità nel Comune di S. Ferdinando (Calabria);
- un ulteriore progetto di terminale di GNL nell'area portuale esterna di Gioia Tauro, in prossimità del precedente.

Tabella 3.17 – Italia: Terminali per la rigassificazione del gas naturale liquefatto (GNL in progettazione e in attività)

Località	Tipo	Promotore	Capacità (miliardi mc/anno)
IN PROGETTAZIONE			
Brindisi	Onshore	British Gas-Enel	4-8
Rovigo	Offshore	Edison	4-6
Rosignano (LI)	Onshore	Edison-BP-Solvay	3
Livorno	Onboard (A)	Cross Energy (°)	2
Corigliano C. (CS)	Onshore	Cross Energy (°)	8
Lamezia Terme (CZ)	Onshore	Cross Energy (°)	8
Trieste	Onboard (A)	Cross Energy (°)	2
Taranto	Onshore	Enel (*)	5-9
Vado Ligure (SV)	Onshore	Enel (*)	5
Muggia (TS)	Onshore	Enel (*)	4
Totale in progettazione			45-55
IN ATTIVITÀ			
Panigaglia	Onshore	SNAM Rete Gas	3,5

(A) Strutture *off-shore*, ma non ancorate al fondale marino: possono essere su navi o galleggianti (*floating*)

(°) Falck-Belleli

(*) Progetti attualmente sospesi dall'Enel

I tempi tecnici delle attività autorizzative e cantieristiche sono tali da far escludere il contributo dei terminali in progetto da un bilancio domanda/offerta che abbia un orizzonte temporale anteriore al 2010. Da un sommario calcolo, che mette in conto i due soli progetti autorizzati (di Edison Gas a Rovigo e di BG a Brindisi e un solo progetto tra quelli presentati in alternativa in seconda istanza), risulterebbe possibile l'accesso ad un totale di 88,5 miliardi di m³ di gas attraverso la somma dei gasdotti esistenti e di quelli in progetto, e a 46 miliardi di m³ attraverso i terminali GNL.

3.2.3 Prezzi

Nel corso del 2002 il prezzo del gas non ha quasi risentito della sensibile ripresa delle quotazioni dei combustibili internazionali. Dopo un primo semestre in cui si è registrata una

sequenza di riduzioni, il mese di luglio ha messo in evidenza un incremento dell'indice di quasi un punto percentuale rispetto al mese precedente, ma il provvedimento di blocco tariffario messo in atto dal Governo (DL n. 193 del 4 settembre 2002) ha riportato i rincari a valori molto ridotti, consentendo di chiudere il 2002 con segnale negativo (-5,3%) rispetto al dicembre 2001.

Dai dati in media d'anno, si trae che il prezzo del gas nel 2002 è diminuito di quasi il 5% rispetto al 2001 (la riduzione assume un valore più alto, circa 7%, se valutata in termini reali, dato il contemporaneo aumento dell'indice generale dei prezzi).

L'andamento della tariffa media nazionale, tra il gennaio 2001 e l'aprile 2003, riflette il quadro fin qui descritto e merita un breve commento, anche in relazione al rapporto euro/dollaro ed all'incidenza delle accise.

Come si è detto, al primo semestre 2002, caratterizzato da progressive riduzioni del prezzo del gas naturale, ha fatto seguito una tendenza al rialzo che si è protratta fino all'aprile 2003, in accordo con gli aumenti dei prezzi internazionali del petrolio.

Le quotazioni del Brent, infatti, che nel corso del 2002 avevano fatto registrare un valore medio di 25 \$/b (+2% rispetto al 2001), già nel dicembre 2002 erano salite fino a 28,7 \$/b, superando a gennaio 2003 i 31 \$/b. Nello stesso tempo, l'euro è passato da un cambio di 0,88 dollari a 1,02 \$ (gennaio-dicembre 2002), con un aumento percentuale del 15%.

Anche le accise sulle forniture di gas hanno seguito parallelamente un andamento di complessiva contrazione, grazie a vari provvedimenti, il primo dei quali (novembre 2001) le riconduceva ai livelli del 1999, un successivo decreto (marzo 2002) le bloccava al livello del 1° gennaio 2002 e, infine, un terzo ne confermava il blocco per tutto il 2003.

La tariffa media nazionale del metano è, dunque, il risultato complessivo di una dinamica articolata tra mercato del greggio, rapporto di cambio euro/dollaro e sistema delle accise.

Nell'attuale assenza di condizioni per la concorrenza nella vendita di gas naturale, sia all'ingrosso che al minuto, l'AEEG mantiene il controllo sui prezzi finali ed ha l'obbligo di fissare le tariffe di trasporto e di stoccaggio⁵⁶, nell'intesa che la concorrenza verrà a sostituire la regolazione delle tariffe. Anche il settore dei servizi pubblici offerti in condizioni di monopolio locale, come la distribuzione del gas a bassa pressione, rientra in quanto detto con la particolarità che, in questo caso, le imprese sono molto numerose e si trovano a fornire lo stesso servizio in condizioni pressoché analoghe.

I criteri generali per la costruzione e l'aggiornamento delle tariffe sono stabiliti sulla base del principio della remunerazione dei costi e dell'efficienza produttiva nell'uso delle risorse da parte dell'impresa⁵⁷. Sia nella fissazione delle tariffe che nel loro aggiornamento, il principio guida della regolazione è che nell'accertamento dei costi non si possa prescindere dal conseguimento di un dato livello di efficienza, espresso dal tasso annuale di variazione della produttività dei fattori.

Alle tariffe del gas naturale concorrono tre componenti fondamentali: una relativa al costo della materia prima (compresi i costi di importazione e commercializzazione del gas naturale dall'estero), una riguardante i costi fissi (trasporto, stoccaggio, distribuzione e vendita) e, infine, quella relativa alle imposte.

L'ultima componente è particolarmente incisiva nel caso del gas naturale, in particolare nel comparto dei consumi domestici (in media, il 45% circa della tariffa) ed è comprensiva delle imposte di consumo, delle addizionali regionali e dell'imposta sul valore aggiunto (IVA).

La componente materia prima ha inciso sulla tariffa media⁵⁸ in vigore alla fine del 2002 per il 21,5% e per il 23,8% nel secondo trimestre del 2003, essendo il prezzo del gas naturale correlato all'andamento del mercato del greggio e dei prodotti petroliferi, secondo particolari clausole di indicizzazione che fanno parte integrante dei contratti internazionali di importazione. L'AEEG ha

⁵⁶ Anche se quest'ultimo settore non è caratterizzato strutturalmente da monopolio naturale, com'è il caso dei trasporti, ma soltanto da un monopolio di fatto.

⁵⁷ AEEG: "Relazione annuale sullo stato dei servizi e dell'attività svolta", 30 aprile 2003 (op.cit. Cap. 5, pg. 202 e seg.).

⁵⁸ La base imponibile dell'IVA comprende le altre due imposte (regionale e di consumo), la prima delle quali varia su base regionale, per cui è corretto fare riferimento ad una tariffa media nel caso generale (nazionale). Ne discende anche che la regolazione è ininfluente su quasi il 50% del prezzo finale del gas, dipendendo quest'ultimo dalla politica fiscale.

dovuto adottare per suo conto un criterio di indicizzazione, in sostituzione dell'ancoraggio al prezzo del gasolio inizialmente in vigore nel 1998, facendo riferimento in un primo tempo (1999) ad un paniere composto dai prezzi del gasolio, di alcuni greggi e dell'olio combustibile e successivamente, a partire dal gennaio 2003, stabilendo nuove regole, finalizzate anche a smussare gli effetti del mercato del petrolio sull'andamento dell'inflazione⁵⁹. A questo ultimo proposito, si tenga conto del fatto che, dal 1998 alla metà del 2003, la componente del prezzo relativa al costo della materia prima è aumentata del 66% (del 44%, se ci si riferisce alla fine del 2002).

La componente relativa ai costi fissi, che ha inciso per il 32% nel primo semestre del 2003 (33,2% a fine 2002), ha seguito a partire dal 1998 una riduzione complessiva del 6%, dopo che l'AEEG ha accertato che i costi dei servizi di trasporto in metanodotto e stoccaggio in giacimento (pari al 45% del costo fisso/m³ standard) e del bilanciamento e vendita all'ingrosso (il 55% del costo fisso) pagati alla SNAM SpA erano del 12% più alti delle stime più cautelative riportate nei libri contabili della stessa Compagnia.

La riduzione nel prezzo finale è stata di 1,22 centesimi di euro/m³ standard, a partire dal gennaio 2000. In generale, la riformulazione delle tariffe secondo criteri di "costo efficiente" produce a valle prezzi più bassi per gli utenti finali e riduce i costi delle imprese, ma è soltanto la concorrenza che consente di trasferire la riduzione dei costi in abbassamenti dei prezzi per i consumatori.

3.2.4 Tecnologie

Il Mediterraneo accoglie già da tempo applicazioni tecnologiche d'avanguardia nella realizzazione e nell'esercizio di linee di trasmissione di gas naturale a grande distanza, prima tra queste, il sistema TransMed (tre linee da ND 20" e due da ND 26"), realizzato trent'anni or sono. Tra i gasdotti sottomarini in via di realizzazione o di progettazione, si può citare il collegamento della Libia alla Sicilia, la cui installazione avrà inizio entro il 2003, la linea Algeria-Spagna il cui progetto è in corso di ultimazione e, infine, il gasdotto Galsi di collegamento tra Algeria e Sardegna.

Si ricorda che nella realizzazione del TransMed, l'apporto delle nuove tecnologie fu fondamentale per superare tutte le difficoltà della posa in opera, a più di 600 metri di profondità e sui fondali irregolari e accidentati del Canale di Sicilia, le precedenti esperienze essendo quelle del Golfo del Messico e del Golfo Persico su fondali piatti e bassi battenti.

Oggi come allora, l'elemento di criticità che condiziona la valorizzazione delle risorse di gas naturale sta nella distanza tra le aree di produzione e i mercati. Le tecnologie di trasmissione del gas a grande distanza non si sono esercitate soltanto sul trasporto in condotta, ma si sono ampiamente diversificate in funzione dell'obiettivo, aprendo nuove modalità di trasporto in alternativa.

La maturità commerciale delle diverse tecnologie GNL (gas naturale liquefatto), GTL (*gas to liquids*), Gpl (gas di petrolio liquefatto), GNC (gas naturale compresso) si applica correntemente alle diverse scale del trasporto (flusso volumetrico e distanza), aprendo in particolare l'accesso ad ingenti insediamenti di riserve di gas in aree remote e di difficile accesso⁶⁰ e, in generale, fornendo un ventaglio di soluzioni tecnico-economiche al collegamento con i mercati a grande e media distanza.

Se si guarda in particolare ai gasdotti sottomarini si può osservare che il risultato più visibile dello sviluppo tecnologico è stato il conseguimento sia della capacità di realizzare in acque sempre più profonde la trasmissione di consistenti portate di idrocarburi (dell'ordine di grandezza di milioni di b/g di olio o di miliardi di m³ standard/anno di gas), anche in considerazione della ridotta vulnerabilità⁶¹ dei gasdotti alla instabilità politica delle aree attraversate, sia della capacità di

⁵⁹ La periodicità dell'aggiornamento diventa trimestrale; il calcolo delle variazioni viene eseguito sulla media dei prezzi internazionali del greggio degli ultimi 9 mesi; viene mantenuta al 5% la soglia di invarianza.

⁶⁰ Le promesse di affermazione delle tecnologie che si applicano agli idrati ed al loro trasporto e che, pure, aprono interessanti prospettive sull'accesso a giganteschi accumuli di risorse, si pongono su un orizzonte temporale ancora lontano.

⁶¹ "Oil and Gas Security": OGI/ June 23, 2003. Vedi anche: N. Adams: "Terrorism & Oil", PennWell Co. Publ., Tulsa (2003)

monitoraggio, intervento per manutenzione e riparazioni con mezzi comandati a distanza e pienamente affidabili.

L'80% dei progetti in corso tra il 2002 ed il 2003 riguarda lo sviluppo di linee di trasporto in acque profonde fino a 3.000 metri e più, un versante della progettazione in cui è massimamente concentrato l'impatto delle attività di R&S indirizzate alla soluzione dei problemi relativi alle lunghe condotte di grande diametro, ad alta pressione e su fondali marini problematici⁶².

Un esempio significativo è il progetto *Blue Stream* (linea di collegamento tra le coste russa e turca del Mar Nero, lunga 390 km, completata nel 2002), che ha come operatori Gazprom ed Eni, attraverso SNAM (Saipem e SNAMProgetti come *main contractors* rispettivamente dei lavori *off-shore* e dei servizi di ingegneria). I fondali ripidi del margine continentale precipitano fino a toccare i 2.150 metri del piano abissale del Mar Nero e sono interessati da attività sismica e da forti correnti oltre che dalla presenza di emissioni di idrogeno solforato (H₂S), estremamente aggressivo nei riguardi dei materiali⁶³.

In ragione delle condizioni ambientali estremamente severe e dei vincoli di progetto, in ragione dei quali alla sezione delle due condotte è stato assegnato un diametro di 24" (un grande diametro, in relazione alla pressione esterna data dall'alto battente d'acqua), è stato adottato un tubo API 5L-X65 di 31,8 mm di spessore, con particolari caratteristiche di resistenza sia in ambiente acido che alle particolari sollecitazioni meccaniche a regime e durante l'assemblaggio e l'installazione della condotta (posa con tecnologia "J" *lay*)⁶⁴.

La tecnologia di varo e posa della condotta secondo la modalità "J" (più appropriata al varo di condotte di grande diametro in acque profonde, che la modalità "S") prevede che i tronchi di condotta vengano rilasciati saldati in sequenza quasi in verticale dal battello-cantiere in lento movimento (velocità di posa pari a 2-3 km/giorno), con un comportamento elastico d'insieme paragonabile a quello di un cavo e una configurazione complessiva della "catenaria" della condotta sospesa in acqua che assume, grazie anche al suo peso efficace e man mano che la curva si approssima al fondo marino, una curvatura a tangente orizzontale.

Il progetto di gasdotto Algeria-Italia via Sardegna presenta molte analogie con il *Blue Stream*, specie sotto l'aspetto delle tecnologie⁶⁵. Sono previste due linee con diametro esterno di 24" (624,3 mm) in acciaio X70, in partenza da Hannaba e Skidda in Algeria per approdare a Cagliari su un percorso lungo più di 300 km, in cui si arriva a toccare per lunghe tratte una profondità di 2.500 e 2.750 metri rispettivamente. L'entrata in servizio è attesa per il 2008, con una portata di 8 miliardi m³ standard/anno.

È bene mettere in evidenza che le tecnologie aiutano l'ingegneria del progetto anche sotto l'aspetto della capacità di previsione del comportamento del gasdotto, in relazione sia alle caratteristiche del piano di posa che a quelle di resistenza meccanica dei materiali, alla specificità delle operazioni di installazione e di servizio, alle configurazioni di flusso del gas in condotta in presenza di alte pressioni⁶⁶ e su lunghe tratte, in condizioni di esercizio a regime e in condizioni di emergenza.

⁶² Può essere interessante notare che l'ultima rassegna internazionale (2003) indica in 47.190 miglia lo sviluppo delle *pipeline* nelle diverse fasi di costruzione o di progettazione a livello mondiale, mentre il quadro complessivo mondiale del 2002 ammontava a 64.906 miglia. Si ritiene che la marcata cancellazione di progetti nel passaggio da un anno all'altro sia da addebitare principalmente a tre fattori: il conflitto in Irak, il prolungarsi delle turbolenze in tutto il Medio Oriente e la crisi economica e politica in America Latina e America Centrale.

Rita Tubb: "*International Pipeline Construction Report*" - Pipeline and Gas Journal, August 2003.

⁶³ V. Kharionovsky: "*Distinctive Features of the Blue Stream Gas Pipeline Inspection*", Proceedings of Off-shore Mediterranean Conference (OMC), Ravenna (marzo 2003).

⁶⁴ R. Bruschi: "*The role of technology in securing natural gas transportation across the Mediterranean Sea*", Proc. of OMC (2003), op.cit.

⁶⁵ Atti di "*The New Algeria-Italy Gas Pipeline via Sardinia Conference*", Rome, 14th April 2003. Sono associati nel progetto Galsi: Sonatrach (40%), Edison Gas (20%), Wintershall (15%), Enelpower (15%), Eos Energia (10%). La Regione Sardegna prenderà una partecipazione nella Galsi SpA attraverso due sue affiliate (SFIRS e Progemisa).

⁶⁶ Il regime di alte pressioni all'interno del tubo è legato alla lunghezza delle tratte comprese tra una stazione di compressione e l'altra, anche in ragione delle perdite di carico che si accompagnano al flusso in condotta. Altra cosa è la pressione esterna al tubo, data dal carico idrostatico del battente d'acqua a quella profondità. Il differenziale tra le due pressioni, esterna e interna, varia

I fattori di rischio da tenere sotto controllo su tutto il tracciato dei gasdotti e, quindi, per centinaia di chilometri, sono innumerevoli e spaziano su una vastissima area di interessi multidisciplinari:

- contesto geologico e caratteristiche sismiche dell'area; caratteristiche geomeccaniche e morfologiche dei fondali, interventi di miglioramento della stabilità del letto di posa e delle sue irregolarità; moto ondoso, presenza di correnti, aggressività chimica delle acque, regime di basse temperature alle alte profondità che possono portare alla formazione di idrati⁶⁷);
- la selezione e il controllo dei materiali (procedure e tecnologia di saldature in campo, procedure di installazione); prevenzione e controllo di tutti gli eventi accidentali che possono interferire con le operazioni di cantiere.

In particolare, il processo termo-meccanico di produzione di acciaio a raffreddamento controllato (*controlled accelerated cooling process*, TMCP), che conferisce più alta tenacità, migliore resistenza meccanica e buona saldabilità, consente da qualche decennio la costruzione di condotte ad alto grado di resistenza (*high strength steels*), del tipo X70, X80 fino ad X100, che presentano un rapporto Y/T, tra il carico di snervamento Y (*yeld stress*) e il carico a rottura T, sempre più alto, fino a 0,90-0,95 (corrispondenti rispettivamente agli acciai X80-X100)⁶⁸.

Le ricerche più avanzate in corso analizzano le implicazioni di un alto rapporto Y/T, come parametro di riferimento nella lettura delle curve di resistenza e del carico di snervamento per la definizione dello spessore minimo da assegnare al tubo in relazione alle sollecitazioni derivanti da alte pressioni esterne e interne⁶⁹.

3.2.5 Organizzazione industriale del mercato

Il 1° gennaio del 2003 è stata liberalizzata la vendita di gas naturale a tutti i clienti finali. Il provvedimento si inserisce in un quadro strutturale in cui il gruppo Eni detiene ancora una posizione dominante nell'importazione, produzione, trasporto e distribuzione locale di gas naturale.

Nell'ambito dei provvedimenti volti ad assicurare l'accesso al mercato ad altri operatori, l'Eni ha proceduto alla separazione delle attività di gestione della rete di trasporto (RNG), poi parzialmente collocata sul mercato, e dello stoccaggio (Stogit). A maggio 2003, la partecipazione pubblica residua in Eni era del 30,33%. Inoltre, la mera separazione societaria non può garantire di per sé un effettivo accesso paritario ai potenziali concorrenti. Secondo un'indagine condotta nel dicembre 2002 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, l'Eni controllerebbe ancora (2003), direttamente o indirettamente, più del 75% dei consumi nazionali⁷⁰.

evidentemente lungo tutto l'asse del tracciato, con escursioni che possono anche avvicinarsi al limite critico della capacità di resistenza del materiale della condotta, causando deformazioni e fratture.

⁶⁷ J. Yang et Al.: "Application of Glass Micromodel Testing and Evaluation of Kinetic Hydrates Inhibitors", Proc. of OMC (2003), op.cit.

⁶⁸ Sulla curva di resistenza meccanica del materiale in funzione delle deformazioni, il carico di snervamento aumenta, approssimandosi sempre di più al valore del carico a rottura e dilatando in tal modo il campo di comportamento elastico del materiale. Il carico di rottura, a sua volta, si fa relativamente più basso, riducendo la banda già ristretta del comportamento elasto-plastico del materiale (effetto di secondario rilievo dal punto di vista delle applicazioni).

⁶⁹ E. Torselletti, R. Bruschi, F. Marchesani, L. Vitali: "Minimum Wall Thickness Requirements for Ultra Deep Water Pipelines"- Proc. Of the 22nd OMAE Conference, Cancun (Mexico) 2003.

⁷⁰ È pur vero che in agosto 2003 il gruppo ha messo in vendita, con due procedure separate, alcune attività marginali nella estrazione e commercializzazione di gas naturale e nel trattamento di rifiuti a Ravenna, mentre veniva preannunciata la gara per la cessione della Divisione Tankers, proprietaria di quattro petroliere e titolare della gestione in affitto di quattro metaniere e di una unità navale di supporto alle attività delle piattaforme petrolifere nel Mare della Cina. Tra i pezzi in dismissione figura, in particolare, la Società Petroliera Italiana (SPI), che gestisce un portafoglio di concessioni minerarie sul territorio nazionale di interesse assolutamente marginale rispetto al volume delle attività Eni e, tuttavia, tra le poche attivate e disponibili sul mercato *up-stream* italiano.

Se il processo di liberalizzazione è in atto in vari servizi di utilità pubblica, la situazione appare molto più incerta nei servizi pubblici locali. Il processo di trasformazione societaria, di dismissione e quotazione sui mercati regolamentati di parte delle quote azionarie di importanti compagnie municipalizzate - AMGA (Genova), AEM (Milano), ACEA (Roma), ACSM (Como), AEM (Torino), AceGas (Trieste) - non si è successivamente esteso ad altre città e realtà locali. Il ritardo, nel commento del Governatore della Banca d'Italia, viene attribuito alla riluttanza degli Enti locali a rinunciare al controllo e alla gestione delle aziende operanti nella fornitura dei servizi energetici, idrici, ambientali e di trasporto.

Si deve ammettere che la fase di incertezza che attraversa il settore può essere legata alla grande eterogeneità dei servizi offerti e a significative differenze dimensionali, organizzative e reddituali tra gli operatori, oltre che alla difficoltà nella definizione territoriale del mercato rilevante. Appaiono, inoltre, incerti i vantaggi delle aggregazioni in una stessa compagnia di vari servizi pubblici, il cosiddetto modello *multiutility*, anche in relazione ad attività spesso caratterizzate da un basso livello di scopo.

La disciplina dei servizi pubblici locali, approvata con la legge finanziaria del 2002 (art. 35, legge 28 dicembre 2001, n. 448) è ancora in attesa del regolamento di attuazione, cui spetta tra l'altro l'individuazione dei servizi ai quali essa si applica. Il quadro giuridico è, inoltre, reso ancora più confuso dal proliferare di discipline regionali in materia, mentre la riforma normativa, indispensabile per innescare e far crescere la concorrenza nel settore, è ancora incompleta e, quindi, sostanzialmente inefficace.

Tra le vistose contraddizioni messe in evidenza dalla Banca d'Italia⁷¹, si può segnalare che, nonostante il numero di società per azioni risultanti dalla trasformazione delle aziende municipalizzate operanti nel settore sia andato aumentando di anno in anno (da 22 nel 1995 a 450 nel 2002), il controllo rimane saldamente in mano pubblica. Alla fine del 2002, infatti, secondo uno studio della Confservizi, il 96% delle aziende era controllato a maggioranza dalle Amministrazioni locali. Ma tutto questo è reso possibile dal fatto che l'ordinamento vigente non richiede la vera privatizzazione dei servizi di rilevanza industriale, in quanto il modello prescelto è quello della "privatizzazione formale": trasformazione in società per azioni, apertura al capitale privato per un massimo pari al 49% del capitale e quotazione in borsa.

Altri punti deboli dell'ordinamento sono già stati individuati dalla Commissione europea che non ha mancato di aprire al riguardo una procedura di infrazione; essi sono tutti riconducibili alla considerazione generale secondo la quale la normativa italiana non è compatibile con l'ordinamento comunitario in materia di concessioni ed appalti pubblici di servizi e, più in generale, con i principi di apertura del mercato interno.

Particolarmente grave l'ambiguità che avvolge il dominio degli affidamenti: pur individuando nella gara per bando pubblico il criterio generale per l'affidamento del servizio, la normativa italiana ammette tuttavia numerose deroghe, sia settoriali che temporali. In quest'ultimo ambito, la legge prevede il ricorso a dispositivi di transitorio che, attraverso proroghe rinnovate, possono estendersi fino a dieci anni, durante i quali è garantita la permanenza della gestione dei servizi affidati al di fuori dei bandi di gara, annullando pertanto ogni reale accesso al processo di liberalizzazione del mercato.

In effetti, nel settore dei servizi pubblici locali sono presenti, con rare eccezioni, monopoli pubblici e privati, affidamenti con durata illimitata, concessioni a terzi molto spesso definite al di fuori di gare pubbliche.

Uno dei casi di deviazione dalle direttive comunitarie, che la Commissione europea ha segnalato con notifica di infrazione e che intende sottoporre alla Corte di Giustizia, riguarda il rinnovo della concessione della distribuzione del gas a Napoli. La distribuzione del gas è attualmente affidata a "Napoletana Gas" con una convenzione che scade nel 2005. Quando, già nel 2000, l'Amministrazione comunale napoletana aveva manifestato la volontà di estendere la concessione per un periodo di 30 anni alla stessa Società, la Commissione ha obiettato che la

⁷¹ op.cit.

procedura europea prevede che in questi casi si debba ricorrere a gara pubblica estesa al mercato europeo⁷².

Episodi analoghi si possono cogliere anche in altri Paesi membri dell'UE e fanno prevedere che la strada da percorrere, per arrivare alla liberalizzazione del mercato ed alla piena concorrenza nell'interesse degli utenti, sia ancora lunga⁷³.

In ambito italiano, negli ultimi mesi si è venuta profilando una convergenza di orientamenti tra la Commissione UE, il Parlamento e le Regioni sul quadro normativo dell'affidamento dei servizi pubblici che, anche se poco innovativo e scarsamente promotore di concorrenza effettiva, potrebbe almeno consentire chiarezza e univocità di comportamenti. Sarebbero, sostanzialmente, previste tre modalità di conferimento: la gara pubblica per la concessione; l'affidamento ad aziende pubbliche con obbligo di gara per i *partner*; l'affidamento diretto ad aziende tutte pubbliche (sottoposte a un controllo pubblico totale) nella configurazione cosiddetta *in house*, con vincoli rigidi per l'attività fuori ambito.

3.2.6 Infrastrutture

Nel nuovo ordinamento di mercato liberalizzato, il "sistema gas" viene suddiviso tra imprese che hanno la "materia prima" gas (produttori, importatori, grossisti, venditori al cliente finale) e imprese che hanno infrastrutture e forniscono servizi al sistema (trasportatori, distributori, gestori di impianti di rigassificazione di GNL e di stoccaggi di metano in giacimento). Lo stoccaggio è l'unica attività che può essere svolta da una stessa impresa insieme con l'attività di trasporto, purché tra le due attività vi sia separazione contabile e amministrativa.

3.2.6.1 Trasporto

Nella regolazione dell'accesso sia alla rete di trasporto che ai servizi di stoccaggio, in corrispondenza del quale persistono i vincoli e le strozzature infrastrutturali che condizionano i termini dell'offerta esterna, l'AEEG ha scelto una linea di comportamento che consiste in uno scambio equilibrato tra l'incentivazione degli investimenti strutturali e la necessità di contenere le dimensioni della capacità assegnata come diritto degli investitori. Si intende, in tal modo, creare le condizioni per favorire l'accesso alle infrastrutture essenziali anche ad altre imprese. I benefici collettivi derivanti dall'incremento di capacità si ridurrebbero, infatti, nel momento in cui venissero assegnati solo ad un numero limitato di imprese diritti esclusivi di lungo termine su quote cospicue dell'aumento di capacità.

Nella regolazione dell'accesso a nuove infrastrutture (terminali di GNL e nuove linee di importazione) l'AEEG ha, quindi, assegnato per un periodo di tempo determinato (25 anni) un accesso prioritario (80% della nuova capacità), alle imprese che investono in nuove infrastrutture.

Per quanto riguarda il trasporto e la distribuzione di gas, il precedente meccanismo tariffario basato sulla distanza tra punti immissione e punti di prelievo è stato modificato e il nuovo dispositivo attenua l'effetto del fattore "distanza" e si fonda sulla capacità di trasporto prenotata in entrata e in uscita sui gasdotti ad "alta pressione" e sulle portate vettorate.

Sulla parte della rete a "media pressione"⁷⁴ vige invece la tariffa "francobollo", completamente indipendente dalla distanza (al di là di 15 km).

⁷² EU Energy (by Platt): "EC warns Italy over Naples deal"- April 11, 2003- pg. 4.

⁷³ L'assenza di Autorità per i settori di acqua, trasporti e rifiuti lascia le modalità di conferimento di questi settori prive di un assetto di regolamentazione chiara, al fine di assicurare agli utenti servizi di buona qualità al miglior prezzo.

Nell'ambito della seconda modalità l'obbligo di gara per la selezione dei *partner* ha certamente il vantaggio, in termini di politica industriale, di aprire la strada alla acquisizione di quote azionarie di società industriali attraverso gare e, quindi, di concorrere alla aggregazione in gruppi nazionali della eccessiva frammentazione ancora attiva sul territorio.

Vedi Il Sole 24 Ore (A. Boitani, il 30 agosto '03; A. De Girolamo, il 14 settembre 2003).

⁷⁴ Sulla classificazione delle infrastrutture di trasporto sul territorio nazionale, si veda REA 2002 (L'analisi, pag. 191).

I costi riconosciuti comprendono:

- costo del capitale investito netto (*Regulatory Asset Base, RAB*)⁷⁵, moltiplicato per un rendimento del 7,94% annuo, al lordo delle imposte;
- ammortamenti, riferiti ai tempi di vita economica dei beni individuati secondo gli *standard* usualmente applicati nei Paesi europei (ad esempio, 40 anni di durata tecnico-economica per i gasdotti, 20 anni per gli impianti di compressione, 25 anni per i terminali GNL, 50 anni per i fabbricati e 10 anni per le altre immobilizzazioni);
- costi operativi effettivamente sostenuti dall'impresa di trasporto nell'esercizio dell'anno preso in considerazione, quali quelli relativi al personale, al materiale di consumo, alla compressione e spinta del gas, ai servizi forniti da terzi e ad altre voci diverse dagli ammortamenti.

Le imprese calcolano, a partire dai ricavi di riferimento, le componenti della propria tariffa sulla base della metodologia *entry-exit*, un approccio più semplice rispetto a quella *da punto a punto* (di difficile applicazione in una rete fortemente magliata come quella italiana) e sottopongono la loro proposta tariffaria all'AEEG.

Le tariffe di trasporto sulla rete regionale sono, peraltro, uniformi su tutto il territorio nazionale e correlate alla capacità di trasporto nei punti di consegna, con riduzioni proporzionali alla distanza per i punti di consegna che si trovino in Comuni a meno di 15 km dalla rete nazionale.

È una struttura tariffaria che, rispetto a quella basata soltanto sulla distanza, si approssima meglio alle circostanze localmente mutevoli del trasporto, in quanto riconosce il costo di trasporto dei volumi trasportati in rapporto alla capacità di trasporto che, se è prenotata in condizioni di punta, può non essere effettivamente utilizzata in tutti i giorni dell'anno (tabella 3.18).

Tabella 3.18 - Capacità di trasporto continue per l'anno termico. 1 ottobre 2002 – 30 settembre 2003 (Milioni di m³ standard per giorno)

Punto di interconnessione	Punto di consegna/riconsegna	Capacità continua
Importazione dalla Russia ^(A)	Tarvisio	76,4
Importazione dal Nord Europa	Passo Gries	61,5
Importazione dal Nord Africa	Mazara del Vallo	87,0
Impianto di rigassificazione GNL	Panigaglia	10,0
Totale via gasdotto^(B)		224,9
Totale via gasdotto e GNL^(B)		234,9

(A) 64,9 milioni m³ standard per giorno sino al 31 ottobre 2002

(B) Non è considerata in questo contesto la capacità di trasporto in importazione dalla Slovenia presso il punto di Gorizia, in quanto ottenuta attraverso la riduzione del flusso fisico in uscita verso tale Paese

Fonte: MAP

L'incidenza relativa del corrispettivo di capacità e di quello per volumi trasportati è rispettivamente del 70 e del 30%, quest'ultimo agendo obiettivamente come incentivo per le imprese ad utilizzare pienamente l'impianto, assicurandosi il massimo ricavo in termini di portata.

Il meccanismo di aggiornamento dei ricavi riconosciuti fa riferimento sia alla capacità che ai volumi ma, mentre il dispositivo relativo alla capacità determina l'ammontare complessivo dei ricavi indipendentemente dai volumi trasportati ed impone comunque un tetto ai ricavi (*revenue cap*), quello relativo ai volumi impone un limite massimo al corrispettivo per unità di volume trasportato (*price cap*). Quest'ultimo dispositivo è, quindi, sensibile ai volumi trasportati e, come vedremo, ha portato ad apprezzabili riduzioni nelle tariffe 2002-03.

Nella delibera AEEG n. 193 del 7 settembre 2001, oltre alle tariffe di trasporto del gas naturale nella rete nazionale e regionale del gas ed alle tariffe di rigassificazione presso l'impianto di Panigaglia per l'anno termico 2001-2002, erano stati individuati i punti di ingresso nella rete

⁷⁵ Determinato con il "metodo del costo storico rivalutato", altrimenti noto come *Current Cost Accounting*, (CCA).

nazionale, i punti di collegamento di questa con le reti regionali che coprono 17 aree territoriali, ed altri parametri, quali i corrispettivi per il trasporto sulla rete nazionale.

Questi elementi della nomenclatura rimangono validi anche per la lettura dei corrispettivi validi per l'anno termico 2002-03 (tabella 3.19):

- un corrispettivo legato al volume CV (in euro/GJ);
- un corrispettivo di capacità Cpe per ciascuno dei 16 punti di entrata nella rete nazionale (in euro/m³ standard/giorno);
- un corrispettivo di capacità Cpu per ciascuno dei 17 punti di innesto alle reti regionali (in euro/m³ standard/giorno);

e dei corrispettivi per il trasporto sulle reti regionali:

- un corrispettivo di capacità CRr (in euro/m³ standard/giorno), unico per tutti i punti di riconsegna del gas da parte dell'impresa di trasporto⁷⁶;
- un corrispettivo fisso CF, associato alla tipologia del punto di riconsegna (in euro) ed articolato su vari livelli per la rete di gasdotti.

Tabella 3.19 - Tariffe di trasporto e dispacciamento. Anno termico 2002/2003*

Corrispettivi unitari variabili (€/GJ)				
CV		0,173371		
CV ^P		0,003955		
corrispettivi unitari di capacità di rete nazionale (€/m ³ standard/g)				
Cpe		Cpu		
Mazara del Vallo	2,721958	Friuli Venezia Giulia	A	0,767532
Passo Gries	0,301757	Trentino Alto Adige - Veneto	B	0,822427
Tarvisio	0,711128	Lombardia Orientale	C	0,959557
Panigaglia	0,595533	Lombardia Occidentale	D	1,060067
Nord Occidentale	0,077469	Nord Piemonte	E1	1,278972
Nord Orientale	0,077469	Sud Piemonte e Liguria	E2	1,060067
Rubicone	0,112715	Emilia e Liguria	F	0,822427
Falconara	0,476809	Basso Veneto	G	0,756084
Pineto	0,698533	Toscana e Lazio	H	0,669824
San Salvo	0,517729	Romagna	I	0,584786
Candela	0,614680	Umbria e Marche	L	0,432183
Monte Alpi	0,862638	Marche a Abruzzo	M	0,521080
Crotone	1,885737	Lazio	N	0,583876
Gagliano	2,020059	Basilicata a Puglia	O	0,625054
		Campania	P	0,409057
Stoccaggi Eni – Divisione Agip / Edison Gas	0,161823	Calabria	Q	0,387413
		Sicilia	R	0,149773
Corrispettivi unitari di capacità di rete regionale CRr (€/m ³ standard/g)				
Rete Gas Italia				1,249947
Edison Gas e SGM				1,638625
Corrispettivo fisso CF ^(**)	1° livello	2° livello	3° livello	
Rete Gas Italia (€/a)	3.120,3909	7.801,0276	17.693,5942	
Edison Gas e SGM (€/punto di riconsegna)	5.219,9858	2.156,2891	31,2170	

* Non è stato incluso nelle tariffe il tributo disposto dalla legge della Regione Sicilia n. 2/02

** La definizione dei livelli è in funzione di una serie di parametri, tra cui vi possono essere il consumo annuo del punto di riconsegna, la tipologia di catena di misura, i m³ prelevati, la tipologia degli apparati di misura o il metodo di acquisizione dei dati di misura.

Fonte: AEEG, 2003

⁷⁶ Sulla rete regionale il corrispettivo unitario di capacità e quello fisso presentano naturalmente due valori numerici, uno proposto da Rete Gas Italia e l'altro da Edison Gas associata a SGM, entrambi approvati dall'AEEG.

Complessivamente, nelle nuove tariffe di trasporto per l'anno termico ottobre 2002 - settembre 2003, approvate con delibera n. 146/2002 dell'AEEG sulla base della riformulazione operata da SNAM Rete Gas nelle due ipotesi, rispettivamente di esclusione o di accoglimento del cosiddetto tributo ambientale imposto dalla Regione Sicilia con la legge regionale 26 marzo 2002 n. 2, si può individuare una riduzione media complessiva di alcuni punti percentuali rispetto alle tariffe dell'anno termico precedente⁷⁷, grazie soprattutto all'aumento dei volumi di gas trasportato e al *price cap*.

Sulle tariffe di trasporto pende ancora, quindi, l'accertamento definitivo della legittimità del tributo siciliano. Il Tribunale amministrativo della Lombardia, con una sentenza resa nota a gennaio 2003, ha ritenuto il tributo regionale in contrasto con l'ordinamento comunitario della libera circolazione di merci e persone ed ha respinto il ricorso presentato da SNAM Rete Gas contro la posizione dell'AEEG riguardo alla rilevanza del tributo ai fini tariffari.

Già nel giugno 2002 l'AEEG aveva trasmesso alla Commissione europea una nota in cui denunciava i presupposti istituzionali e gli effetti negativi del tributo sul mercato nazionale ed europeo del gas naturale, affinché la Commissione prendesse tempestivamente i provvedimenti del caso.

3.2.6.2 Stoccaggio

Dalla normativa quadro di adempimento della direttiva sulla liberalizzazione si deducono le seguenti definizioni:

- **stoccaggio:** è attività soggetta a concessione; i detentori di giacimenti di stoccaggio devono mettere a disposizione le capacità di stoccaggio per le esigenze dei coltivatori dei giacimenti, per le richieste di stoccaggio strategico da parte degli importatori, per le necessità di modulazione dei consumi;
- **tariffe:** sono stabilite dall'AEEG per le attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio, e per l'utilizzo di terminali di GNL, sulla base di criteri stabiliti dal decreto di recepimento (DL 164/2000); le modalità di offerta a terzi del servizio di stoccaggio sono determinate dall'AEEG, ed adottate dalle imprese di stoccaggio nell'ambito del "Codice di stoccaggio". La gestione degli stoccaggi in caso di emergenza è invece affidata a criteri e piani di emergenza determinati dal MAP ed applicati dalle imprese di trasporto e stoccaggio.

Attività di stoccaggio

I servizi di stoccaggio previsti dal D.L.vo n.164 del 2000 sono suddivisi in stoccaggio minerario, strategico e di modulazione.

Lo stoccaggio strategico ha la funzione di sopperire ad una interruzione programmata o improvvisa di una delle fonti di approvvigionamento o di una interruzione dei sistemi di trasporto. Esso consente di fornire al sistema un volume di gas pari al 50% della massima portata di importazione, per un periodo di almeno 60 giorni. L'onere di immobilizzo di tali volumi di gas è posto a carico dei soggetti importatori, nella misura del 10% delle quantità importate annue. Il volume di stoccaggio strategico è determinato ogni anno dal MAP sulla base dei programmi di importazione e dell'evento più critico ipotizzabile per il sistema degli approvvigionamenti.

⁷⁷ La delibera n. 146/02 prevede che, qualora fosse accertata la legittimità del tributo regionale, il suo riconoscimento nella tariffa sarà automatico e retroattivo. La SNAM Rete Gas è stata, comunque, autorizzata ad inserire nei contratti di fornitura le clausole volte a rendere rapida la eventuale definizione dei conguagli, nel caso in cui il contenzioso sul "tributo" dovesse risolversi con la sua legittimazione.

Lo stoccaggio di modulazione è a carico dei venditori del gas, che hanno l'obbligo di fornire ai loro clienti la modulazione dei consumi da essi richiesta. Pertanto essi devono programmare le richieste dei loro clienti, provvedendo ad immettere nel periodo estivo i volumi di gas che saranno loro necessari durante il successivo periodo invernale.

Lo stoccaggio minerario è lo stoccaggio ai fini di modulazione dei clienti che è necessario ai produttori nazionali di gas per poter offrire ai clienti stessi un servizio di fornitura a condizioni comparabili a quello offerto dagli importatori, che possono contare sulla possibilità di modulare le loro importazioni in misura maggiore di quanto i produttori, per motivi tecnici, possano fare.

Le attività di stoccaggio di gas naturale in Italia si svolgono attualmente nell'ambito di 11 concessioni di stoccaggio, delle quali 9 conferite all'Eni/Div. AGIP (attualmente trasferite alla Società STOGIT dello stesso gruppo, in attuazione della separazione societaria imposta dal D.L.vo n. 164 del 2000) e 2 conferite alla soc. Edison Gas (attualmente trasferite alla soc. Edison T&S, che svolge l'attività di trasporto e stoccaggio, con separazione contabile e amministrativa tra i due settori).

Lo stoccaggio strategico è rappresentato da 5,1 miliardi di m³ standard (2003), mentre quello di modulazione varia da una media di 6 fino a un massimo di circa 9 miliardi, in funzione delle caratteristiche del ciclo annuale, dell'andamento climatico normale o eccezionale, e degli interventi sui gasdotti di importazione e trasporto.

In attesa dell'emanazione dei criteri per i Codici di stoccaggio da parte dell'AEEG, le attività avvengono con norme transitorie emanate dal MAP e dalla stessa Autorità nell'ambito del tema "tariffe di stoccaggio".

Sviluppo della capacità di stoccaggio

In funzione delle previsioni di crescita dei consumi e quindi delle importazioni, il MAP ha attivato una serie di azioni volte ad ampliare le capacità di stoccaggio e consistenti in:

- migliore gestione dei giacimenti esistenti, innalzando le pressioni di esercizio oltre quella originaria di giacimento e quindi aumentando i volumi di gas movimentabili;
- promozione di attività di studio per accertare la possibilità di utilizzare per stoccaggio altri giacimenti o acquiferi profondi;
- accesso dei terzi ai giacimenti in fase avanzata di coltivazione per la loro conversione in stoccaggio.

L'evoluzione del sistema degli stoccaggi porterà inoltre, a partire dall'anno termico 2003-04, ad un incremento degli scambi tra utenti sul mercato secondario, anche in termini di volumi di stoccaggio, e andrà affermandosi la tendenza ad utilizzare sempre più lo stoccaggio a fini commerciali oltre che in funzione di puro bilanciamento tra ciclo estivo e invernale.

È, inoltre, in corso di discussione presso la Commissione UE una proposta di direttiva sulla sicurezza degli approvvigionamenti che assegna a ciascuno Stato membro una soglia obbligatoria di sicurezza di forniture di gas naturale, tale da assicurare la copertura della domanda, in caso di emergenze quali eventi climatici sfavorevoli o drastiche riduzioni delle forniture, anche e soprattutto mediante il ricorso agli stoccaggi, che potranno essere eventualmente realizzati anche nel territorio di altri Stati membri.

L'Italia, per la sua situazione geologica e la sua esperienza nel settore, potrebbe pertanto candidarsi ad offrire tale attività a livello europeo, attraverso:

A) gestione degli stoccaggi esistenti a pressioni di esercizio superiori a quella originaria di giacimento.

La tecnica che utilizza la possibilità di esercire un giacimento di stoccaggio a pressione di esercizio maggiore di quella iniziale ($P > P_i$) è già in uso nel resto del mondo⁷⁸.

La norma europea EN 1918-2, relativa allo stoccaggio sotterraneo del gas naturale in giacimenti esauriti, non fornisce indicazioni specifiche riguardo al valore della massima pressione operativa, ma prescrive genericamente che vengano effettuate tutte le verifiche necessarie atte ad accertare il massimo livello di sovrappressione che può essere raggiunto in giacimento in condizioni di sicurezza, sia rispetto alla pressione di fratturazione della roccia serbatoio sia in riferimento alla tenuta idraulica della roccia di copertura.

B) promozione di studi di fattibilità tecnico-economica ai fini dell'ampliamento delle capacità di stoccaggio nazionali.

Il D.L.vo n. 164/00 prevede la possibilità che si possa concedere un contributo, a valere sul 5% delle entrate annuali derivanti dalle *royalties* versate per la coltivazione dei giacimenti, in misura non superiore al 40% dei costi documentati per l'effettuazione di studi, analisi, prove di iniezione volte ad accertare l'idoneità dei giacimenti all'attività di stoccaggio o all'incremento delle capacità di stoccaggio.

Il relativo decreto con le modalità applicative è stato recentemente emanato (2003) e sono già state presentate al MAP alcune istanze applicative, che sono attualmente in corso di istruzione d'intesa con le Regioni competenti, a fini dell'erogazione del finanziamento.

C) accesso di terzi ai campi in fase avanzata di coltivazione.

Al fine di rendere concreta tale possibilità, in attuazione dell'art. 13 del decreto legislativo n. 164 del 2000, è stato emanato il DM 27 marzo 2001, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 27 aprile 2001, relativo alla conversione in stoccaggio di giacimenti di gas in fase avanzata di coltivazione.

In base a tale decreto, il Ministero ha invitato le società titolari di concessioni di coltivazione ad inviare al MAP ed agli Uffici territoriali competenti l'elenco di tutti i giacimenti in fase avanzata di coltivazione, che, in prima applicazione, sono stati individuati come quei giacimenti con riserve originarie superiori a 1 miliardo di m³ standard, dei quali almeno l'80% già prodotto. I motivi di tale scelta sono stati quelli di consentire in una prima fase di mettere a disposizione di terzi i giacimenti di dimensioni interessanti che fossero tuttavia già esauriti o prossimi all'esaurimento, e presso i quali potevano ancora esistere *facilities* di produzione utilizzabili anche ai fini dello stoccaggio.

In seguito all'esame dei dati relativi a 10 giacimenti che corrispondevano ai requisiti citati, di cui 9 in titolo all'Eni/Div. Agip ed 1 in titolo alla Società Edison Gas, solo 6 giacimenti, ricadenti in concessioni dell'Eni/Div. Agip, sono stati giudicati potenzialmente idonei per la conversione a stoccaggio, e ne è stato dato avviso pubblico mediante pubblicazione nel Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia n. 10 del 2001:

Cotignola, Ravenna Terra, Corneigliano, San Potito, Cugno le Macine e Serra Pizzuta.

Sono state presentate complessivamente 16 istanze in concorrenza su 5 dei 6 campi disponibili. La selezione viene effettuata dal MAP in base ai criteri di cui all'articolo 10 del decreto ministeriale del 27 marzo 2001, sentito il Comitato Tecnico per gli Idrocarburi e la Geotermia (CTIG) del MAP, nonché la Regione interessata.

⁷⁸ Le due nazioni in cui si è maturata una notevole esperienza di campi di stoccaggio in sovrappressione (in giacimenti a gas esauriti) sono gli Stati Uniti ed il Canada, dove essi rappresentano rispettivamente il 33% e l'82% del totale dei campi in esercizio. Mentre in Canada la normativa prevede, per le condizioni di esercizio, che non venga superato il limite massimo del 90% della pressione di fratturazione della formazione che accoglie lo stoccaggio, negli Stati Uniti, con differenze tra uno Stato federale e l'altro, viene perseguita in generale una attività di monitoraggio e controllo dei parametri geo-meccanici e termodinamici del sistema coinvolto piuttosto che una vera e propria regolamentazione dell'attività di stoccaggio (tendenza seguita anche da paesi europei come Francia, Germania ed Olanda).

Nel caso di conferimento di una concessione di stoccaggio ad un nuovo operatore, occorrerà procedere a trasferire al nuovo concessionario sia i volumi di gas originario in posto non ancora coltivati (che diverranno così la base del futuro *cushion gas* della concessione di stoccaggio), sia le aree occupate, sia gli impianti di coltivazione e le relative pertinenze che, non più impiegati per la coltivazione, possano essere riutilizzati, ove possibile, per la nuova attività. Per stabilire il corrispettivo che il nuovo concessionario di stoccaggio deve versare al coltivatore uscente per l'eventuale acquisizione del gas, delle aree e degli impianti, l'articolo 13, comma 9, del decreto legislativo n. 164 del 2000, stabilisce che i criteri per il suo calcolo siano determinati a mezzo di apposito decreto del MAP.

D) stoccaggio in acquiferi profondi o in giacimenti diversi da quelli di gas.

Sono state inoltre presentate da una nuova società del settore tre domande di concessione di stoccaggio in acquiferi profondi, che sono state pubblicate nel BUIG senza che siano state per esse presentate istanze in concorrenza, e che saranno presentate al CTIG per un giudizio tecnico.

La possibilità di utilizzare acquiferi per lo stoccaggio, mai sino ad ora utilizzata in Italia, ma impiegata negli Stati Uniti, nel Canada e in altri Paesi europei, dipende da una serie di studi sulla conformazione degli acquiferi e sulla loro separazione da quelli utilizzati per altri fini.

E) esiste infine la possibilità, già studiata anche in Italia, di utilizzare giacimenti salini coltivati per dissoluzione come possibili campi di stoccaggio, ma non vi sono attualmente domande in tal senso da parte degli operatori.

Sviluppi normativi dello stoccaggio

Nel Ddl in materia di energia (AC 3297) già approvato dalla Camera (vedi pgf. 1.5 del presente Rapporto), sono previste le seguenti disposizioni in materia di stoccaggio:

- lo stoccaggio rimane competenza nazionale, dato che esso è indispensabile per il funzionamento del sistema nazionale del gas e per assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti in caso di emergenza nazionale o internazionale;
- la concessione di stoccaggio viene conferita utilizzando la stessa procedura attualmente vigente per i terminali di rigassificazione di GNL;
- viene chiarita la possibilità di proroga delle concessioni di stoccaggio esistenti;
- viene stabilito il diritto, per i soggetti che investono, direttamente o indirettamente, in nuovi stoccaggi in Italia o nel potenziamento di quelli esistenti, ad ottenere spazio negli stoccaggi di nuova realizzazione, per un volume pari almeno all'80% delle nuove priorità nell'accesso alle capacità realizzate e per un periodo di almeno venti anni. Tale norma è conforme alle disposizioni contenute nella nuova direttiva sul mercato del gas, recentemente pubblicata nella Gazzetta Ufficiale delle Comunità europee, che dovrà a breve essere recepita dall'Italia.

3.2.6.3 Attività di vendita

Alla fine del 2002 risultavano operanti 18 consorzi di consumatori, che accorpavano 300 aziende nel Nord del Paese, più esattamente nelle regioni Lombardia, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna.

Sono anche presenti 4 clienti grossisti non importatori e 11 consorzi di distribuzione che rivendono il gas naturale ai clienti vincolati e idonei allacciati alle loro reti di distribuzione.

Alla fine del 2002, le imprese del settore vendita e distribuzione che risultavano attive erano le seguenti:

- 449 imprese di sola distribuzione;

- 49 imprese di sola vendita;
- 244 imprese di distribuzione integrata, ovvero con attività sia di distribuzione che di vendita.

In accordo con quanto stabilito dalla legge 164/00, il MAP ha pubblicato il 30 aprile 2003 l'elenco nazionale delle imprese che hanno richiesto l'autorizzazione alla vendita di gas a clienti finali, suddivise in quattro categorie:

- una prima categoria composta dalle imprese (187) che hanno ottenuto l'autorizzazione;
- una seconda in cui sono menzionati i nominativi di 92 imprese o Comuni che hanno richiesto l'autorizzazione alla vendita, ma di cui non è ancora stata completata l'analisi istruttoria, anche se è stata concessa un'autorizzazione in via transitoria, in attesa di quella definitiva;
- un terzo elenco di 234 imprese, che non avevano completato le operazioni di separazione societaria, autorizzate alla vendita sino al 30 giugno 2003;
- una quarta lista di imprese (43), che non si sono dimostrate in regola con i requisiti richiesti.

Se si prendono in considerazione anche le 131 domande eliminate al primo esame istruttorio, al 30 aprile risultavano accertate 318 *dossier* su un totale di 690 domande.

Sul versante dell'utenza, in particolare in Italia settentrionale, più di 1.700 aziende, di cui 300 società di distribuzione, hanno esercitato nel corso del 2002 il loro diritto di clienti idonei nei due modi possibili, rinegoziando i termini del contratto esistente o cambiando fornitore.

Nell'Italia centro-meridionale, Sicilia compresa, sono stati poco più di 300 i clienti idonei che si sono segnalati come tali.

I dati di cui si dispone per il primo quarto del 2003, riguardo ai clienti che hanno cambiato fornitore, mettono in evidenza che sono più di 70 le società di vendita o distribuzione che hanno stipulato un contratto di acquisto all'ingrosso (segmento intermedio del mercato) con un soggetto diverso da Eni, mentre nella fase finale del mercato si contano più di 900 clienti idonei serviti da operatori diversi dall'impresa dominante o dal distributore locale, e di questi 600 circa (singoli o consorziati) sono serviti da nuovi operatori.

A tutela dei clienti finali è stata, peraltro, svolta da parte dell'AEEG una significativa attività di elaborazione di norme e indirizzi rivolti a regolare le condizioni di sicurezza delle infrastrutture e degli impianti di utenza⁷⁹.

⁷⁹ AEEG, op.cit. (Cap.6).

3.3 IL CARBONE

3.3.1 Produzione

L'unica risorsa carbonifera italiana è concentrata nel bacino del Sulcis Iglesiente, localizzato nella Sardegna sud-occidentale. Si tratta di un deposito di carbone sub-bituminoso di età Eocenica, costituito da numerosi strati di carbone, con potenze variabili da pochi centimetri a qualche metro, intercalati a calcari, marne, argille carboniose ed arenarie. L'attuale area di interesse minerario, che ricopre solo una limitata parte del bacino (circa 20 km²) contiene, in base alle più recenti stime sulle riserve coltivabili nelle attuali condizioni, oltre 57 milioni di tonnellate di carbone mercantile⁸⁰ con potere calorifico maggiore di 5000 kcal/kg ed elevato contenuto di ceneri e zolfo.

Il bacino carbonifero, le cui attività estrattive erano state sospese nel 1972, è stato riattivato nel 1997 nel quadro del Piano di disinquinamento del territorio Sulcis Iglesiente.

In particolare, con DPCM del 30.1.90, il territorio del Sulcis Iglesiente è stato dichiarato "area ad elevato rischio di crisi ambientale" in relazione all'elevata concentrazione di impianti industriali ed energetici. Il relativo piano di disinquinamento e risanamento, approvato con il DPCM del 23.4.93 ed attuato con successivo DPR del 28.1.94, prevede fundamentalmente due piani di azione:

- interventi sugli impianti industriali esistenti, finalizzati ad un adeguamento dei limiti di emissioni nell'ambiente ed al ripristino di specifiche situazioni di degrado;
- promozione dello sviluppo congiunto minerario ed energetico del Sulcis Iglesiente, la cui origine risale alla legge 351/85 ("Norme per la riattivazione del bacino minerario del Sulcis") ed ai successivi studi finalizzati all'utilizzo energetico ed eco-compatibile del carbone Sulcis. In sintesi, il DPR 28.1.94 ("Attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis Iglesiente") stabilisce che, ai fini dello sviluppo del bacino carbonifero del Sulcis, venga affidata una "concessione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis e la produzione di energia elettrica e cogenerazione di fluidi caldi mediante gassificazione".

La Regione Sardegna ha confermato che il progetto integrato di gassificazione proposto dall'Associazione Temporanea d'Imprese "ATI Sulcis" è definitivamente fallito, dopo il parere negativo sulla bancabilità del progetto tramite il *project financing*. La Regione ha avviato da tempo una serie di consultazioni con Governo e sindacati per valutare eventuali scenari alternativi al progetto, che comportino anche una adeguata soluzione al processo di privatizzazione della società Carbosulcis che ha in gestione la miniera ed è attualmente in liquidazione. Attualmente la miniera ha una capacità produttiva di circa 400.000 t/anno. Alla centrale ENEL Produzione di Portovesme sono destinate 300.000 tonnellate annue di carbone, conferite in quantità mensili di 20-25.000 tonnellate, compatibilmente con le esigenze produttive dell'ENEL. La società Carbosulcis dispone di un organico complessivo di 820 minatori, per 200 dei quali il 4 luglio 2002 è scaduta la cassa integrazione.

Il coordinamento Regione/MAP ha elaborato nel corso del 2002 e dei primi mesi del 2003 alcune ipotesi alternative in linea con quelle previste dal regolamento comunitario 1407/02 sugli aiuti di Stato all'industria carbonifera, che possono essere inserite in un possibile Accordo di programma Regione-Ministero:

- riconversione della miniera e riqualificazione del territorio: piano di chiusura con mantenimento dell'attività produttiva fino al 2007 e successivo *stand-by* attivo della miniera;

⁸⁰ La riserva in situ è di circa 128 milioni di tonnellate con produzione a regime fino a 3,3 milioni di tonnellate/anno di grezzo (40% di ceneri).

- ristrutturazione della miniera: piano di ristrutturazione con raggiungimento dell'equilibrio economico entro il 2007. Tale ipotesi richiede il collocamento di 1.000.000 t/anno, livello produttivo in grado di garantire l'equilibrio economico e, ancora, che a partire dal 2004, circa 500.000 t/anno di carbone vengano assorbite da una nuova centrale termoelettrica (alimentata con carbone Sulcis, previa gassificazione o altro).

Nel corso di un incontro tra Ministero delle Attività Produttive e Regione Sardegna, svoltosi il 25 febbraio 2003 per un'ampia ricognizione sui problemi dei settori della chimica e dell'energia, è stato siglato un Protocollo d'Intesa (v. stralcio nel box seguente) nel quale, tra le altre cose, si ravvisa l'opportunità di predisporre uno studio di fattibilità per verificare le condizioni circa l'eventuale realizzazione di una nuova centrale termoelettrica asservita alle utenze industriali che, oltre al rilancio della miniera, potrebbe avere ricadute anche sul problema delle tariffe elettriche per le industrie di base dell'area, qualora riuscisse a garantire costi dell'energia comparabili con quelli attualmente assicurati dai regimi speciali in essere.

Stralcio piattaforma programmatica Ministero delle Attività Produttive e Regione Autonoma della Sardegna

Roma 25 febbraio 2003

Il Ministro delle Attività Produttive On. Antonio Marzano, il presidente della Regione Autonoma della Sardegna On.le Mauro Pili, l'Assessore Regionale dell'Industria On.le Giorgio La Spisa, i vertici delle principali rappresentanze regionali delle parti sociali e datoriali, hanno esaminato nel corso di un incontro al MAP le questioni relative all'Energia ed alla Chimica.

Settore dell'Energia

1) La Regione Sardegna ha sottoposto all'attenzione del Ministro l'urgenza dei problemi connessi alla situazione energetica delle industrie di base regionale (che rappresentano alcuni settori strategici per l'intero Paese: alluminio, chimica, piombo-zinco, carbone), vista la sempre maggiore incidenza dei costi energetici rispetto ai principali concorrenti internazionali, la scarsa disponibilità di quote di energia elettrica di importazione e la prossima scadenza di alcuni regimi speciali attualmente concessi alle principali imprese. Per queste ragioni, si profila, a breve, soprattutto per le imprese del polo del Sulcis, il concreto rischio della chiusura degli impianti con conseguente gravissima perdita di migliaia di posti di lavoro.

2) Il Ministro ha confermato la disponibilità ad esaminare i vari problemi e soluzioni che offrano prospettive di sviluppo e ricadute per i bacini industriali coinvolti, tenendo in debito conto le relative normative comunitarie in materia di aiuti di Stato.

3) La Regione Sardegna ha confermato che il progetto integrato di gassificazione, previsto dal DPR 28 gennaio 1994, nella sua attuale configurazione, non risulta realizzabile, dopo il parere negativo sulla sua bancabilità da parte del gruppo di banche coinvolte nel *project financing*.

La Regione, che ha avviato da tempo una serie di consultazioni con il Governo e le parti sociali per valutare eventuali scenari alternativi al progetto, ha proposto nuove ipotesi di intervento che prevedano anche la ristrutturazione ed il rilancio della miniera in linea con le possibilità offerte dal regolamento comunitario 1407/02 sugli aiuti di Stato all'industria carbonifera, che possano essere inserite in un Accordo di programma Regione-Ministero; quest'ultimo potrà pure considerare, in particolare, l'eventuale integrazione del processo industriale in un unico ciclo produttivo "miniera-produzione di energia elettrica"; entro tale ambito si verificherà la possibilità di poter ricorrere alle agevolazioni di prezzo e finanziarie già previste dal DPR 28/01/94.

4) Al fine di verificare la possibilità di tale Accordo, il Ministro e la Regione Sardegna si sono impegnati, per quanto di loro competenza, a promuovere uno studio di fattibilità per gli approfondimenti riguardanti la individuazione delle opportune soluzioni tecnologiche, la sostenibilità economico-finanziaria, amministrativa e soprattutto ambientale con particolare riferimento alle condizioni circa la realizzazione di nuova capacità produttiva termoelettrica che, oltre al rilancio della miniera, possa consentire favorevoli ricadute anche come alimentazione elettrica per le industrie di base dell'area, verificando la possibilità di costi dell'energia comparabili con quelli attualmente riconosciuti dai regimi speciali in essere.

5) Sulla base delle condizioni assicurate dalla recente legge n. 273 del 12 dicembre 2002 recante "*Misure per favorire l'iniziativa privata e lo sviluppo della concorrenza*" ed in particolare degli articoli 27 e 35, il Ministro e la

Regione Sardegna si sono impegnati, per quanto di loro competenza: a) a tenere nella dovuta considerazione le condizioni di fornitura delle industrie di base della Sardegna, nel quadro delle assegnazioni prioritarie ed ampliando la capacità nazionale di importazione di energia elettrica a costi competitivi; b) a favorire la partecipazione della Regione al processo per la valutazione della fattibilità del metanodotto Algeria-Sardegna-Continente europeo ed a promuovere ogni azione utile finalizzata all'inserimento della realizzazione del gasdotto stesso tra gli interventi comunitari a carattere prioritario, anche al fine di perseguire il cofinanziamento da parte della stessa Comunità.

3.3.2 Importazione

L'Italia importa via mare circa il 99% del totale del proprio fabbisogno di carbone ed esso viaggia, per la metà, su navi *bulk carrier* della flotta italiana, composta da circa 60 imbarcazioni con una capacità complessiva di carico superiore ai 4,6 milioni di tonnellate. Per quanto riguarda le provenienze, esse sono molto diversificate in relazione alla qualità ed agli impieghi dei carboni richiesti dal sistema industriale nazionale. I principali paesi d'importazione sono gli USA, il Sud Africa, l'Australia, l'Indonesia e la Colombia, con quote significative provenienti anche dal Canada e dal Venezuela.

Le importazioni totali di combustibili solidi fossili sono diminuite dell'1% circa, passando dai 20,1 milioni di tonnellate del 2001 ai 19,8 del 2002: il contributo maggiore è derivato dal carbone da vapore (+11%) e dal coke metallurgico (+12%), mentre il carbone da coke ha fatto registrare un calo del 24% (tabella 3.20).

Tabella 3.20 - Importazioni di carbone per paese di provenienza. Anno 2002 (t)

Paese	Carbone da coke	Coke metallurgico	Carbone da vapore	Lignite	Altri	Totale carboni
Francia	0	5.144	131	0	911	6.186
Germania	0	0	151	9.650	597	10.398
Olanda	0	35.473	0	0	0	35.473
Regno Unito	0	0	0	0	0	0
Spagna	0	0	0	0	0	0
Totale UE	0	40.617	282	9.650	1.508	52.057
Australia	1.741.605	0	674.112	0	0	2.415.717
Canada	598.801	0	126.191	0	0	724.992
Cina	294.988	580.499	292.000	0	0	1.167.487
Colombia	0	0	1.949.630	0	0	1.949.630
Egitto	21.830	0	0	0	0	21.830
Giappone	43.516	42.682	0	0	0	86.198
Indonesia	0	0	3.374.842	0	0	3.374.842
Polonia	64.468	0	491.133	0	0	555.601
Russia	0	1.609	1.395.706	0	27.756	1.425.071
Sud Africa	110.172	0	3.760.902	0	0	3.871.074
Ucraina	0	5.000	19.001	0	9.754	33.755
USA	2.259.255	0	676.000	0	0	2.935.255
Venezuela	0	0	1.278.860	0	0	1.278.860
Totale anno 2002	5.134.635	670.407	14.038.659	9.650	39.018	19.892.369
Totale anno 2001	6.758.929	597.518	12.649.569	10.631	109.998	20.126.645
Variaz.% 02/01	-24	+12	+11	-9	-65	-1

Fonte: Bollettino Petrolifero, MAP

Per quanto riguarda invece le giacenze, la tabella 3.21 illustra la situazione registrata nel corso del 2002 e le variazioni rispetto al 2001.

Tabella 3.21 - Giacenze di carbone. Anno 2002 (t)

Nome carbone	31/12/2001	30/09/2002	31/10/2002	30/11/2002	31/12/2002	Var % 02/01
Altri	27.334	23.174	20.712	28.465	24.126	-12
Carboni fossili da coke	1.605.627	1.068.891	985.748	1.016.666	1.143.800	-29
Carbone da vapore	1.541.260	1.576.384	1.374.423	1.233.080	1.432.981	-7
Coke di carboni fossili	357.417	228.626	165.757	168.949	278.768	-22
Coke di petrolio	869.766	785.373	700.057	694.431	677.251	-22
Ligniti e agglomerati	103	142	102	180	198	+92

Fonte: Bollettino Petrolifero, MAP

3.3.3 Esportazione

Nel 2002 si è registrata in Italia una limitata attività di esportazione di combustibili solidi, poco più di 147.000 tonnellate (contro 114.000 tonnellate nel 2001) di cui circa 100.000 tonnellate indirizzate verso i Paesi UE ed il resto verso Paesi terzi, da ascrivere per oltre l'86% al flusso di coke metallurgico. Nella tabella 3.22 è illustrato il quadro completo delle esportazioni italiane di carboni per Paese di destinazione.

Tabella 3.22 - Esportazioni per Paese di destinazione. Anno 2002 (t)

Paese	Carbone da coke	Coke metallurgico	Carbone da vapore	Lignite	Altri	Totale carboni
Austria	0	4.482	0	0	0	4.482
Belgio	0	0	0	0	213	213
Francia	0	50.734	0	0	2.442	53.176
Germania	0	11.761	0	0	3.011	14.772
Grecia	0	3.366	0	0	0	3.366
Spagna	0	9.966	0	0	14.128	24.094
Totale UE	0	80.309	0	0	19.794	100.103
Israele	0	164	0	0	0	164
Libano	0	1.379	0	0	0	1.379
Repubblica Ceca	0	0	0	0	21	21
Siria	0	135	0	0	0	135
Slovenia	0	7.909	0	0	0	7.909
Svizzera	0	3.323	0	0	0	3.323
Altri	0	27.195	0	0	0	27.195
Totale Paesi Terzi	0	47.339	0	0	21	47.360
Totale anno 2002	0	127.648	0	0	19.815	147.463
Totale anno 2001	0	82.985	29	0	31.475	114.489
Variaz.% 02/01	0	+53	-	0	-37	+28

Fonte: Bollettino Petrolifero, MAP

3.3.4 Prezzi

I prezzi internazionali del carbone per usi energetici sono generalmente riferiti al mercato *Term* (medio-lungo termine) ed al mercato *Spot* (carichi singoli entro tre mesi dalla stipula del contratto). Il costo medio “CIF” (*cost, insurance and freight*) del carbone importato in Italia, dopo un rallentamento del calo nel settembre 2002, ha ripreso la sua corsa al ribasso per arrivare a dicembre ad una flessione del 27% rispetto allo stesso mese 2001, attestandosi a 41,67 €/tonnellata in confronto ai 57,38 €/tonnellata dell’anno precedente. Su base annua la diminuzione è risultata di 5,42 €/tonnellata, pari al 9,9% in meno rispetto al risultato del 2001 (tabella 3.23).

Tabella 3.23 - Costo medio CIF del carbone importato in Italia nel 2002 e confronto con il 2001 (euro/tonnellata)

Mese	2001	2002	Variatz % 02/01
Gennaio	47,57	55,77	+17,2
Febbraio	50,98	55,62	+9,1
Marzo	52,02	56,00	+7,6
Aprile	53,13	56,81	+6,9
Maggio	57,13	52,99	-7,2
Giugno	56,22	49,40	-12,1
Luglio	60,78	47,55	-21,8
Agosto	57,70	46,91	-18,7
Settembre	56,44	47,32	-16,6
Ottobre	57,07	42,52	-25,5
Novembre	53,86	44,08	-18,2
Dicembre	57,38	41,67	-27,4
Media annuale	54,94	49,52	-9,9

Fonte: *Carbone Informazioni* su elaborazione dati ISTAT

Per quanto riguarda gli aspetti fiscali, la legge 448 del 23/12/1998 ha introdotto una tassazione delle emissioni di anidride carbonica (*carbon tax*) nell’ambito delle politiche di riduzione delle emissioni di gas serra. L’introduzione della *carbon tax* si è tradotta per il 1999 in un aumento del 3% per le accise sull’olio combustibile, l’introduzione di una quota simbolica per il metano e l’introduzione di una fortissima tassa sull’impiego del carbone, con una prospettiva per il 2005 estremamente onerosa (tabella 3.24).

Tabella 3.24 - Aliquote di carbon tax

Combustibile	Costo	Aliquote ante-Carbon tax	Aliquote per il 1999	Aliquote a regime (2005)
Olio combustibile (lire/kg)	310	28,4	29,686	41,26
Carbone (lire/kg)	93	0	5,084	41,84
Gas naturale (lire/m ³)	374	0	0,87	8,7

Fonte: AEEG

Nel corso del 2000 tuttavia, allo scopo di compensare le variazioni dell’incidenza sui prezzi al consumo derivanti dall’andamento dei prezzi internazionali del petrolio, con il decreto legge n. 268 del 30/9/2000 sono stati sospesi per il 2000 gli aumenti intermedi delle aliquote delle accise sugli oli minerali, sul carbone, sul coke di petrolio e sull’orimulsion stabiliti dalla legge 448/98, necessari per il raggiungimento progressivo della misura delle aliquote decorrenti dal 1 gennaio 2005. Analogamente, la legge finanziaria 2001, al capo III “Disposizioni in materia di tassazione

dell'energia", al fine di compensare le variazioni dell'incidenza sui prezzi al consumo derivanti dall'andamento dei prezzi internazionali del petrolio, a decorrere dal 1° gennaio 2001 e fino al 30 giugno 2001, ha confermato le aliquote di accisa introdotte dal decreto n. 268. Inoltre la legge finanziaria 2001 ha introdotto l'esenzione dalla *carbon tax* per il carbone di origine nazionale impiegato per la produzione di energia elettrica in impianti di rigassificazione, che si aggiunge all'esenzione dal pagamento dell'imposta di consumo. Il carbone, unitamente al coke di petrolio e all'orimulsion, è inoltre soggetto ad una tassa di 51,65 centesimi di €tonnellata, oltre che ad una aliquota IVA pari al 20%.

Per quanto riguarda infine il regime di tassazione sulle emissioni inquinanti, la legge n. 449/97 prevede una tassazione delle emissioni di SOx e NOx prodotte da impianti di potenza superiore ai 50 MW rispettivamente di 53,20 €tonnellata e di 104,84 €tonnellata.

Nell'ambito delle misure per la diversificazione delle fonti energetiche a tutela della sicurezza e dell'ambiente previste dal DdL "Riordino del settore energetico" approvato dalla Camera dei Deputati il 16 luglio 2003, sono anche previsti alcuni interventi finalizzati alla "Promozione dell'utilizzazione pulita del carbone", tra i quali una modifica delle previsioni in materia di *carbon tax* con una sua rimodulazione, attraverso decreti che individuino per il periodo 2003-2010 quote decrescenti di emissione specifica di CO₂.

3.3.5 Tecnologie

Allo scopo di aumentare la compatibilità ambientale e l'efficienza delle varie fasi del ciclo del carbone, sono state avviate da tempo in tutti i maggiori Paesi numerose iniziative di ricerca, sviluppo e dimostrazione a livello internazionale nel quadro delle cosiddette "tecnologie pulite del carbone", che riguardano soprattutto la combustione. Tutto questo si inserisce in un quadro di riferimento mondiale di forte evoluzione per la generazione di energia elettrica, caratterizzato dalla deregolamentazione e dal miglioramento delle prestazioni e dei costi delle turbine a gas, unitamente ad un miglioramento delle forniture e del costo del gas naturale. Nei Paesi in cui l'accesso alle forniture di gas è agevole, gli incrementi della capacità del carico di base sono generalmente coperti dalla costruzione di nuovi impianti a gas a ciclo combinato. Nei prossimi 10-15 anni si assisterà ad una forte crescita degli ordinativi per impianti a gas ma il carbone, soprattutto nei paesi dotati di grandi riserve, manterrà ugualmente un ruolo primario. In questa prospettiva si muove lo sviluppo delle principali tecnologie pulite del carbone, in quanto il futuro di questa fonte dipenderà moltissimo da quanto velocemente la tecnologia delle turbine a gas sarà incorporata negli impianti di potenza che utilizzano carbone. Questo in particolare riguarda la combustione a letto fluido e la gassificazione del carbone che hanno raggiunto un stadio dimostrativo pre-commerciale e fanno uso della turbina a combustione la quale contribuisce alla potenza totale rispettivamente per il 20% e per il 60%. L'avanzato stato dimostrativo di queste tecnologie è stato accelerato nell'ultimo decennio da incentivazioni favorevoli e da supporti finanziari specifici nazionali ed internazionali. Per maggiori dettagli sullo stato e le prospettive delle tecnologie pulite del carbone si rimanda al *box* contenuto nel capitolo 6 di questo Rapporto.

Un significativo contributo alla diffusione delle tecnologie del carbone più avanzate è stato dato nel corso del 2002 dalla CCT 2002 ("Clean Coal Technologies 2002") conferenza internazionale organizzata da Sotacarbo SpA e dalla IEA Coal Research, organizzazione internazionale legata all'International Energy Agency con sede a Londra. La Conferenza ha riunito a Chia Laguna in Sardegna dal 21 al 23 ottobre 2002, Autorità governative, le più qualificate agenzie energetiche internazionali, ricercatori, esperti e tecnici di settore per discutere sui recenti sviluppi tecnologici connessi all'impiego pulito della risorsa energetica più diffusa nel mondo. Da registrare anche la forte partecipazione del Department of Energy (DOE) USA che era presente con una nutrita delegazione guidata dall'Assistant Secretary of Fossil Energy Carl Michael Smith.

La conferenza ha inoltre contribuito a rilanciare il ruolo del carbone sardo nel quadro della ricerca nel settore delle “clean coal technologies”, vista come una importante opportunità di sviluppo per l’intera Regione. In particolare la Sotacarbo SpA, Società Tecnologie Avanzate Carbone, è una società avente la finalità di sviluppare tecnologie innovative ed avanzate nella utilizzazione del carbone. Essa è attualmente partecipata al 50% da ENEA e Regione Sardegna ed è entrata a far parte, in qualità di unico rappresentante nazionale designato dal MAP, della International Energy Agency Coal Research. Il protrarsi della situazione di stallo del progetto Sulcis ha finora condizionato le attività Sotacarbo. Il futuro della società deve pertanto essere inquadrato in un più vasto progetto di costituzione in Italia di un presidio tecnologico sulla filiera carbone, attraverso il consolidamento di una struttura che agisca in stretta sintonia con i Ministeri competenti, in attuazione delle politiche generali definite in sede governativa, anche allo scopo di assistere l’industria nazionale nella selezione delle filiere tecnologiche più opportune in accordo alle politiche internazionali del post Kyoto. In tale prospettiva la Società sta realizzando nel Comune di Carbonia, presso l’ex-miniera di Serbariu, un centro di ricerche sul carbone grazie anche ad un contributo regionale. Il ruolo della Società è stato tra l’altro confermato dall’art. 33 “Disposizioni per lo sviluppo delle tecnologie di utilizzo pulito del carbone” del DL collegato “concorrenza” approvato il 27 novembre 2002.

Il quadro che emerge dalla situazione nazionale relativa allo sviluppo delle tecnologie pulite del carbone presenta una serie di iniziative piuttosto frammentate e non coordinate fra loro, condotte da un gruppo ristretto di organizzazioni sia industriali che scientifiche. In Italia non vi sono al momento programmi nazionali, ad eccezione di alcuni progetti che vedono impegnati ENEA, ENEL, CESI, Ansaldo e Sotacarbo. Con il decreto del Ministro delle Attività produttive 28 febbraio 2003 riguardante le “Modalità di gestione del fondo per il finanziamento delle attività di R&S di interesse generale del sistema elettrico nazionale”, che definisce le modalità per il finanziamento dei progetti di R&S per il settore elettrico nazionale, e con altre iniziative avviate nell’ambito del Programma Nazionale della Ricerca, è auspicabile che si possa contribuire al rilancio di una politica di ricerca anche nel settore delle tecnologie del carbone adeguata alle nuove esigenze del sistema.

L’impiego pulito del carbone potrebbe inoltre beneficiare delle iniziative avviate nel settore delle tecnologie per la cattura ed il sequestro dell’anidride carbonica, che risulta anche fortemente complementare a quello della produzione di idrogeno come vettore energetico. In tale prospettiva nel giugno 2003 l’Italia ha aderito al “Carbon Sequestration Leadership Forum”, un’iniziativa di collaborazione internazionale promossa dagli Stati Uniti per finalizzare e concentrare gli sforzi per lo sviluppo di tecnologie per la cattura ed il sequestro dell’anidride carbonica (v. box seguente).

Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), Washington 23-25 giugno 2003

L’iniziativa si è svolta presso il Centro congressi dell’Hotel Ritz Carlton Tysons Corner in Virginia, a poche decine di km dal centro di Washington, ed ha riscosso un notevole successo di pubblico, con oltre 400 delegati provenienti da tutti i Paesi invitati a partecipare (oltre all’Italia, Australia, Brasile, Canada, Cina, Colombia, Giappone, Messico, India, Norvegia, Sudafrica, Regno Unito e Russia), con prevalenza da parte di Australia (circa 30 delegati, molti di provenienza industriale), USA e Canada. Significativa anche la partecipazione dell’Unione europea, la cui delegazione era guidata dal Vice Presidente della Commissione De Palacio. La delegazione italiana era guidata dal Sottosegretario alle Attività produttive On. Mario Valducci, ed era composta, oltre che da funzionari del Ministero, da rappresentanti di Società ed Enti di ricerca.

Nel corso della cerimonia di apertura si è avuto l’intervento del Segretario USA per l’Energia Spencer Abraham, che ha inquadrato l’iniziativa nell’ambito degli impegni già avviati dall’Amministrazione Bush nel settore energetico. Gli USA hanno voluto lanciare questa iniziativa sulla *carbon sequestration* per offrire una sede opportuna per finalizzare e concentrare gli sforzi a livello internazionale su tale soluzione; i Paesi invitati ad aderire hanno dimostrato di aver già avviato iniziative nel settore e di avere capacità e risorse necessarie per contribuire al successo dell’iniziativa. Abraham ha tenuto a precisare che il CSLF non è una alternativa agli accordi di Kyoto (che gli USA non hanno ratificato), ma un contenitore nel quale è auspicabile il conseguimento di risultati concreti sotto il profilo

tecnologico e industriale, come dimostrato dalla forte partecipazione di organizzazioni industriali e scientifiche.

Le giornate si sono articolate nell'attività di due gruppi di lavoro: il Policy Group ed il Technical Group. Al primo sono state delegate le discussioni relative alle prospettive economiche, finanziarie, industriali e normative della *carbon sequestration*, nonché la trattativa sulla definizione finale dell'accordo di cooperazione. Nell'ambito del secondo gruppo si è discusso sullo stato dell'arte del settore tecnologico e sulle prospettive di innovazione tecnologica.

L'apertura di un dibattito tecnico e politico sulla *carbon sequestration* è stato generalmente percepito positivamente dai vari osservatori presenti. L'impegno politico USA nell'iniziativa è stato rilevante, sia per il livello delle personalità coinvolte (forte l'impegno del Dipartimento di Stato, oltre a quello istituzionale del Dipartimento dell'Energia, sia per i contenuti degli interventi. Nello stesso tempo è stato ribadita la volontà americana di impegnarsi costruttivamente nel settore del cambiamento climatico, nonostante il proprio rifiuto di sottoscrivere il Protocollo di Kyoto. Il CSLF è dunque una risposta concreta a questa esigenza mondiale di "fare qualcosa" contro il cambiamento climatico, in particolare di sviluppare tecnologie che rendano compatibile l'impiego dei combustibili fossili con tale sfida. Ne trarrebbe indiscusso beneficio l'uso del carbone, il cui impiego viene limitato a causa dei problemi ambientali.

La carta di adesione ha recepito le principali richieste poste dalle delegazioni presenti, ma in futuro dovrà necessariamente essere integrata e finalizzata in relazione ai programmi di R&S che verranno avviati.

Per quanto riguarda le attività future del Forum, il cui Segretariato verrà assicurato dal Dipartimento dell'Energia USA, è da registrare la disponibilità offerta dall'Italia ad ospitare la prossima riunione del Forum a Roma, orientativamente nel gennaio 2004.

3.3.6 Organizzazione industriale del mercato

Nel 2002, in base ai dati forniti dal GRTN, sono stati prodotti complessivamente in Italia 32,6 miliardi di kWh da combustibili solidi (28,9 nel 2001) con un consumo di 13 milioni di tonnellate di carbone (11,4 nel 2001).

Il 2002, come già lo era stato il 2001, è stato per il carbone un anno ricco di consensi. Tuttavia tale consenso non si è ancora tradotto in un definitivo riposizionamento strategico del carbone nel panorama energetico italiano. Infatti i programmi di realizzazione di centrali elettriche alimentate a carbone hanno incontrato fino ad ora in Italia una opposizione non riscontrata in altri Paesi ed a vincere la diffidenza delle popolazioni locali non è bastata fino ad ora la disponibilità di alcune tecnologie più pulite, che consentono di allineare le emissioni inquinanti ai valori dell'olio combustibile. La diversificazione del parco elettrico, infatti, evolve attualmente a favore del gas naturale, che dispone di un sistema di distribuzione ormai ramificato e raccoglie una maggiore accettabilità sociale.

Anche il contributo che poteva derivare al riposizionamento del carbone dai provvedimenti legislativi approvati per garantire la copertura del fabbisogno di elettricità e semplificare le procedure autorizzative (come ad esempio il cosiddetto decreto "sblocca-centrali") non si è tradotto in fatti sostanzialmente nuovi. Ad esempio è ancora in fase di stallo il progetto di riconversione a carbone della centrale ENEL Produzione di Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia), attualmente alimentata ad olio combustibile, che con i suoi 2.640 MW rappresenta il maggiore sito italiano di produzione di energia elettrica. Dopo il rigetto del progetto iniziale di riconversione, anche il secondo progetto di riconversione presentato dall'ENEL (riducendo i gruppi interessati da 3 a 4), nonostante le rassicurazioni fornite sul piano ambientale, sta suscitando molte reazioni contrarie.

Proseguono intanto i lavori per la costruzione dell'impianto Sulcis da 340 MW a letto fluido circolante atmosferico dell'ENEL Produzione. L'impianto, che sostituirà il gruppo Sulcis 2 demolito, rappresenta quanto di meglio la tecnologia degli impianti a carbone ad alto rendimento (almeno 40%) può offrire. L'avvio dell'esercizio commerciale è previsto nei primi mesi del 2005.

L'ENEL, come già illustrato nei precedenti Rapporti, ha ormai completato il programma di miglioramento ambientale delle centrali termoelettriche a carbone con l'obiettivo di abbattere le emissioni inquinanti e prevenire la loro formazione. Tuttavia, vista l'incertezza della situazione nazionale, manifesta interesse anche per i mercati dell'Est Europa ed ha recentemente sottoscritto

con l'Ente elettrico statale della Bulgaria un accordo per la gestione e l'ammodernamento di alcune centrali a carbone.

Come già anticipato al paragrafo 3.3.1, il progetto di gassificazione del carbone Sulcis in Sardegna è stato dichiarato ufficialmente fallito e sono attualmente allo studio alcune soluzioni alternative, che verranno opportunamente approfondite nell'ambito di uno studio di fattibilità affidato alla società Sotacarbo SpA. Tra le ipotesi allo studio c'è anche l'eventuale realizzazione di una nuova centrale termoelettrica a carbone asservita alle industrie di base dell'area. Nel caso in cui la centrale riuscisse a garantire costi dell'energia comparabili con quelli attualmente assicurati dai regimi speciali in essere, le stesse industrie potrebbero eventualmente individuare forme consortili di gestione integrata della centrale.

Un altro positivo contributo alla riorganizzazione industriale del mercato nel settore del carbone può derivare dal DdL "Energia" che prevede, nell'attuale testo approvato dalla Camera, sempre nell'intento di recuperare il ruolo del carbone, oltre ad una rimodulazione della *carbon tax* in funzione del reale impatto dei combustibili, anche la promozione da parte del MAP, di concerto con i Ministeri dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e delle Infrastrutture e dei Trasporti, di uno o più accordi di programma con i soggetti interessati per la ricerca e l'utilizzo di tecnologie avanzate per la produzione di energia elettrica o di carburanti dal carbone.

3.4 L'ENERGIA ELETTRICA

3.4.1 Produzione

La richiesta di energia elettrica è aumentata di un ulteriore 1,9%, raggiungendo quota 310,7 miliardi di kWh (tabella 5). L'aumento registrato nell'ultimo anno è in linea con l'anno precedente (2,3%) e con l'incremento medio del periodo 1990-2000 (2,4%). L'aumento di domanda è, anche per il 2002, superiore alla crescita del Pil.

L'aumento di produzione netta di energia elettrica è stato pari all'1,8%, leggermente inferiore all'aumento di domanda. La produzione interna di 284,4 miliardi di kWh è stata ottenuta grazie ad un incremento della produzione da fonti termiche tradizionali (+5,3%). La produzione da fonte idroelettrica è diminuita del 12,4% rispetto al 2001, a causa della scarsa piovosità, e si è attestata a poco più di 47 TWh, un livello inferiore a quello registrato nel 2000 (51 TWh). La produzione da fonte eolica e fotovoltaica è aumentata del 19% rispetto al 2001. L'elettricità da combustibile di recupero (dalle raffinerie, acciaierie e dai rifiuti urbani) pesa per il 10% della produzione termoelettrica.

Tabella 3.25 - Bilancio dell'energia elettrica in Italia. Anni 2001-2002 (GWh)

Flussi	2001	2002	Variazione 2002/01(%)
Produzione idroelettrica lorda	53.926	47.262	-12,4
Produzione termica lorda	219.379	231.069	5,3
Produzione geotermica lorda	4.507	4.662	3,5
Produzione eolica e fotovoltaica lorda	1183,4	1408,3	19,0
Totale produzione lorda	278.995	284.401	1,9
Energia per servizi	13.029	13.619	4,5
Totale produzione netta	265.965	270.783	1,8
Ricevuta da fornitori esteri	48.927	51.519	5,3
Ceduta a clienti esteri	549,3	922,3	67,9
Destinata ai pompaggi	9.511	10.654	12,0
Richiesta totale Italia	304.832	310.726	1,9
Fonte: GRTN			

L'aumento di elettricità da produzione termoelettrica nel corso del 2002 è dovuto principalmente ad un aumento di produzione da carbone (+12%). Si è poi ulteriormente rafforzata la crescita dei consumi di gas naturale, che ha ulteriormente distanziato i consumi di prodotti petroliferi, pure aumentati ma in misura inferiore. Dei 231 TWh termici prodotti in Italia, quasi 100 provengono dal gas naturale, 77 da prodotti petroliferi, 35 dal carbone e 24 da altre fonti (comprendenti, in ordine d'importanza, orimulsion, gas d'alto forno, gas residui di raffinazione, gas di cokeria e altro). Nel 2002 i prodotti petroliferi hanno coperto il 33,3% della produzione termoelettrica convenzionale, in lieve calo rispetto l'anno precedente (34,2%). Il gas naturale contribuisce per il 43% della produzione di elettricità (43,7% nel 2001). L'utilizzo di carbone è il dato che mostra la maggiore dinamica, passando dal 14,4% del fabbisogno della produzione termoelettrica, al 15,4%: dai 31,7 TWh del 2001 ai 35,5 TWh nel 2002.

Tabella 3.26 - Produzione termoelettrica per fonte in Italia (TWh)

	2001	2002	Variazioni 2002/01 (%)
<i>Carbone</i>	31,7	35,5	12,0
<i>Gas naturale</i>	95,9	99,4	3,6
<i>Prodotti petroliferi</i>	75,0	76,9	2,5
<i>Altri combustibili</i>	16,8	23,9	42,3
Termoelettrica tradizionale	219,4	231,1	5,3

Fonte: elaborazioni ENEA su dati GRTN

Nel 2002 la potenza degli impianti termoelettrici tradizionali aumenta di un punto percentuale, per una quota pari al 72% della potenza complessiva installata (tabella 3.27). Gli impianti idroelettrici rappresentano una quota pari a circa il 27% della potenza complessiva installata, quelli geotermoelettrici, eolici e fotovoltaici coprono la quota residua.

L'evoluzione temporale nell'ultimo quarto di secolo mostra una crescita continua della potenza termoelettrica tradizionale a fronte di una graduale flessione della quota idroelettrica e di una lenta crescita di quella eolica e fotovoltaica. La componente termoelettrica tradizionale del parco di generazione è costituita in massima parte da impianti dedicati alla sola produzione di energia elettrica (l'80% della potenza efficiente lorda), mentre gli impianti per la produzione combinata di elettricità e calore (cogenerazione) ne rappresentano il 20%. Più della metà della potenza termoelettrica tradizionale è costituita da impianti policombustibili; negli impianti di proprietà ENEL questa quota rappresenta quasi il 67%. Il margine di flessibilità nell'utilizzo di diversi *mix* di combustibili fossili è dunque consistente.

Nel corso del 2002 sono entrati in funzione tre nuovi impianti alimentati ad energia eolica, quattro nuovi impianti a rifiuti solidi urbani (RSU), tre a biomasse, sette impianti termici e impianti geotermoelettrici per complessivi 246 MVA. I nuovi impianti entrati in funzione vanno dai piccoli (7,5 MVA) ai grandi 300+170 MVA.

Tabella 3.27 - Potenza efficiente di generazione in Italia. Anni 2001-2002 (MW)

	Potenza (MW)		Variazioni (2002/01)
	2001	2002	%
Potenza idrica lorda	20.744	-	-
Potenza termica lorda	56.800	-	-
Potenza geotermica lorda	573	-	-
Potenza eolica e fotovoltaica lorda	670,4	-	-
Totale potenza lorda	78.787	-	-
Potenza idrica netta	20433,3	20439	0,03
Potenza termica netta	54570,1	55100	0,97
Potenza geotermica netta	540,3	665	23,08
Potenza eolica e fotovoltaica netta	666,6	746	11,91
Totale potenza netta	76210,3	76950	0,97

Fonte: GRTN

Nel 2002, la domanda di potenza ha conosciuto il suo massimo storico martedì 12 dicembre. Quel giorno, secondo i dati del GRTN, la punta di domanda è stata di circa 52.600 MW (tabella 3.28).

Tabella 3.28 - Bilancio di potenza alla punta nell'anno 2002. 12/12/2002 (MW)

Potenza nominale censita	76.950
Potenza disponibile Italia*	48.950
Massima capacità di importazione	6.300
Totale potenza disponibile(*)	55.250
Punta di domanda	52.590
Margine disponibile	2.660
% riserva di potenza rispetto alla punta	5,1 %

(*) comprende la riserva operativa

Fonte: GRTN

Negli ultimi anni agli aumenti della domanda di energia elettrica in Italia non è corrisposto un adeguato sviluppo della generazione; ciò ha reso indispensabili le importazioni. Tale risorsa è tuttavia attualmente difficilmente modulabile e contribuisce ad irrigidire l'intero sistema. Come per il biennio precedente, anche nel biennio 2001-2002 si registra una diminuzione del margine di potenza disponibile per gestire eventuali indisponibilità della capacità produttiva oppure incrementi non previsti del fabbisogno. Margini di riserva molto esigui rendono inoltre cruciale il servizio di interrompibilità che consente al GRTN il distacco di una quota di carico dell'utente, collocato sul mercato libero secondo apposite procedure contrattuali.

Occorre mettere in evidenza che il parco di generazione nazionale è caratterizzato da una notevole differenza tra la potenza censita a fini statistici (poco meno di 77.000 MW) e quella effettivamente disponibile (quasi 49.000 MW). L'obsolescenza del parco elettrico e la necessità di effettuare frequenti manutenzioni ed adeguamenti sono la causa della riduzione della potenza censita.

Il settore elettrico vive attualmente una fase particolarmente critica a livello internazionale, con i *black out* verificatisi negli USA, Gran Bretagna e Danimarca, le difficoltà estive delle centrali in Francia e Germania, i distacchi programmati ed i *black out* italiani. In Italia, condizioni climatiche estive particolari hanno fatto segnare record storici anche per il nostro sistema elettrico: per la prima volta la punta di domanda estiva (53.100 MW) ha superato quella invernale. L'aumento dei consumi ha raggiunto l'11,7% nel confronto fra agosto 2002 ed agosto 2003; il GRTN ha dovuto ricorrere al Piano di Emergenza. Questa situazione di carattere congiunturale ha condotto alle interruzioni programmate del 26 giugno ed ha messo in evidenza la criticità strutturale per la copertura del fabbisogno ed i margini di riserva.

Per far fronte a tale situazione, il cosiddetto decreto "sblocca-centrali", convertito nella legge n. 55/2002, ha consentito di sbloccare una serie di autorizzazioni: dall'inizio del 2002 sono stati autorizzati più di 12.000 MW, a fronte di un obiettivo minimo di entrata in servizio di nuovi impianti per 10.000 MW entro il 2006. Con la legge n. 83/2003 si è anche cercato di rafforzare ulteriormente lo "sblocca-centrali", introducendo corsie preferenziali per alcuni siti industriali già attrezzati.

3.4.2 Importazione ed esportazione

Nel 2002 l'energia elettrica importata dall'estero ha raggiunto il valore di circa 51,5 TWh, un nuovo massimo storico.

Le importazioni nette, pari a 50,6 TWh, sono cresciute del 4,5% rispetto al 2001 (tabella 3.29). Quasi la metà di tali importazioni è affluita dalla Svizzera, il 36,8% dalla Francia, il 10,2% dalla Slovenia e il restante 3,5% dall'Austria. Le importazioni nette provenienti dalla Svizzera e

dalla Francia sono aumentate nel 2002 come accadde nel 2001, mentre le importazioni dall'Austria sono diminuite. Continua ad aumentare l'energia importata dalla Slovenia. Nel corso del 2002 sono stati effettuati i collaudi della linea a +/-400 kV con la Grecia (Galatina-Arachthos), propedeutici all'utilizzo commerciale.

Tabella 3.29 - Importazioni nette di energia elettrica in Italia (GWh)

Paesi	2001	2002	Quota (%)	Variazione 2002/01 (%)
Francia	17.842	18.610	36,8	4,3%
Svizzera	23.582	24.879	49,2	5,5%
Austria	1.861	1.787	3,5	-4,0%
Slovenia	5.101	5.155	10,2	1,1%
Grecia	-8,2	138	0,3	-
Totale	48.377	50.570	100,0	4,5%
Fonte: GRTN				

La rete elettrica italiana è attualmente interconnessa con le reti dei paesi confinanti tramite 5 linee a 380 kV, di cui una a doppia terna (Rondissone in Italia-Albertville in Francia), 9 linee a 220 kV ed una stazione di conversione "corrente alternata/corrente continua" situata a Lucciana (Corsica), avente potenza nominale di 50 MW. I piani di espansione della rete di interconnessione prevedono per il periodo 2003-2005 la realizzazione di due nuove linee di interconnessione con l'estero sui confini svizzero e austriaco (tabella 3.30). Secondo il programma triennale di sviluppo della rete, poi, sono allo studio varie ipotesi di aumento della capacità di interconnessione con l'estero, in particolare: un cavo sottomarino che dovrebbe collegare S. Teresa (Sardegna) a Bonifacio (Corsica); una nuova linea con l'Austria (Prati di Vize-Steinach) e una con la Slovenia (Udine Ovest-Okroglo).

Tabella 3.30 - Interventi di incremento della capacità di interconnessione con l'estero previsti nel Piano di Sviluppo della rete

Da	A	Tipo	Capacità di trasmissione (MW)	Lunghezza (di cui in Italia) (km)	Completamento previsto
S. Fiorano	Robbia (CH)	Doppia terna	1.500	50 (35)	31/12/2002
Cordignano	Lienz (A)	Semplice terna	800	180 (80)	31/12/2003

3.4.3 Impatto ambientale

Il settore dell'energia elettrica è una delle maggiori fonti concentrate di inquinamento atmosferico (principalmente anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), ossidi di zolfo (SO_x), ossidi di azoto (NO_x), polveri (PS), composti organici volatili (COV) ed alcuni metalli pesanti). Secondo stime ENEA, nel 1994 il settore elettrico (generazione di elettricità e calore, esclusa l'autoproduzione) ha prodotto il 23% delle emissioni nazionali di CO₂ (99,2 Mt), il 26% di quelle di N₂O (162.000 t), il 16% di quelle di NO_x, il 45% di quelle di SO₂. Il settore elettrico ha quindi un ruolo importante nel perseguimento di obiettivi di riduzione di questi inquinanti stabiliti a livello nazionale e/o internazionale.

Le emissioni di CO₂ del settore sono cresciute negli ultimi decenni sia in termini assoluti sia di contributo percentuale alle emissioni complessive. Secondo i dati APAT relativi al 1999 la quota

di emissioni di CO₂ è salita al 26%, con un sensibile incremento in valore assoluto di 118 Mt. Nel 1996 le emissioni del settore si dovevano per il 62% all'olio combustibile, per il 20% al carbone e per il 18% al gas metano. Rispetto al 1990 sono diminuite le emissioni totali degli impianti a carbone e a olio (-7,6% e -3,4%), mentre sono cresciute quelle degli impianti a gas (+0,6%). In termini unitari, nel 1996 il settore elettrico in Italia ha emesso in media 522 grammi di CO₂ per kWh prodotto, risultando ampiamente al di sopra della media europea (370 grammi di CO₂ per kWh). Questo divario si deve alla diversità nella *mix* di fonti energetiche impiegate nella produzione elettrica ma anche al grado di efficienza del parco di generazione. Sebbene significativi passi in avanti siano stati compiuti negli ultimi anni, è ancora richiesto uno sforzo rilevante per portare il sistema elettrico italiano, ed in particolare quello termoelettrico, a competere in Europa in termini di efficienza sia economica che ambientale.

L'ENEL in particolare ha messo in atto una serie di interventi che hanno consentito di raggiungere risultati significativamente superiori agli obblighi di legge attraverso: modifica della *mix* di combustibili impiegati; installazione di desolfuratori e denitrificatori catalitici; modifica dei processi di combustione; entrata in servizio di nuovi impianti a ciclo combinato gas-vapore. Le emissioni specifiche, sulla base del Rapporto ambientale 2000 ENEL, sono in corso di progressiva riduzione (tabella 3.31). Inoltre, l'ENEL introduce progressivamente nei siti produttivi sistemi di gestione ambientale certificati secondo le norme ISO 14001 ed EMAS⁸¹, che si prevede riguarderanno il 100% della potenza installata nel 2005.

Tabella 3.31 - Emissioni specifiche nette negli impianti termoelettrici ENEL (g/kWh)

Emissioni	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2002/2001 (%)
SO ₂	3,5	3,5	2,9	2,5	2,4	1,87	-22,1
NOx	1,6	1,3	1,1	0,9	0,85	0,72	-15,3
Polveri	0,16	0,1	0,11	0,1	0,09	0,06	-33,3
CO ₂	723	719	707	702	n.d.	n.d.	n.d.

Fonte: ENEL SpA

Nel quadro di emergenza elettrica delineato nel paragrafo 3.4.1 si pone anche il decreto n. 239 del 29 agosto 2003, che prevede la possibilità di autorizzare il funzionamento temporaneo e ben limitato nel tempo di centrali, anche in deroga ai limiti contenuti nei provvedimenti di autorizzazione e derivanti dalla normativa sulle emissioni in atmosfera ovvero sulla qualità dell'aria. Analogamente, nello stesso decreto si prevede di poter modificare il limite di temperatura degli scarichi idrici delle centrali termoelettriche, fattore che si è rivelato come limite significativo per il parco di produzione non solo nazionale, in grado di condizionare, in determinate condizioni climatiche, la potenza di produzione fino ad oltre 1.500 MW.

3.4.4 Prezzi

I confronti di prezzo dell'energia elettrica a livello internazionale vengono effettuati sulla base sia della metodologia del prezzo medio, utilizzata dall'AIE, sia della metodologia del consumatore tipo, impiegata dall'Eurostat. Come già segnalato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nelle Relazioni Annuali 1999 e 2000, quest'ultima metodologia si fa preferire in quanto le

⁸¹ L'EMAS è il sistema comunitario di ecogestione e *audit* al quale le imprese possono aderire volontariamente e richiedere per i propri siti una certificazione indipendente di conformità.

statistiche AIE presentano una controindicazione metodologica per la struttura tariffaria italiana, caratterizzata da una notevole variabilità dei prezzi in relazione al consumo.

Per quanto riguarda le utenze domestiche, il sistema tariffario italiano è caratterizzato da prezzi inferiori rispetto alla media europea per le utenze a basso consumo e, al contrario, da prezzi superiori a carico delle utenze con consumi più elevati. Questa caratteristica è confermata dai dati del luglio 2002: gli utenti con livello di consumo più basso di 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono un prezzo inferiore del 40-50% rispetto a quelli prevalenti negli altri Paesi europei, mentre le utenze con livelli di consumo più elevati (3.500-7.500 kWh) sostengono un prezzo al di sopra della media europea, con scostamenti prossimi al 50% (tabella 3.32).

Tabella 3.32 - Prezzi dell'energia elettrica per le utenze domestiche in alcuni Paesi europei. 1 luglio 2002 (cent €/kWh)

Paese	Consumo annuo 1.200 kWh			Consumo annuo 3.500 kWh		
	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte
	cent €/kWh	Var.% 02/01	cent €/kWh	cent €/kWh	Var.% 02/01	cent €/kWh
Austria	8,9	-21,24	13,2	7,7	-18,09	11,6
Belgio	13,7	-5,52	16,8	11,1	-5,93	13,6
Danimarca	11,8	6,31	25,9	8,4	3,70	21,8
Francia	11,3	1,80	14,3	9,2	1,10	11,7
Germania	15,7	5,37	20,3	12,5	1,63	16,6
Italia	7,7	-10,47	9,9	14,2	-8,39	19,5
Olanda	12,6	12,50	17,7	9,8	10,11	17,3
Regno Unito	14,2	-4,70	14,9	9,7	-10,19	10,2
Spagna	11	0,00	13,4	8,6	0,00	10,5
Svezia	11,1	9,90	16,4	6,9	9,52	11,2
Media UE (*)	12,6	0,80	15,9	10,1	-2,88	13,3
Italia: scostamento % dalla media UE	-38,5		-37,6	39,8		47,4

(*) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 2000

Fonte: AEEG

I prezzi dell'energia elettrica per le utenze industriali, sia al lordo che al netto delle imposte, risultano invece tra i più elevati in Europa (tabella 3.33), con scostamenti crescenti con il livello di consumo di riferimento. Il divario è massimo (55,6%) nel caso della classe di consumo di 2 GWh annui. Il divario crescente con la media europea riflette anche l'aumento della componente relativa agli oneri di sistema inseriti nella tariffa elettrica per tutte le tipologie di consumo ed in particolare per quelle più elevate. Al netto delle imposte il divario con il valore medio europeo è più contenuto per le tipologie con consumi più bassi e più elevato per i grandi consumatori, a causa del carattere degressivo dell'incidenza fiscale che diminuisce in funzione dei consumi: per i consumi sino a 200 MWh mensili si applicano infatti sia un'accisa (0,31 c€/kWh) sia l'addizionale provinciale (0,93 c€/kWh); per i consumi superiori a 200 MWh mensili (e purché la domanda di potenza superi i 200 kW) non si applica l'addizionale provinciale; se poi il consumo eccede i 1200 GWh mensili esso è esente anche dall'accisa.

Tabella 3.33 - Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali in alcuni Paesi europei. 1 luglio 2002 (cent €/kWh)

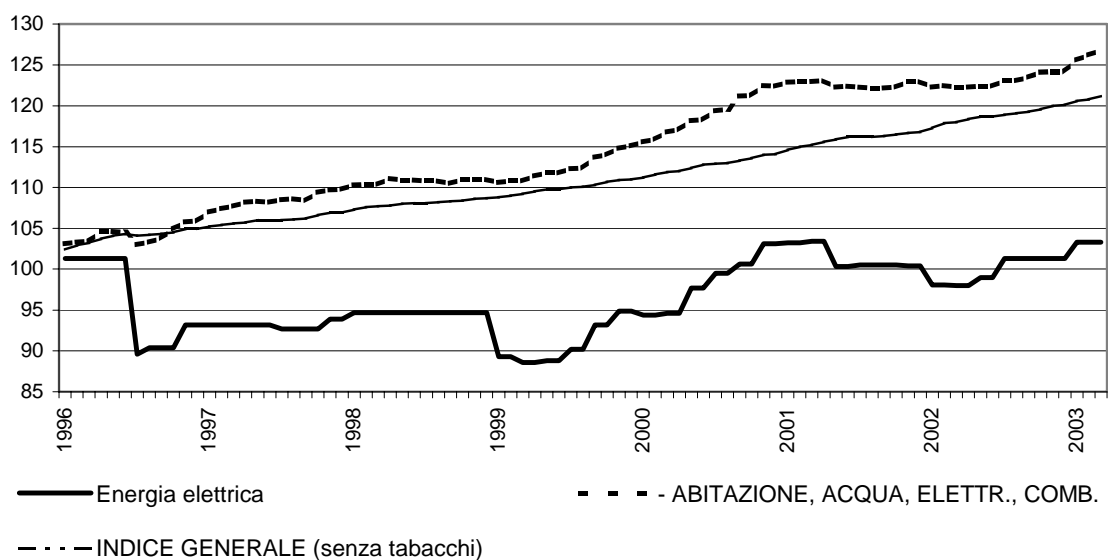
Paese	2 GWh anno (500 kW, 4000 ore)			24 GWh anno (4000 kW, 6000 ore)		
	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte (**)	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte (**)
	cent €/kWh	Var.% 02/01	cent €/kWh	cent €/kWh	Var.% 02/01	cent €/kWh
Austria	—	—	—	—	—	—
Belgio	7,6	-1,3	8,4	5,8	-1,7	7
Danimarca	—	—	—	—	—	—
Francia	5,6	1,8	6,5	4,9	2,1	5,7
Germania	6,6	-2,9	7,5	5,2	-1,9	6,4
Italia (**)	8	-13,0	11	7,4	-7,5	9,6
Olanda	—	—	—	—	—	—
Regno Unito	5,7	-10,9	6,2	4,7	-9,6	5,7
Spagna	5,2	-5,5	6	4,7	-4,1	5,7
Svezia	3	-21,1	3,5	2,6	-16,1	3,2
Media UE (*)	6	-4,8	7	5	-3,8	6,2
Italia: scostamento % dalla media UE	33,6		55,6	45,9		54,6

(*) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 2000

(**) i prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabile dalle imprese

Fonte: AEEG

Figura 3.4 - Indice dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati: indice generale, indice per il capitolo Abitazione (4) e per la voce Energia elettrica (40501)



Fonte: ISTAT

La figura 3.4 mostra l'andamento del prezzo dell'energia elettrica rispetto all'indice del capitolo abitazione, cui l'energia elettrica appartiene, e dell'indice generale.

L'energia elettrica pesa per il 12 per mille (era il 17 per mille nel 1996) sull'indice dei prezzi al consumo calcolato dall'ISTAT, il 13% del peso complessivo del capitolo Abitazione (era il 18% nel 1996).

Si nota come l'energia elettrica non contribuisca, se non nel periodo 2000-2001 (conseguenza di un forte e prolungato rialzo dei prezzi del petrolio), all'inflazione misurata dall'indice generale, ma viceversa mostri un prezzo stabile nel tempo.

Si noti infine che l'indice per il capitolo abitazione, che apparentemente è fortemente influenzato dall'andamento dell'energia elettrica pur pesando quest'ultima solo per il 13%, risente in realtà dell'andamento dei prezzi del petrolio attraverso le voci gas e energia elettrica (che complessivamente pesano per più del 40%).

3.4.5 Tecnologie

L'età media del parco termoelettrico tradizionale è molto avanzata e in continua crescita, come conseguenza di un tasso di rinnovo molto contenuto. Gli impianti più vecchi sono costituiti da quelli con tecnologie a vapore a condensazione, seguiti da quelli a turbogas. Gli impianti più recenti sono rappresentati dalle nuove tecnologie a ciclo combinato. Il grado di efficienza del parco termoelettrico è fortemente influenzato dal tipo di tecnologie di generazione prevalenti e dall'età media degli impianti: attualmente il rendimento medio del parco di generazione termoelettrico è compreso tra il 39% ed il 40%. Il lento tasso di rinnovo che ha caratterizzato l'evoluzione del parco impianti nazionale fino ad oggi ha fortemente condizionato la possibilità di aumentare l'efficienza complessiva della generazione elettrica attraverso la sostituzione degli impianti più vecchi con impianti più efficienti di nuova generazione. Di contro, la graduale apertura del mercato elettrico alla concorrenza potrebbe costituire uno stimolo ad una più veloce sostituzione degli impianti esistenti; tuttavia le convenienze economiche in questo nuovo assetto andrebbero incrociate con la necessità di ritorni a breve per gli azionisti.

L'adeguamento alla direttiva europea 96/61/CE sul controllo integrato e la prevenzione dell'inquinamento è estremamente importante per muoversi decisamente in questa direzione, richiedendo la verifica dell'applicazione delle migliori tecnologie disponibili per la protezione dell'ambiente e l'efficienza energetica ai fini dell'autorizzazione di nuovi impianti industriali (tra i quali quelli di generazione elettrica) e del rinnovo delle autorizzazioni per quelli esistenti. Risultati significativi in questa direzione richiederanno tuttavia interventi complementari di diversa natura. Su alcuni di questi si concentra tra l'altro il programma nazionale di contenimento dei gas serra in attuazione degli impegni di Kyoto.

Lo sviluppo delle turbine a gas di grande taglia, applicate in ciclo combinato con impianti a vapore a recupero, permette già oggi rendimenti superiori al 55% e promette per i prossimi anni valori del 60%; inoltre, grazie alla standardizzazione, questi impianti sono oggi i più economici da costruire. La maggior parte dei nuovi impianti termoelettrici proposti recentemente al MAP (v. paragrafo 3.4.1) prevede l'impiego di cicli combinati a gas; è evidente che solo un numero limitato di tali iniziative si trasformeranno in centrali elettriche a causa sia della difficoltà di reperire nuovi siti, sia dell'onerosità dei processi autorizzativi. Tale dato rappresenta comunque un indicatore significativo del potenziale di redditività connesso all'impiego di questa opzione tecnologica sul mercato italiano. Nella prospettiva di inserimento di nuovi operatori si apre altresì l'opportunità di sostituzione di molti impianti esistenti, valorizzando i siti e le interconnessioni esistenti (rete elettrica, acqua di raffreddamento) e lasciando in riserva parte dei vecchi apparati. Rimane aperto il tema della disponibilità di gas naturale, da importare con nuovi gasdotti o via nave per la successiva rigassificazione, e della corrispondente riduzione dei consumi petroliferi, che comportano il rischio di passare da una monocultura ad un'altra.

Nel corso del 2002 è proseguito il recupero di consensi per il carbone e per le nuove tecnologie ad esso collegate per la produzione di energia elettrica, anche a seguito della congiuntura energetica nazionale caratterizzata da una forte crescita dei prezzi dell'energia dovuta soprattutto alla struttura del mix di combustibili utilizzati, dominato da olio combustibile e gas.

Il ruolo delle fonti rinnovabili sarà sempre più rilevante per la produzione di elettricità con l'aumento della quota del 2% di energia elettrica da nuovi impianti. Tale quota dovrebbe infatti aumentare dello 0,4% all'anno per 8 anni. Un'ulteriore penetrazione delle rinnovabili richiederà probabilmente un ulteriore sviluppo delle tecnologie relative e di quelle di accumulo.

Le applicazioni in cogenerazione potranno avere lo sviluppo previsto nei programmi di Kyoto solo se la Borsa permetterà davvero di valorizzare l'elettricità prodotta in modo disperso; questo è particolarmente importante in Italia, ove la frammentazione dei processi produttivi comporta impianti di cogenerazione di taglie molto più piccole di quelle degli impianti dedicati alla vendita. La cogenerazione a piccola scala si integra con le proposte di generazione distribuita, in cogenerazione o da fonti rinnovabili; si tratta di proposte che arrivano dagli USA e dal Canada, basate sulle microturbine, macchine meno efficienti dei motori a gas di pari taglia, ma con ridottissimi oneri di manutenzione. In seguito si proporranno le celle a combustibile.

Allo sviluppo di nuove tecnologie per il settore elettrico potrà dare un significativo contributo il decreto 28 febbraio 2003 per la promozione della ricerca e sviluppo a favore del sistema elettrico, che può attivare una disponibilità superiore a € 85 milioni/anno per il triennio 2004-2006, con procedure innovative e di mercato, per privilegiare le sinergie fra progetti, cofinanziamenti e collaborazioni.

3.4.6 Organizzazione industriale del mercato

Il mercato elettrico, secondo quanto individuato dalla Commissione europea per l'analisi delle posizioni dominanti, si suddivide in quattro segmenti: generazione di energia elettrica, trasmissione sulla rete ad alta tensione, distribuzione su reti a media e bassa tensione e fornitura dell'energia elettrica al consumatore finale.

Il decreto legislativo 79 del 16 marzo 1999, "Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", ha ridisegnato il quadro istituzionale e normativo del mercato relativo al settore elettrico. Le principali novità introdotte dal decreto a partire dal 1° aprile 1999 sono state illustrate nel Rapporto Energia e Ambiente 2000. L'attuazione del decreto 79/99 ha richiesto una serie di interventi che hanno coinvolto in modo significativo sia il lato dell'offerta – quali la definizione del piano e delle modalità di cessione degli impianti da parte dell'ENEL SpA, la regolamentazione delle importazioni, i nuovi meccanismi di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la disciplina degli oneri di sistema, la definizione degli obblighi per gli operatori – sia la definizione dei clienti idonei e delle clausole negoziali per il mercato libero.

Nel 2002 il peso del gruppo ENEL tra gli operatori della generazione è ulteriormente diminuito passando dal 63,1% del 2001 al 52% (al netto dei pompaggi). Se si guarda alla produzione destinata al consumo la quota del gruppo ENEL scende al 43,5%; il secondo produttore è Edison con il 13,4% e al terzo e quarto posto troviamo gli acquirenti di due delle GenCo (Generation Company) cedute dall'ENEL: Endesa Italia (6,8%) e EdiPower (4,2%).

Allo scopo di garantire che a partire dal 2003 nessun operatore del mercato elettrico nazionale possa produrre e importare più del 50% dell'energia elettrica totale immessa nella rete in Italia, il decreto 79/99 ha disposto che, entro la stessa data, l'ENEL SpA dovesse cedere non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva sulla base di un piano per le cessioni approvato dal Governo secondo lo schema riportato in tabella 3.34.

Tabella 3. 34 - Il Piano di cessione dell'ENEL SpA: caratteristiche degli impianti

Società	Costo di acquisizione (milioni di euro)	Investimenti previsti (milioni di euro)	Impianto riconvertito (MW)			Personale (Unità/GW)
			Base	Mid-merit	Totale	
EUROGEN (A)						
Termoelettrici		1.038	3.340	614	6.711	285,2
Idroelettrici			137	629	766	566,6
Totale	3700	1.038	3.477	1.243	7.477	315,9
ELETTROGEN (B)						
Termoelettrici		860	3.780	770	4.550	302,7
Idroelettrici			57	957	1.014	376,7
Totale	2630	860	3.837	1.727	5.564	316,5
INTERPOWER (C)						
Termoelettrici		740	2.980		2.980	400,7
Idroelettrici			27	36	63	1.603,2
Totale	874	740	3.007	36	3.043	429,7
Totale A+B+C		2.638	10.321	3.006	16.084	
Di cui termo		2.638	10.100	1.384	14.241	
Di cui idro			221	1.622	1.843	

Fonte: AEEG

La società Elettrogen è stata ceduta nel 2001 alla cordata guidata dalla spagnola Endesa (cui partecipano l'ASM di Brescia ed il Banco Santander Central Hispano) per un importo di circa 2.630 milioni di euro.

La società Eurogen, la più grande delle tre società da dimettere, è stata ceduta nel corso del 2002 a Edipower (composta da Edison insieme ad alcune ex municipalizzate e istituti di credito) al prezzo di 3.700 milioni di euro.

Infine, l'ultima delle GenCo, Interpower, è stata ceduta nel gennaio 2003 alla società VOLT SpA, formata da Acea Electrabel (50%) e Energia Italia (50%), per 874 milioni di euro.

Nel segmento della distribuzione, ENEL Distribuzione è proprietaria della maggior parte della rete a media e bassa tensione. Nel corso del 2001 sono state completate le operazioni relative alla dismissione delle porzioni di rete di distribuzione ENEL in alcuni territori comunali. Allo scopo di razionalizzare la rete di distribuzione, il decreto n. 79/99, art. 9, comma 3, prevede, infatti, il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ciascun ambito comunale. Numerose sono state le cessioni di porzioni di rete da parte di ENEL, specialmente nelle città medio-grandi. In qualche caso, prevalentemente in piccole realtà, si è verificato il contrario e porzioni di rete sono state cedute a ENEL. Sono tuttora in corso procedure di arbitraggio per la cessione di ulteriori porzioni di rete da parte di ENEL. Tra le cessioni già avvenute ricordiamo Gorizia, Verona, Milano, Roma, Torino, Parma e Trieste.

Per quanto riguarda il mercato della fornitura, si distinguono vendite al mercato libero e vendite al mercato vincolato. Nell'anno 2002 le vendite al mercato libero sono state pari a circa 98 TWh, di cui il 30% è stato coperto dal gruppo ENEL (tabella 3.35). Dal 29 aprile 2003 la soglia per essere definiti clienti idonei si è abbassata a 100.000 kWh. L'AEEG stima che i clienti idonei passino da circa 13.000 a 144.000 con una domanda complessiva che da 136,7 TWh passa a 191 TWh. Con questo aumento il mercato libero riguarderà il 66% dei consumi finali (dal 41% dell'anno precedente). Gli operatori del mercato libero mostrano una diversa attenzione ai diversi segmenti di clientela, alcuni concentrandosi sulle grandi imprese industriali, altri sulle piccole e medie imprese che acquistano energia attraverso i consorzi. Si configurano pertanto differenti strategie di offerta in funzione delle opportunità del mercato di riferimento e delle relative competenze.

Nel mercato vincolato le quantità vendute sono state pari a circa 175 TWh (187 TWh nel 2001); la quota del gruppo ENEL è rimasta al 93% come l'anno precedente.

Tabella 3.35 - Vendite sul mercato libero a clienti finali. Anno 2002

Operatori	Energia venduta (GWh)	Quota di mercato %
Gruppo ENEL	30.000	36,5
Gruppo Edison	14.600	17,8
EGL Italia	5700	6,9
Gruppo Energia	5.200	6,3
Dalmine Energie	2.700	3,3
EniPower Trading	2.500	3,0
Altri grossisti	21.400	26,1
Totale	82.100	100,0
Clienti finali idonei		0,0
Totale vendite	82.100	100,0

Fonte: AEEG

Inoltre, sempre allo scopo di favorire lo sviluppo del mercato, sono partite anche le seguenti iniziative:

- l'avvio del mercato dei certificati verdi per gli impianti a fonte rinnovabile per agevolare le contrattazioni degli operatori interessati;
- l'avvio di un regime transitorio del mercato elettrico, propedeutico all'avvio del mercato vero e proprio, per superare l'attuale fase di dispacciamento degli impianti e per mettere comunque a disposizione degli operatori uno strumento per facilitare le contrattazioni.

Con l'avvio previsto della Borsa elettrica dal 1° gennaio 2004, secondo le linee-guida del "Sistema Italia 2004" che è stato ufficializzato nell'agosto 2003, si è sviluppato uno strumento che gli operatori attendevano da molto tempo. Il modello sviluppato ha tenuto conto del quadro legislativo esistente, dei provvedimenti già emanati e del lavoro svolto dai vari "tavoli" costituiti nei mesi precedenti, consentendo di utilizzare investimenti già effettuati.

Un altro aspetto che può avere un impatto positivo sul mercato elettrico è rappresentato dall'introduzione di un *capacity payment*, le cui disposizioni sono state anticipate dal disegno di legge sul riordino del settore dell'energia, approvato dalla Camera nel luglio 2003. Infatti, nella "Disciplina del Mercato", la valorizzazione della potenza di generazione è affidata sostanzialmente al mercato della riserva: ciò potrebbe risultare insufficiente a garantire la remunerazione di nuovi investimenti in impianti di produzione e potrebbe quindi determinare problemi, anche nel medio termine, di soddisfacimento della domanda e di instabilità dei prezzi sul mercato. Al contrario un sistema di remunerazione esplicita della capacità potrebbe dare maggiori garanzie per:

- assicurare l'esistenza, nel sistema elettrico, del necessario quantitativo di potenza (comprensivo del margine di sicurezza) senza che ciò sia affidato unicamente ai segnali di prezzo che derivano dal mercato; segnali che, quando si verificano, non danno il tempo sufficiente per porre in atto i dovuti rimedi (come è accaduto in California);
- stimolare l'ingresso sul mercato di nuovi operatori con impianti efficienti, garantendo la diversificazione dell'offerta e, quindi, una maggiore concorrenza.

Tra le varie possibili alternative per attuare un sistema efficiente di *capacity payment*, potrebbero essere privilegiate quelle che si basano su meccanismi competitivi tali da stimolare la concorrenza e minimizzare l'impatto sui prezzi. La materia non è semplice e le soluzioni possibili sono diverse.

3.5 LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Il contributo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) al bilancio energetico nazionale è cresciuto dai circa 14 Mtep del 1995 ai quasi 16,5 Mtep del 2001, con un aumento del 16,5% circa nell'intero periodo (in media, +2,4% ogni anno). Nello stesso periodo, l'energia prodotta dalle FER non tradizionali è più che raddoppiata (tabella 3.36). Nel seguito si descrive l'evoluzione registrata negli ultimi anni nell'utilizzo delle principali tecnologie.

Tabella 3.36 - Energia da fonti energetiche rinnovabili in Italia in equivalente fossile sostituita. Anni 1995-2002 (ktep)*

	1995	1999	2000	2001	2002 ⁴
Idroelettrico¹	8312	9979	9725	10298	8694
Eolico	2	89	124	259	309
Fotovoltaico	3	4	4	4	4
Solare termico	7	10	11	11	14
Geotermico per generazione elettrica	756	969	1035	992	1026
Geotermico per usi diretti	213	213	213	213	213
RSU (Rifiuti solidi urbani)	97	374	461	721	818
Legna e assimilati²	4635	4824	4807	4833	5008
Biocombustibili	65	38	66	87	94
Biogas	29	167	162	196	270
Totale	14119	16667	16608	17613	16450
Di cui non tradizionali³	1265	1893	2022	2516	2933

1 Solo elettricità da apporti naturali

2 La serie include il risultato dell'indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni

3 Eolico, solare, RSU, teleriscaldamento a legna, legna ed assimilati per la produzione di energia elettrica e calore in impianti industriali (l'utilizzo della legna da ardere nel settore residenziale, stimato in 3,6 Mtep, è escluso perché impiego tradizionale), biocombustibili, biogas

4 Dati provvisori e stime

* Inoltre, da considerare 9,8 TWh prodotti da reflui industriali che corrispondono a 2,1 Mtep sostituiti (Dati GRTN)

Fonte: elaborazioni ENEA su dati di origine diversa

3.5.1 Quantità

3.5.1.1 Elettricità

La risorsa idroelettrica rappresenta circa il 60% della produzione di energia da fonti rinnovabili ed è ancora la più importante delle risorse energetiche interne. Il suo contributo alla produzione di elettricità è progressivamente diminuito, attestandosi nell'ultimo decennio su una quota inferiore al 20% del totale nazionale. Il grado di utilizzazione del potenziale idrico nazionale è già molto elevato (superiore al 70%), per cui le prospettive di sviluppo del settore sono legate allo sviluppo dei piccoli impianti idroelettrici con potenza inferiore ai 10 MW.

La situazione italiana è riassunta nella tabella 3.37, dove si considera solamente l'energia idroelettrica da apporti naturali (escludendo la produzione da pompaggio)⁸².

Tra il 2001 e il 2002 la produzione è passata da 46,8 TWh a 39,5 TWh, evidenziando un forte calo causato dalle condizioni di idraulicità meno favorevoli. I dati relativi al 2002 indicano un calo generalizzato della produzione per tutte le categorie di impianto.

⁸² GRTN *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia anni 1998, 1999 e 2000.*

Negli ultimi anni la potenza installata ha fatto registrare un lento ma costante incremento fino ai 16,8 GW del 2002, grazie soprattutto al contributo degli impianti con potenza inferiore ai 10 MW.

Tabella 3.37 - Numero di impianti idroelettrici, potenza efficiente lorda installata, produzione di energia elettrica. Anni 1995-2002

A - Totale idroelettrica Italia					
	1995	1999	2000	2001	2002**
Numero impianti	1.876	1.976	1.958	1.926	1.974
Potenza efficiente lorda (MW)	16.055	16.571	16.641	16.726	16.820
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	37.781	45.358	44.205	46.810	39.519
Fattore di capacità* medio (%)	27	31	30	32	27
B - Potenza efficiente lorda fino a 1 MW					
	1995	1999	2000	2001	2002**
Numero impianti	1.085	1.163	1.122	1.080	1.110
Potenza efficiente lorda (MW)	357	414	373	384	398
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	1.411	1.762	1.550	1.668	1.604
Fattore di capacità* medio (%)	45	49	47	50	46
C - Potenza efficiente lorda tra 1 e 10 MW					
	1995	1999	2000	2001	2002**
Numero impianti	510	524	544	553	571
Potenza efficiente lorda (MW)	1.787	1.787	1.824	1.849	1.892
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	6.029	6.840	6.567	6.989	6.444
Fattore di capacità* medio (%)	39	44	41	43	39
D - Potenza efficiente lorda oltre 10 MW					
	1995	1999	2000	2001	2002**
Numero impianti	281	289	292	293	293
Potenza efficiente lorda (MW)	13.911	14.370	14.444	14.493	14.530
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	30.341	36.756	36.088	38.154	31.472
Fattore di capacità* medio (%)	25	29	29	30	25

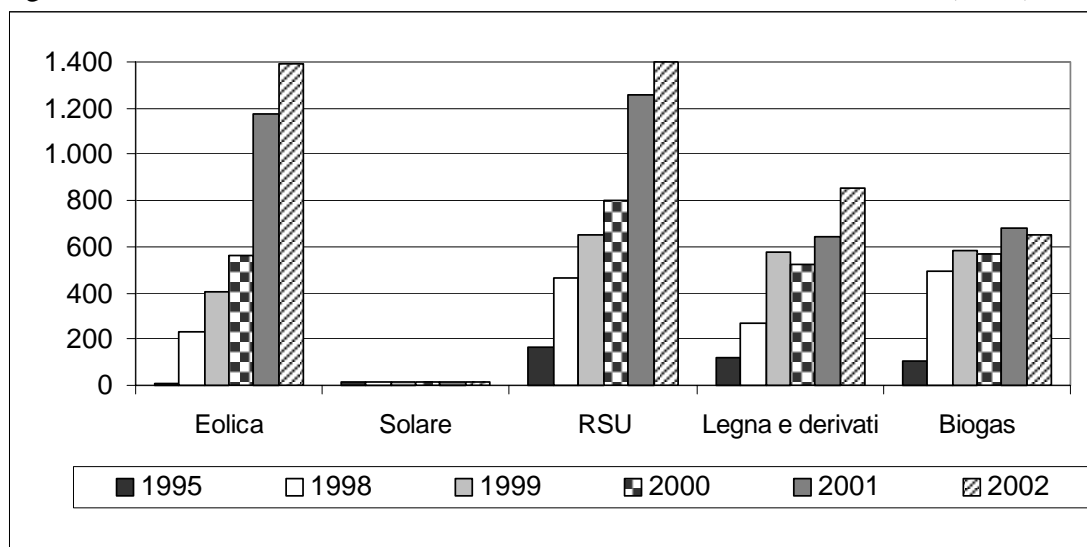
* Il fattore di carico (o fattore di capacità) è il rapporto tra l'energia prodotta da uno o più impianti in un certo intervallo di tempo e quella che sarebbe stata prodotta se l'impianto o gli impianti avessero funzionato, nello stesso intervallo di tempo, alla potenza nominale

** Dati provvisori e stime

Fonte: GRTN

Il contributo delle fonti rinnovabili non tradizionali (eolico, solare, rifiuti solidi urbani, legna e derivati, biogas) alla produzione di elettricità è riportato per gli anni 1995-2002 nella figura 3.5.

Figura 3.5 - Elettricità da fonti rinnovabili non tradizionali. Anni 1995-2002 (GWh)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati ENEL (fino al 1998), GRTN (1999, 2000 e 2001), MAP (2002)

Circa il 90% dei generatori eolici installati in Italia è posto in zone marginali e montuose ad altezze variabili fra i 600 e i 900 metri; le difficoltà di accesso e la necessità di apposite infrastrutture tendono a ripercuotersi sui costi di installazione e, di conseguenza, sul costo della elettricità prodotta. La taglia delle centrali eoliche italiane è compresa tra qualche MW e 35 MW, con una media di 10-15 MW.

Un indicatore significativo dei miglioramenti tecnologici maturati in un certo periodo potrebbe essere fornito dalla potenza media degli aerogeneratori installati (tabella 3.38). Tra il 1995 e il 2001 la potenza media unitaria delle turbine installate in Italia è passata da 260 kW a 564 kW, una crescita in assoluto significativa, ma che si ridimensiona quando rapportata all'aumento registrato negli altri paesi europei⁸³. Sarebbe interessante comprendere se questa asimmetria caratterizza un ritardo tecnologico del paese o piuttosto sia dovuta alla orografia più complessa dei siti italiani.

Tabella 3.38 - Energia eolica: potenza media per unità installata in Italia. Anni 1995-2001

Anno	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
kW/turbina	260	368	403	447	482	521	564

Fonte: ISES ITALIA

⁸³ La taglia media dei generatori installati nel 2000 è 1120 kW in Germania, 823 kW in Danimarca, 657 kW in Spagna, e 892 kW in Olanda. Fonte Commissione Europea - DG TREN.

Tabella 3. 39 - Contributo dell'energia eolica in Italia. Anni 1998-2002

	1998	1999	2000	2001	2002**
Potenza installata (MW)	164	232	363	664	780
Energia elettrica prodotta (GWh)	231,1	402,5	563,1	1178,6	1404,2
Fattore di capacità medio (%)*	16	20	18	20	21

*il fattore di carico (o fattore d'impianto) è il rapporto tra l'energia prodotta da uno o più impianti eolici in un certo intervallo di tempo e quella che sarebbe stata prodotta se l'impianto o gli impianti avessero funzionato, nello stesso intervallo di tempo, alla potenza nominale. Nel caso indicato in tabella, dove i fattori di carico sono indicati in percentuale, si deve tenere presente che il valore di tale fattore è poco significativo, in quanto nella sua determinazione vengono considerati tutti gli impianti installati nel corso dell'anno e, quindi, anche quelli installati da pochi giorni che naturalmente hanno potuto produrre un quantitativo di energia molto limitato, mentre l'intervallo di tempo preso come riferimento è relativo ad un anno intero

**Dati provvisori e stime

Fonte: ENEL (dati 1998), GRTN (dati 1999, 2000 e 2001), MAP (2002)

Si segnalano, comunque, i progressi degli ultimi 3-4 anni, quando si è passati dai circa 164 MW di fine 1998 ai 780 MW del 2002 (tabella 3.39) per gli impianti collegati alla rete. La tabella mostra come la potenza installata sia aumentata del 56% tra il 1999 e il 2000 e sia più che raddoppiata nel corso dell'ultimo biennio. L'energia prodotta è aumentata di circa sette volte passando dai 231 GWh del 1998 ai 1404,2 GWh del 2002.

Gli impianti fotovoltaici possono essere raggruppati nelle quattro categorie:

- impianti fotovoltaici per applicazioni isolate;
- impianti fotovoltaici per l'elettrificazione di insediamenti abitativi in zone rurali;
- piccoli impianti fotovoltaici sugli edifici;
- impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

Gli impianti utilizzano, nella stragrande maggioranza, moduli a base di celle al silicio (a cristallo singolo o multi-cristallino).

A fine 2002 la potenza fotovoltaica complessivamente installata in Italia era pari a 22 MW con un incremento sull'anno precedente del 10%⁸⁴ (tabella 3.40).

⁸⁴ IEA-PVPS, Annual Report 2002. L'intervallo di variazione dei dati forniti è stimato attorno al 10%.

Tabella 3.40 - Installazioni fotovoltaiche per tipo di utilizzo. Anni 2000-2002

SETTORE	2000		2001		2002	
	Potenza installata (kWp)	Energia prodotta (MWh)	Potenza installata (kWp)	Energia prodotta (MWh)	Potenza installata (kWp)	Energia prodotta (MWh)
Residenze non collegate alla rete	5240	5129	5300	5188	5300	5188
Utenze non abitative non collegate alla rete	5890	5255	6350	5665	6355	5670
Impianti PV distribuiti collegati alla rete	1155	579	1635	820	3620	1815
Impianti PV centralizzati collegati alla rete	6715	5736	6715	5736	6715	5736
Totale	19000	16699	20000	17409	21990	18408
TJ		60		63		66

Fonte: elaborazioni ENEA su dati AIE-PVPS

Dei 22 MW, 11,6 MW si riferiscono a impianti non collegati alla rete elettrica e 10,3 MW a impianti collegati alla rete (+24 % rispetto al 2000). La produzione di energia elettrica si stima in circa 18,4 GWh (+4,8 % rispetto al 2001).

A fine 2002 la potenza geotermoelettrica installata (700 MW) non registra variazioni importanti rispetto all'anno precedente, (tabella 3.41). Nell'ultimo decennio l'energia elettrica prodotta è costantemente aumentata, passando dai 3.200 GWh del 1990 ai 4.700 GWh del 2002.

Tabella 3.41 - Energia geotermoelettrica. Anni 1998-2002

	1998	1999	2000	2001	2002*
Numero di impianti	30	32	33	33	34
Potenza efficiente lorda (MW)	579	621	638	638	707
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	4214	4403	4705	4507	4662
Fattore di capacità medio (%)	85	82	86	82	75

*Provvisori

Fonte: ENEL (1998), GRTN (1999, 2000 e 2001), MAP (2002)

Su un totale di più di 50 impianti di termotrattamento dei rifiuti operativi sul territorio nazionale a fine 2002, in 4 si recupera solo energia termica (vapore), in 22 si produce energia termica ed elettrica in cogenerazione e nei restanti 24 è prodotta solo energia elettrica. Nel 2002 sono stati recuperati 1.427 GWh di energia elettrica, con un avvio al trattamento di circa 4,3 milioni di tonnellate di rifiuti solidi urbani (RSU) (tabella 3.42).

Tabella 3.42 - Impianti di termotrattamento di RSU, potenza installata ed energia fossile sostituita. Anni 1998-2002

	1998	1999	2000	2001	2002*
Impianti di termotrattamento con recupero di energia	30	31	40	43	46
Potenza elettrica installata (MWe)	167,2	168,6	287,0	320,4	377,6
Energia elettrica prodotta lorda (MWh)	464.200	653.000	803.500	1.258.500	1.427.000
Energia fossile sostituita (TJ) ¹	11.141	15.672	19.284	30.204	34.270

Calcolata considerando un tasso di rendimento del 15% e un fattore di conversione pari a 2200 kCal /kWh

*Dati provvisori

Fonte: elaborazioni su dati ANPA, GRTN

A fine 2002 la produzione di energia elettrica da biogas ammontava a 943.000 MWh (tabella 3.43). Si stima che l'87% circa della produzione di energia elettrica da biogas provenga da rifiuti organici in discarica. La rimanente parte è prodotta con biogas provenienti da fanghi di

depurazione, da deiezioni animali e da residui industriali. Da sottolineare l'apporto di questi impianti nella eliminazione mediante combustione delle emissioni di metano.

Tabella 3.43 - Produzione di energia elettrica da biogas. Anni 1998-2002 (MWh)

	1998	1999	2000	2001	2002*
Biogas da rifiuti organici in discarica	478.800	566.400	551.300	664.600	822.000
Biogas da fanghi di depurazione	4.800	6.300	6.100	4.600	2.800
Biogas da deiezioni animali	5.700	5.900	4.900	9.800	16.300
Biogas da residui industrie	4.500	4.100	3.900	5.300	101.900
Totale produzione (MWh)	493.800	582.700	566.200	684.300	943.000

Dati provvisori (MAP)

Fonte: GRTN

3.5.1.2. Calore

La produzione di calore proviene da: collettori solari termici (456 TJ nel 2000 e 586 TJ nel 2002⁸⁵); utilizzi diretti dell'energia geotermica (8.900 TJ); calore recuperato in impianti di termotrattamento di RSU (stimato in 4.700 TJ nel 2002); impianti di teleriscaldamento che utilizzano legna, localizzati principalmente in Lombardia, in Piemonte e in Trentino Alto Adige (1.062 TJ nel 2002); impianti industriali che utilizzano residui della lavorazione (legna ed assimilati) per la produzione di calore (39.600 TJ); impianti industriali, collegati alla rete elettrica, che bruciano legna e residui legnosi per la produzione di elettricità e recuperano calore in cogenerazione (circa 3.300 TJ nel 2001).

L'apporto di gran lunga più importante proviene dall'utilizzo della legna da ardere nelle abitazioni (149.900 TJ nel 2002). Questo dato è risultato di una nuova indagine statistica sulle famiglie italiane condotta, per conto dell'ENEA, da una società specializzata. L'indagine ha indicato un consumo sostituito di circa 14 Mt di legna da ardere nelle abitazioni. Un'indagine precedente indicava, invece, in 21 Mt l'ammontare di legna da ardere. Negli ultimi anni si stanno diffondendo gli usi di legno sminuzzato e di legno pastigliato in impianti automatizzati; questi impianti utilizzano sia prodotti già disponibili, ad esempio sansa esausta, sia scarti di segherie, sia infine materiale importato (si valuta una produzione nazionale nel 2001 di 70.000 tonnellate di pastiglie su un consumo di circa 100.000 tonnellate).

Questi impianti hanno rendimenti vicini a quelli dei vecchi impianti a gasolio.

La diffusione di pannelli solari per acqua calda in Italia è stata recentemente valutata in 271.000 m² installati alla fine del 2000⁸⁶, per una produzione complessiva di 456 TJ. Ipotizzando un incremento della superficie installata del 14% annuo, la produzione salirebbe a 586 TJ nel 2002 (348.050 m²).

3.5.1.3. Biocombustibili

Il consumo di biodiesel ammontava a 66 ktep di energia sostituita nel 2000 e a 87 nel 2001. Negli ultimi anni si è verificata una variazione di tendenza nell'utilizzo finale del biodiesel che è passato dal quasi totale uso riscaldamento ad una suddivisione tra il riscaldamento (70%) e l'autotrazione (30%) fino all'attuale tendenza che vede l'utilizzo in autotrazione (70%) prevalere su quello per il riscaldamento (30%). Per il 2002 si stima un consumo pari a 94 ktep di energia sostituita, corrispondente alle 144.000 t di olio grezzo da semi di colture oleaginose previsto dal "Programma Nazionale per la Valorizzazione delle Biomasse Agricole e Forestali (PNVBAF)".

⁸⁵ Ipotizzando 348.050 m² installati.

⁸⁶ Fonte: EurObserv'ER.

L'apice della produzione di biodiesel da semi nazionali risale alle campagne 1994-1995 e 1995-1996. Nella campagna 1996-1997, la produzione ha avuto un calo attestandosi poco sopra le 30.000 t. La campagna seguente (1997-1998) ha fatto registrare una marcata riduzione della produzione nazionale (quasi 8.000 t) e la ripresa progressiva delle importazioni di olio a diversi gradi di raffinazione. Dalla campagna 1998-1999 si registra una ininterrotta crescita della produzione garantita dal contingente defiscalizzato e dalla disponibilità di materia prima, soprattutto oli vegetali di importazione. Infatti, l'attuale produzione nazionale supera di poco le 11.000 t e non sembra destinata a raggiungere i livelli della campagna 1994-1995 (oltre 54.000 t), mentre l'olio importato acquista un peso sempre maggiore.

Sul rilancio della produzione di biodiesel hanno influito in maniera particolare alcuni provvedimenti normativi, in particolare il Decreto del Ministero delle Finanze n. 219 del 22/5/98, recante norme sul contingente di biodiesel ammesso all'esenzione dall'accisa, nell'ambito di un progetto pilota di durata triennale che fissava alcuni punti essenziali per la produzione e l'utilizzo del biodiesel e introduceva alcune importanti novità.

Le più significative riguardavano la commercializzazione e l'utilizzo del biodiesel e le materie prime da cui poteva essere ottenuto.

Per quanto concerne la commercializzazione, la novità introdotta, consisteva nel considerare le miscele gasolio/biodiesel con contenuto di biodiesel minore o uguale al 5% alla stregua del gasolio minerale, permettendo di inviare tali miscele al consumo sia presso utenti extrarete sia in rete. Per miscele contenenti un quantitativo di biodiesel superiore al 5% restava, invece, l'obbligo del consumo extrarete.

Per quanto concerne l'utilizzo delle materie prime, col Decreto suddetto veniva eliminato il vincolo di approvvigionamento di oli provenienti da coltivazioni *set-aside*. Inoltre, per la produzione di biodiesel si potevano utilizzare oli vegetali e loro derivati e quindi anche sottoprodotti della lavorazione quali acidi grassi e oli acidi.

L'art. 21 della Legge Finanziaria per il 2001 stabiliva che, a partire dal 1° luglio 2001, il contingente defiscalizzato veniva elevato da 125.000 t/a a 300.000 t/a e autorizzava il MAP alla realizzazione di un progetto pilota che, in deroga a quanto previsto dall'articolo 2, comma 4, del succitato Decreto del Ministro delle Finanze 22 maggio 1998, n. 219, poteva prevedere l'avvio al consumo del biodiesel puro presso utenti in rete, a partire dalle aree urbane a maggiore concentrazione di traffico.

Biodiesel

L'interesse suscitato dal biodiesel dal punto di vista ambientale nasce dal suo potenziale di riduzione della produzione di gas serra. L'uso del biodiesel, infatti, non comporta immissioni nette di CO₂ nell'atmosfera. La pianta oleaginosa utilizza la CO₂ atmosferica durante la fotosintesi immagazzinando carbonio all'interno delle cellule. Il carbonio è rilasciato in atmosfera nei processi di decomposizione dei residui vegetali, nei processi di combustione dell'olio ottenuto dai semi (biodiesel) e nel corso dei processi di assimilazione animale delle parti della pianta utilizzata per l'alimentazione zootecnica. Anche considerando le emissioni nelle fasi di coltivazione e trasformazione, il risparmio di CO₂ emessa, rispetto al gasolio, è di circa 1,7 tonnellate per ogni tonnellata di biodiesel utilizzato. A livello di inquinamento locale, l'utilizzo del biodiesel in luogo del gasolio comporta la riduzione delle emissioni di idrocarburi incombusti e della fumosità, mentre gli ossidi di zolfo sono praticamente assenti; anche il particolato diminuisce insieme alle emissioni di ossido di carbonio mentre, al contrario, quelle di ossidi di azoto mostrano un lieve incremento. Infine, il biodiesel è fortemente biodegradabile: dagli studi effettuati emerge che, dopo ventotto giorni, il 90% del biodiesel disperso in ambiente acquoso si è completamente degradato, contro il 15-20% del gasolio.

Previsioni di immissione sul mercato nazionale di olio esterificato

Parametro	2002	2003
Superficie (migliaia di ha)	105(120)	100-120(140)
Rese (t di olio/ha)	1,2(1,3)	1,3(1,4)
Olio estraibile (kt)	126(156)	144(196)
Olio usato recuperato (kt)	18(64)	22(74)
Olio vegetale importato (kt)	36(-)	64(-)
TOTALE (kt)	180(220)	200-230(270)
Fonte: bozza PVNBAF, 1999		

La produzione effettiva di biodiesel (circa 46.000 t nel 1999, 70.000 t nel 2000, 155.000 nel 2001) risulta inferiore alla capacità produttiva attuale pari a circa 500.000-600.000 t/anno. Le prospettive di sviluppo del settore si riferiscono alla Delibera CIPE n. 211 del 3/12/97, che approva le linee generali della "Seconda Comunicazione Nazionale alla Convenzione sui Cambiamenti Climatici" che stabilisce, per diversi settori di intervento, una serie di obiettivi, in termini di emissioni evitate di CO₂ equivalente e, quindi, di combustibili fossili sostituiti. Relativamente ai biocarburanti e biocombustibili, è indicato un obiettivo di 2 Mtep per il 2010, condizionato all'adozione da parte della UE di un'ideologia politica di sostegno al settore. Assumendo una ripartizione tra biodiesel ed ETBE pari rispettivamente a 1,5 Mtep e 0,5 Mtep, l'obiettivo corrisponderebbe a circa 1.500.000-1.600.000 t/anno di biodiesel e 700.000-800.000 t/anno di bioetanolo.

L'attuale capacità produttiva dell'industria nazionale del biodiesel dovrebbe essere quindi triplicata con la realizzazione di nuovi impianti. Analogamente, l'estensione dei terreni che dovrebbero essere destinati alla produzione della materia prima agricola rappresenterebbe una frazione significativa della SAU (14,7 milioni di ha, di cui solo poco più di 8 milioni a seminativi, e il resto a pascolo o colture legnose) ed avrebbe come diretta conseguenza un'operazione di riconversione culturale che dovrebbe interessare un numero notevolissimo di aziende agricole (l'estensione media dell'azienda agricola italiana è inferiore ai 10 ha). Il Programma Nazionale Energia Rinnovabile da Biomasse (PNERB) del Ministero per le Politiche Agricole e Forestali, prevede la produzione nel 2010-2012 di 500.000 t/anno di biodiesel, delle quali 100.000 t a partire da oli usati di recupero e 400.000 t da oli vegetali provenienti da apposite coltivazioni. La superficie agricola necessaria sarebbe pari a circa 200.000 ha, considerando una produzione media di 2 t/ha di olio e una resa di conversione prossima al 100%. Sulla base del PNERB, in un'ottica a più breve termine (2003), lo stesso Ministero ha successivamente predisposto un "Programma Nazionale per la Valorizzazione delle Biomasse Agricole e Forestali (PNVBAF)". Questo individua quattro filiere: biodiesel, bioetanolo, produzione di energia elettrica e/o termica da biomasse, digestione anaerobica.

Relativamente al biodiesel, il programma di sviluppo è articolato sull'incremento dell'attuale produzione. Utilizzando come materia prima gli oli provenienti da colture diffuse (girasole), da diffondere (colza) o da sviluppare (ricino, cartamo) ma anche gli oli vegetali esausti e/o altre materie grasse di scarto o di recupero, il Piano si prefigge l'obiettivo di arrivare nel 2003 (vedi tabella) a: 100.000-120.000 ha di oleaginose per 144.000 t/a di olio grezzo; 22.000 t/a di oli vegetali esausti recuperati; 200.000-230.000 t/a di metilestere prodotti con questi oli e con altre 64.000 t di oli importati.

Il PNVBAF ridimensiona le previsioni del PNERB (in parentesi nella tabella), sia riguardo alla superficie ad oleaginose *non-food* sia alle rese e quindi all'olio estraibile. Inoltre, ridimensiona anche le quantità previste di recupero di oli e aumenta, di conseguenza, quelle relative agli oli importati.

È da notare, infine, che solo 144 kt di olio dovrebbero derivare dalla trasformazione di oleaginose *non-food* di produzione nazionale.

Investimenti. Si ritengono necessari investimenti di moderata entità per il miglioramento della logistica distributiva del prodotto; gli impianti di esterificazione necessitano anch'essi di miglioramenti ed ammodernamenti finalizzati a: (a) maggiore flessibilità, con la possibilità di utilizzare materie prime diverse; (b) ottenimento di un prodotto rispondente alle specifiche della normativa tecnica europea (CEN) in via di emanazione.

Aspetti economici e prospettive. Constatando che l'80% dei costi di produzione del biodiesel è da attribuirsi al costo dell'olio vegetale, il PNVBAF sottolinea l'importanza di selezionare e diffondere specie e varietà di semi oleosi ad alta produttività a costi di produzione contenuti e parallelamente di sviluppare il recupero di oli e grassi vegetali usati, provenienti principalmente dalla grande ristorazione, ma anche dalla raccolta differenziata nelle aree urbane, in modo da poter disporre di "ingenti quantitativi di materia prima a costi limitati". L'obiettivo è quello di una riduzione dei costi della filiera di circa il 20%.

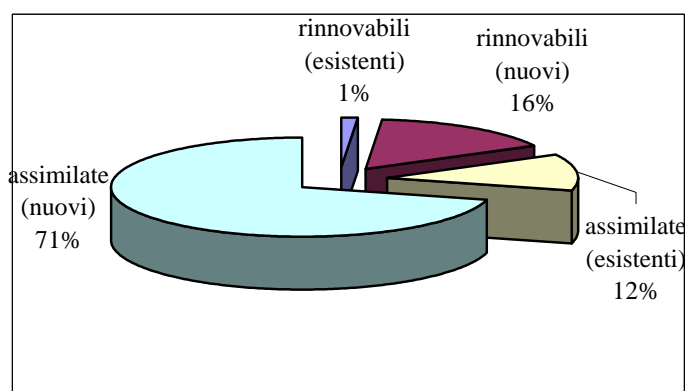
3.5.2 Il mercato dell'energia elettrica da fonte rinnovabile

Il CIP6

Il programma italiano di investimenti nel settore delle rinnovabili, annunciato con le leggi 9/91 e 10/91, ispirate al Piano Energetico Nazionale del 1988, trovava una prima applicazione concreta con il conseguente provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi del 29 aprile

1992, il cosiddetto CIP6. Il meccanismo di incentivazione del CIP6 non era comunque riservato esclusivamente alle fonti rinnovabili, ma esteso alle fonti cosiddette “assimilate”; in sostanza, ad impianti che impiegano per la generazione elettrica recuperi di energia da altri processi (impianti di cogenerazione o altri impianti convenzionali), i quali hanno beneficiato in misura largamente prevalente degli incentivi previsti. Nel 2002, infatti, su poco meno di 50 TWh ritirati in base al suddetto CIP6, l’83% è riferito ad impianti “assimilati” e solo il 17% (corrispondente a 8.528 GWh) ad impianti ad energia rinnovabile (figura 3.6). Le quantità e i prezzi medi di ritiro dell’energia elettrica rilevata nel 2002 dal GRTN sulla base del CIP6 sono riportati nella tabella 3.44, in cui figurano inoltre, per confronto, i dati relativi alla produzione di energia elettrica da mini idro che esula dal campo di applicazione di detto provvedimento.

Figura 3.6 - Valori percentuali dell’energia elettrica ritirata dal GRTN in base al provvedimento CIP6. Anno 2002



Fonte GRTN

Tabella 3.44 - Quantità e prezzi medi di ritiro dell’energia elettrica da parte del GRTN. Anno 2002

	GWh	c€/kWh
Totale produzione energia (CIP6)	49.751	9,348
<i>Totale rinnovabili</i>	<i>8.528</i>	<i>13,214</i>
impianti esistenti	746	5,780
impianti nuovi	7.782	13.927
<i>Totale assimilate</i>	<i>41.216</i>	<i>8,548</i>
impianti esistenti	6.046	6,841
impianti nuovi	35.170	8,904
Produzione mini idro (delibera n. 62/02)	2.899	6,066

Fonte: GRTN

I dati del 2002 confermano la situazione del 2001 in cui, su un totale complessivo di energia elettrica incentivata attraverso il CIP6 di poco superiore a 47 TWh, la produzione di elettricità da rinnovabili era stata di 8.365 kWh (18% del totale), acquistati dal GRTN al prezzo medio di 11,87 c€/kWh. Nella tabella 3.45 è riportata, per le diverse tipologie di impianto, la distribuzione della quantità di energia elettrica prodotta con nuovi impianti rinnovabili, rilevata nel 2001 dal GRTN in base al CIP6, con il relativo prezzo unitario di acquisto.

Tabella 3.45 - Quantità di energia elettrica prodotta con nuovi impianti rinnovabili e prezzo medio di acquisto da parte del GRTN. Anno 2001

	GWh	c€/kWh
Impianti idro >3 MW	640	11.71
Idro fluente <3 MW	550	9.71
Eolico e geotermico	2880	11.91
PV, biomassa, biogas, RSU	2023	17.36
Idro potenziamenti	735	9.89
Totale	6828	13.11

Fonte: GRTN

I grandi impianti idro e geotermoelettrici

La gran parte dell'energia rinnovabile prodotta in Italia proviene dai grandi impianti idroelettrici e geotermoelettrici preesistenti al CIP6 e al cui meccanismo di incentivazione sono stati, per lo più, estranei. Gli impianti geotermici e idroelettrici esistenti prima dell'applicazione del regolamento non si avvalgono dei nuovi meccanismi di incentivazione; la cessione di energia di questi impianti avviene infatti o tramite contratto bilaterale, al prezzo concordato con gli utenti, oppure, limitatamente alle quote destinate all'alimentazione del mercato vincolato, al prezzo dell'energia all'ingrosso definito dall'AEEG comprensivo dei costi di combustibile e dei costi di impianto.

Prima della liberalizzazione del settore elettrico gli impianti rinnovabili, come del resto tutti gli impianti di generazione, venivano remunerati sull'assunzione dei loro costi di produzione. Gli impianti idro e geotermici non ricevevano alcun compenso per i costi di combustibile dal momento che sono alimentati da fonti rinnovabili.

A seguito del nuovo assetto del settore elettrico, che non prevede differenze di remunerazione tra impianti termoelettrici ed impianti rinnovabili, è stata introdotta, con il decreto 26/1/2000, la cosiddetta "estrazione della rendita idroelettrica", ovvero una compensazione della maggiore valorizzazione derivante dall'attuazione della direttiva 96/92/CE dell'energia elettrica prodotta da impianti idro e geotermici che alla data del 19/2/1997 erano di proprietà di imprese di produzione e distribuzione (fatta esclusione degli impianti <3MW e gli impianti di pompaggio).

In sostanza, sugli introiti delle cessioni di energia da impianti idro e geotermici veniva in questo modo applicato un prelievo decrescente a partire dal 2000 per cinque anni. Tuttavia, con il decreto legge n. 25/03 viene sospesa l'estrazione della rendita idro, con due anni d'anticipo rispetto a quanto precedentemente disposto, e dal 1 gennaio 2002 gli impianti idro e geotermoelettrici non sono più gravati da tale imposta.

Gli impianti idroelettrici di piccola taglia

Per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente, a bacino e serbatoio di taglia inferiore ai 3 MW entrati in esercizio prima del 1/4/99, è stato invece previsto un regime speciale di tariffazione basato sul principio del riconoscimento dei costi effettivi di generazione, introdotto con un provvedimento dell'AEEG⁸⁷. Sulla base di tale provvedimento, la remunerazione riconosciuta è data da un valore fisso determinato a seconda dello scaglione di produzione (tabella 3.46). La media del prezzo di ritiro dell'energia prodotta dagli impianti mini idro per l'anno 2001 è stata di 6,070 c€/kWh, a fronte di un prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica di 6,573 c€/kWh; similmente, nel 2002 il prezzo di ritiro è ammontato a 6,066 c€/kWh, a fronte di un prezzo all'ingrosso di 5,841 c€/kWh.

Come è possibile notare, il vantaggio di tale tariffa è l'indipendenza dal prezzo del petrolio: nel 2001; tali impianti infatti, pur beneficiando di un regime che può essere considerato di incentivazione, percepivano meno di un impianto convenzionale.

⁸⁷ Delibera 162/98, 82/99 e 62/02

Tabella 3.46 - Prezzo di cessione riconosciuto dell'energia da impianti idroelettrici <3 MW

kWh prodotti in un anno	c€/kWh
Fino a 1 milione	8,23
Oltre 1 fino a 2 milioni	6,32
Oltre 2 fino a 3 milioni	5,78
Oltre 3 fino a 4 milioni	5,47
Oltre 4 fino a 5 milioni	5,20
Oltre 5 fino a 10 milioni	4,78
Oltre 10 milioni	4,35

Fonte: AEEG: delibera 62/02

Gli impianti fotovoltaici

Per quanto riguarda invece gli impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 20 kW è stata introdotta, con delibera 224/2000 dell'AEEG, una diversa forma di remunerazione dell'energia prodotta. Tale provvedimento, preso in coincidenza con l'avvio del programma di finanziamento in conto capitale degli impianti fotovoltaici, adotta il principio di regolazione dello "scambio sul posto" tra il proprietario dell'impianto e il distributore locale. In base a tale principio, durante l'anno, lo stesso quantitativo di energia elettrica immessa in rete dall'impianto fotovoltaico può essere ritirata a costo zero, ammettendo una equivalenza del valore dell'energia per tutte le ore dell'anno (come è del resto per la maggior parte dei contratti domestici). Per la contabilizzazione dell'energia elettrica prodotta e scambiata con la rete, e la corrispondente riduzione degli importi in bolletta, è prevista l'installazione di un contatore aggiuntivo a quello normalmente in uso.

I Certificati Verdi

Al CIP6 si sovrappone, con il D.lgs 79/99, meglio noto come decreto Bersani, il nuovo sistema di incentivazione, quello dei Certificati Verdi, facendo sì che i due sistemi, molto diversi nel loro funzionamento, siano destinati a coesistere per almeno un decennio.

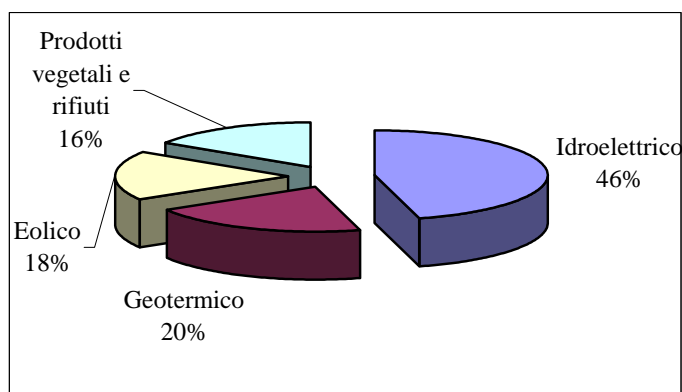
Il D.lgs 79/99 di riforma e liberalizzazione del settore elettrico, emanato in attuazione della direttiva europea 92/97/CE, istituisce infatti l'obbligo, per i soggetti produttori o importatori di energia elettrica non rinnovabile, a partire dal 2002, di immettere nella rete nazionale una quota del 2%⁸⁸ di energia rinnovabile generata in impianti entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999

Alla chiusura del mercato del 2002 risultavano emessi da parte del GRTN 9.140 Certificati Verdi (CV) a favore di titolari di impianti qualificati (IAFR), per una corrispondente produzione di energia verde di 914 GWh. Nello stesso anno il GRTN ha emesso a proprio favore e venduto 23.287 CV, corrispondenti a 2.329 GWh, riferiti all'energia prodotta dagli impianti CIP6, alimentati da fonti rinnovabili ed entrati in esercizio successivamente all'1/4/1999.

La figura 3.7 riporta il contributo alla generazione rinnovabile con emissione di CV per fonte, mentre la tabella 3.47 fornisce una stima della distribuzione per tipologia d'impianto.

⁸⁸ È previsto che tale quota possa essere modificata per decreto: l'orientamento attuale è per un aumento pari allo 0,35% annuo (tale disposizione potrebbe essere inserita all'interno del decreto di recepimento della direttiva 2001/77/CE di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, il cui iter legislativo dovrebbe concludersi entro il 2003).

Figura 3.7 - Contributo alla generazione rinnovabile con emissione di CV per fonte



Fonte: GRTN: Bollettino annuale energia rinnovabile 2003

Tabella 3.47- Distribuzione di CV per tipologia di impianto

	GWh	%
Nuova costruzione	509	55,5
Potenziamento	173	18,9
Rifacimento parziale	137	15
Co-combustione	56	6,6
Riattivazione	34	3,7
Rifacimento	10	1,1

Fonte: GRTN, Convegno, Milano, 17 giugno 2003

Il prezzo di offerta dei CV 2002 del GRTN è stato pari a 101,016 €/MWh (IVA compresa). Per il funzionamento del mercato dei CV, secondo quanto previsto dal decreto MICA 11/11/1999, il Gestore del Mercato Elettrico (GME) ha predisposto una sede di contrattazione. Le regole di funzionamento, contenute nella "Disciplina del mercato elettrico" approvata dal MICA, prevedono che le sessioni di contrattazione si svolgano almeno una volta alla settimana nel periodo da gennaio a marzo, e almeno una volta al mese nel restante periodo.

Nelle sessioni tenute nei primi mesi del 2002 (fino al 28 maggio) sono stati scambiati complessivamente 23.405 CV relativi all'anno 2002, ad un prezzo di circa 101 €/MWh, pressoché equivalente al prezzo massimo del mercato, corrispondente a quello di offerta del CV del GRTN (101,02 €/MWh).

Il contributo dei Certificati Verdi di impianti privati, ovvero non in CIP6, è risultato pari al 28% della quota d'obbligo del 2002 di 3.255 GWh. La restante domanda è stata coperta da CV GRTN. Nel 2003, tuttavia, è previsto un incremento di energia da impianti "privati" entrati in funzione dopo il 1°/4/99. Il bollettino del GRTN, infatti, riporta una producibilità attesa di 2.699 GWh, riferita ad impianti qualificati IAFR al 31 maggio 2003⁸⁹. Sulla base di questi dati, rispetto al 2002, si osserva un raddoppio della generazione idroelettrica ed eolica, una triplicazione della generazione geotermica e una decuplicazione della generazione cosiddetta "da prodotti vegetali e rifiuti". Non è tuttavia possibile risalire alla tipologia di impianto da cui siano derivati i CV. Il bollettino, infatti, riporta il numero di impianti ma non la loro producibilità; pertanto, dalla voce "fonte idrica" non è possibile risalire a quanti CV sono imputabili a impianti nuovi, quanti a

⁸⁹ Tale producibilità non è tuttavia un dato particolarmente significativo per la generazione di impianti rinnovabili (CVP) nel 2003: da un lato, infatti, essa sembra destinata ad aumentare per effetto di altri impianti che verranno qualificati IAFR durante il 2003, dall'altro non è escluso che parte di questa generazione sia imputabile ad impianti precedentemente inclusi nelle liste CIP6, successivamente esclusi per effetto della delibera 151/01, e nuovamente reintegrati negli incentivi CIP6, o a seguito di ricorso positivo o per effetto dell'art. 34 della legge 12/12/2002 n. 273 (ciò peraltro spiegherebbe il forte incremento dell'energia da biomassa e rifiuti tra il 2002 e il 2003). Ci si è limitati pertanto a riportare l'unico dato disponibile, pur non pienamente convinti della sua attendibilità.

rifacimenti parziali o a potenziamenti, anche se è possibile notare un netto incremento della taglia degli interventi (MW): 165 impianti in esercizio per una producibilità di 879 GWh oggi, 62 impianti per una producibilità di 837 GWh in progetto.

Non è altresì possibile approfondire le dinamiche nel settore biomasse e rifiuti. Nel forte incremento registrato tra produzione certificata al 2002 e produzione attesa nei prossimi anni da impianti già IAFR, non è possibile distinguere i contributi della biomassa, dei rifiuti organici e dei non organici, né è possibile ricondurre la producibilità alla tipologia d'impianto (impianto nuovo o a co-combustione).

Queste informazioni sono molto importanti per valutare l'aderenza del meccanismo dei CV con il *target* indicativo della direttiva europea: da un lato, infatti, la direttiva europea non qualifica come rinnovabile l'energia prodotta da rifiuti non biodegradabili, dall'altro l'energia prodotta a seguito di interventi di rifacimento parziale o totale d'impianto non contribuisce ad immettere nuova energia rinnovabile, ma semplicemente a rinnovare un impianto esistente⁹⁰; l'eventuale incremento della producibilità derivato dall'esecuzione dei lavori sarebbe infatti riconosciuto come potenziamento.

Tabella 3.48 - Situazione degli impianti rinnovabili al 31 maggio 2003

FONTE	Totale	Esercizio	Progetto
Idrica	227	165	62
Geotermica	3	3	0
Eolica	116	21	95
Prod.vegetali o rifiuti	78	55	23
Fotovoltaica	5	4	1
TOTALE	429	248	181

PRODUCIBILITÀ (GWh)

FONTE	Totale	Esercizio	Progetto
Idrica	1.717,80	879,9	837,9
Geotermica	418,6	418,6	0
Eolica	7.480,20	272,2	7.207,90
Prod.vegetali o rifiuti	1.758,80	1.127,70	631,1
Fotovoltaica	1,3	1,2	0,1
TOTALE	11.376,70	2.699,60	8.677,10

NUMERO

CATEGORIA	Totale	Esercizio	Progetto
A - Potenziamento / Ripotenziamento	35	33	2
B - Rifacimento Totale	4	3	1
BP - Rifacimento Parziale	38	17	21
C - Riattivazione	28	23	5
D - Nuova Costruzione	322	170	152
E - Cocombustione	2	2	0
TOTALE	429	248	181

Fonte: GRTN - Bollettino annuale energia rinnovabile 2003

È difficile invece stimare, partendo dagli impianti classificati "in progetto", la disponibilità di CV negli anni futuri. La somma di impianti già qualificati e di impianti in progetto ammonta a circa 11 TWh, fortemente in eccesso rispetto alla stima di domanda di CV nei prossimi anni (di questi, 7,4 TWh sono previsti da impianti eolici).

⁹⁰ Questo non significa che i rifacimenti e la combustione di rifiuti non debbano beneficiare di forme di sostegno (peraltro previste dalla linee guida sugli aiuti di Stato per la protezione dell'ambiente della Commissione europea), ma si sta semplicemente affermando la necessità di avere a disposizione gli strumenti per valutare se e quanto il meccanismo dei CV stia promuovendo le fonti rinnovabili utili al soddisfacimento del *target* indicativo della direttiva 77/2001.

È lecito attendersi che tale producibilità, che corrisponde ad oltre 3.000 MW di nuovo eolico installato, venga realizzata in un periodo di tempo relativamente lungo. Non risulta infatti chiaro che cosa significhi impianti in progetto: sembra difficile che corrisponda ad impianti in costruzione⁹¹.

Stando alle diverse informative del GRTN, l'offerta di CV da impianti sotto convenzione CIP6 è prevista in graduale aumento. Tali dati possono essere confrontati con la producibilità attesa dagli impianti elencati nelle delibere 175/00 e 144/01. Se l'equivalenza è corretta, la stima del GRTN si basa su un pieno successo di realizzazione di tali impianti. Non si conosce la disponibilità effettiva di CV GRTN al 2002, ovvero la produzione da impianti in CIP6 entrati in funzione dal 1°/4/99 alla fine del 2002: il bollettino sulle fonti rinnovabili del 2003, infatti, non riporta i volumi di CV a disposizione del GRTN, ma unicamente i CV venduti dal GRTN per compensare la carenza di CV privati.

3.5.3 Tecnologie

Energia solare

Il ricorso all'energia solare per la produzione di energia si realizza prevalentemente attraverso:

- sistemi diffusi che utilizzano la tecnologia fotovoltaica per produrre energia elettrica da immettere in rete;
- impianti di potenza che, attraverso sistemi a concentrazione, producono calore a media e ad alta temperatura, e quindi generano elettricità con l'utilizzo di turbine tradizionali o producono idrogeno per via termochimica o termofisica;
- sistemi di produzione di calore a bassa temperatura per la produzione di acqua calda e sistemi, per la climatizzazione ambientale.

Fotovoltaico

Con una produzione, nel 2002, superiore a 560 MW di moduli fotovoltaici prodotti a livello mondiale, la crescita del settore continua ad un ritmo estremamente elevato (oltre il 30% rispetto al 2001), con il 24% dalle industrie europee, il 45% dalle industrie giapponesi ed il 21% da quelle statunitensi. Il Giappone è diventato il dominatore del settore da qualche anno e, visti gli investimenti in ricerca e in nuova capacità produttiva, probabilmente lo resterà ancora a lungo. In Europa, il mercato è sostanzialmente concentrato intorno alla Germania, anche se nel 2002 il primo produttore europeo è risultato essere l'industria spagnola Isoton. Per la produzione dei moduli prevale di gran lunga la tecnologia del silicio a cristallo singolo o multicristallo. D'altra parte, nel medio periodo, dalle tecnologie di fabbricazione dei moduli basate sull'impiego di semiconduttori in strati estremamente sottili ci si aspetta l'abbattimento dei costi, in grado di posizionare il fotovoltaico fra le altre tecnologie di produzione dell'elettricità.

In Italia il settore non ha visto la crescita rilevata negli altri Paesi, nonostante l'impulso dato dal programma "10.000 Tetti Fotovoltaici", promosso nel 2001 dal Ministero dell'Ambiente, e gestito ora direttamente a livello regionale, attraverso il quale la potenza fotovoltaica installata è arrivata nel 2002 a 22,75 MW, con un incremento del 14% circa rispetto al 2001. Un nuovo sviluppo sarà comunque prevedibile con l'adozione per questa tecnologia del meccanismo di finanziamento in conto energia⁹².

⁹¹ L'art 10 del DM 11/11/99 chiede al GRTN di pubblicare un bollettino annuale informativo con l'elenco degli impianti rinnovabili qualificati IAFR sia in esercizio che in costruzione. La classificazione "in progetto" risulta pertanto fuorviante; se gli impianti in progetto fossero effettivamente in costruzione, ovvero se ci fosse disponibilità aggiuntiva di 11 TWh, basterebbe completare la realizzazione di questi impianti per soddisfare il *target* del 2010.

⁹² Come previsto nel testo del decreto di recepimento della 2001/77/CE, la cui approvazione è prevista entro la fine del 2003.

Solare termico di potenza

Già a partire dagli anni Ottanta i sistemi solari a concentrazione per la produzione di energia elettrica avevano dimostrato buona affidabilità tecnica con gli impianti a concentratori parabolici lineari di 354 MW_e installati in California e con Solar One, primo impianto pilota con tecnologia a torre centrale di 10 MW_e. Questo, situato nel deserto californiano di Mojave (USA), è stato successivamente ricostruito e rinominato Solar Two e, come previsto in fase di progetto, ha funzionato dal 1997 al 1999. Anche gli Stati membri dell'UE hanno iniziato a investire in questa tecnologia al fine di raggiungere gli obiettivi di produzione di elettricità da fonte rinnovabile. La Spagna, ad esempio, ha recentemente varato un programma che prevede, entro il 2010, l'installazione di impianti di potenza pari ad oltre 200 MW_e, con una producibilità annua pari ad oltre 400 GWh. L'Italia, che era stato il primo Paese europeo ad ospitare (ad Adrano, in Sicilia) una centrale solare termica dimostrativa⁹³, ha rilanciato nel 2001 questa tecnologia con l'ENEA nell'ambito del Progetto "Calore ad alta temperatura dall'energia solare", che introduce importanti innovazioni tecnologiche sia sul piano progettuale che costruttivo⁹⁴. Lo sviluppo del programma, tra le cui finalità c'è anche la produzione di idrogeno da fonte solare, ha visto una prima realizzazione in scala presso il Centro di Ricerca dell'ENEA della Casaccia e poi l'accordo con l'Enel per la realizzazione del Progetto Archimede (integrazione di solare avanzato con un ciclo combinato), da realizzarsi presso una centrale Enel a Priolo, in Sicilia. Il rilancio di questa tecnologia potrebbe basarsi anche su una decina di progetti che prevedono la realizzazione, a livello mondiale, di oltre 1.000 MW_e di potenza e su una iniziativa di cooperazione tra pubblico e privato denominata "The CSP Global Market Initiative", che cerca di facilitare la realizzazione di ulteriori 5.000 MW_e di potenza da impianti a concentrazione solare entro i prossimi dieci anni.

Energia solare per il settore della residenza

La tecnologia del solare termico a bassa temperatura, ormai matura, affidabile e già competitiva per diverse applicazioni, stenta ancora ad affermarsi in Italia nonostante le grandi potenzialità⁹⁵.

I dati di consumo nei settori residenziale e terziario indicano che circa un terzo della domanda complessiva di energia nei Paesi membri dell'UE è destinato alla climatizzazione e all'illuminazione degli edifici. I consumi energetici finali nel settore residenziale e terziario nell'anno 2002 sono stati di 40,5 Mtep, pari al 30% degli impieghi finali. Il contributo della fonte solare a questi consumi è praticamente irrilevante. In Italia infatti, sul piano generale della progettazione e della realizzazione edilizia, si rileva la difficoltà di attuare e rendere operative disposizioni e norme legislative che restano troppo spesso sulla carta. Carenze e difficoltà ulteriori si riscontrano nel settore di produzione di componenti e sistemi impiantistici in cui l'industria nazionale appare molto debole. Un rinnovato interesse per il settore potrà derivare dal recepimento delle direttive europee per l'efficienza energetica negli edifici (2002/91/CE) e per la produzione di elettricità da rinnovabili (2001/77/CE). Un supporto alla qualificazione e certificazione di componenti solari potrà derivare dall'attività svolta dall'ENEA presso i laboratori del Centro Ricerche in Trisaia, in provincia di Matera, recentemente accreditati per le attività di certificazione.

Eolico

Quella eolica, con circa il 30% di incremento annuale della capacità installata rilevato a livello mondiale negli ultimi cinque anni, rappresenta la fonte di energia con il più elevato *trend* di crescita. In Italia, dopo il forte incremento di potenza rilevato nel periodo 1996-2001, si assiste ad una situazione di stallo. Nel 2002, infatti, si sono installati impianti per poco più di 100 MW, a

⁹³ La centrale Eurelios, con campo specchi parabolici e ricevitore centrale a torre, aveva una potenza di progetto di 1 MW_e e la sua costruzione fu avviata nel settembre del 1979 da un consorzio italo-franco-tedesco nell'ambito di un programma di ricerca della Comunità europea. Le sperimentazioni hanno avuto luogo fino al 1986.

⁹⁴ L'argomento è trattato diffusamente nel paragrafo successivo.

⁹⁵ Il parco collettori solari è stimato in Italia nell'ordine di 7 m²/abitante contro gli oltre 50 della Germania e i quasi 300 di Grecia e Austria (stime EurObserv'ER).

fronte dei circa 250 MW installati nel 2001, e una certa ripresa si è cominciata ad avvertire solo a partire dal secondo semestre del 2003. A questo rallentamento hanno concorso difficoltà di “bancabilità”, proprie delle iniziative nel settore delle rinnovabili (acuite dal passaggio al nuovo meccanismo di incentivazione dei certificati verdi e dal mancato avvio della borsa elettrica). Inoltre, specifiche questioni di accettabilità della tecnologia sono emerse in alcune aree del Paese, sollevate da alcuni gruppi di opinione; queste hanno influenzato negativamente gli iter autorizzativi in sede locale, già lungo e complesso. D'altra parte è ancora in itinere un provvedimento, di iniziativa del MATT, finalizzato a promuovere lo sviluppo del settore attraverso la definizione di principi e regole generali di riferimento⁹⁶. Si può comunque prevedere anche in Italia, come già avvenuto in altri Paesi, una rapida diffusione della tecnologia, in particolare nelle Regioni centro-meridionali, nell'ambito di nuovi programmi di intervento costruiti sulla base delle potenzialità della risorsa eolica sul territorio. A questo fine potranno contribuire le indicazioni contenute nell'Atlante Eolico dell'Italia prodotto dal CESI e di prossima pubblicazione⁹⁷.

Idroelettrico

Rispetto alle altri fonti rinnovabili, nel nostro Paese l'idroelettrico è ad un valore molto elevato di utilizzo delle risorse potenziali, stimate complessivamente intorno a 65 TWh. Non sembra realistico prevedere la realizzazione di nuovi grandi impianti, in particolare per la scarsità di ulteriori risorse e per l'impatto ambientale che ne deriverebbe. Lo sviluppo del settore è quindi ipotizzabile, oltre che con l'incremento dell'efficienza degli impianti esistenti (rifacimenti e potenziamenti), attraverso il ricorso a nuovi impianti di potenza fino ad 10 MW. Questi ultimi si avvantaggiano di miglioramenti tecnologici che hanno contribuito a contenere i costi di impianto e di gestione, e comportano un limitato impatto sull'ambiente. Un altro tipo di intervento, in crescente sviluppo, prevede l'installazione di turbine per il recupero di energia nei sistemi idrici che disperdono a valle una parte dell'acqua (acquedotti, canali di bonifica ed irrigui, canali o condotte di deflusso, circuiti di raffreddamento di condensatori).

Geotermico

La produzione di energia da fonte geotermica a livello mondiale è oggi valutata intorno a circa 45 TWh/anno per la produzione di energia elettrica e a 37 TWh/anno per usi diretti. All'inizio del 2003 la potenza installata a livello mondiale per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica è stata valutata pari a oltre 8 GW_e⁹⁸. I maggiori produttori di energia da fonte geotermica sono gli Stati Uniti e le Filippine (con oltre 2000 MW_e installati ciascuno). Significativo è l'utilizzo di questa fonte in Italia dove, alla fine del 2002, erano installati circa 700 MW_e e dove la produzione di energia elettrica è sempre aumentata, passando da 3,2 TWh nel 1990 a 4,7 TWh nel 2002.

Per quanto riguarda l'utilizzo diretto della risorsa geotermica, la capacità complessiva installata nel mondo all'inizio del 2003 ammontava ad oltre 16.000 MW_t (7000 MW_t di pompe di calore, di cui 5000 MW_t solo negli Stati Uniti); In Italia il contributo annuale della geotermia negli usi diretti è stata costante nell'ultimo decennio, attestandosi intorno a 9000 TJ. La prima centrale geotermoelettrica in Italia è entrata in esercizio già nel 1915 a Larderello, in Toscana, con due gruppi di potenza pari a circa 3 MW. La potenza installata è stata incrementata negli anni Trenta e Cinquanta e, successivamente, con gli interventi effettuati nel 1971, nel 1985 e nel 1991. Ad oggi sono stati prodotti con la fonte geotermica oltre 100 TWh, con una potenza efficiente che ha raggiunto 700 MW, valore che fa dell'Italia uno dei primi Paesi nel mondo per la produzione geotermoelettrica.

⁹⁶ Il riferimento è al “Protocollo d'intesa tra il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, il Ministero delle Attività Produttive, il Ministero per i Beni e le Attività Culturali e la Conferenza delle Regioni, per favorire la diffusione delle centrali eoliche ed il loro corretto inserimento nell'ambiente e nel paesaggio”, il cui iter di approvazione non è ancora concluso.

⁹⁷ L'argomento è trattato estesamente nel volume “Le fonti rinnovabili”, allegato a questo Rapporto.

⁹⁸2003, GeothermEx, Inc.

Biomasse

Si stima che legno, residui agroindustriali e biogas forniscano un contributo energetico di circa 6,5 Mtep/anno, la maggior parte dei quali relativi all'impiego di legna per usi domestici. Un questionario inviato a oltre 1050 imprenditori ha rilevato 366 impianti per uso energetico non domestico alimentati a biomassa, con una potenza energetica di oltre 100 MW_e e 1200 MW_t. All'estero già da diversi anni sono in funzione numerosi impianti di media-grossa taglia alimentati a biomassa, che generalmente privilegiano la produzione combinata di elettricità e calore ed in diversi casi alimentano dei sistemi di teleriscaldamento. La soluzione della produzione combinata elettricità e calore (CHP), per esempio, è stata adottata in Danimarca, dove vengono impiegati generalmente combustori a griglia, alimentati da paglia, *chips* di legna e rifiuti. La potenzialità di questi impianti è relativamente bassa, con taglie che partono da circa 2 MW_e per arrivare ad oltre 20 MW_e. Ampio è lo spettro delle soluzioni tecnologiche utilizzabili per la conversione delle biomasse in energia, e comprende sia tecnologie mature ed economicamente competitive, sia tecnologie che richiedono ancora sviluppi e ottimizzazioni, tra le quali vengono oggi indicate come più promettenti le tecnologie di gassificazione a letto fluido. In Italia il problema centrale per un impiego estensivo delle biomasse da residui agroindustriali è costituito dalla complessità della "filiera biomassa", che vede nell'approvvigionamento della materia prima un primo elemento di forte criticità. L'efficienza molto bassa di trasformazione energetica delle biomasse vegetali comporta infatti, per l'alimentazione degli impianti, la raccolta di biomasse su aree molto estese, con elevati costi di trasporto, analoghi problemi si pongono anche nel caso di utilizzo di residui provenienti dalla lavorazione di una molteplicità di imprese. Ulteriori ostacoli alla diffusione di questa fonte derivano dall'elevato costo di investimento degli impianti, dovuto anche alla necessità di disporre di impianti molto versatili dal lato delle materie prime suscettibili di trasformazione (pluricombustibili), e dalla loro ancora bassa efficienza di conversione.

Per quanto riguarda i biocombustibili liquidi, il cui interesse è legato all'abbattimento dell'inquinamento nelle grandi città, l'attuale tecnologia per la produzione di biodiesel e bioetanolo da colture agricole dedicate è consolidata e richiede soltanto alcune innovazioni minori; la ricerca è indirizzata, invece, anche verso altri canali di produzione di combustibili, oltre quelli basati sulle colture agricole dedicate; in particolare, verso la produzione di etanolo da materiali lignocellulosici.

Rifiuti

Le tecnologie di termovalorizzazione dei rifiuti si sono sviluppate, a fianco delle modalità di raccolta differenziata e riciclaggio, per affrontare la problematica della produzione dei rifiuti solidi urbani (RSU), costantemente in crescita negli ultimi anni in tutta Europa. In Italia, sia il ricorso alla raccolta differenziata che alla termovalorizzazione dei rifiuti è decisamente più limitato della media europea. La raccolta differenziata ha riguardato in Italia nel 2000 solo il 14,4% dei RSU, contro una media europea del 19% rilevata nel 1999, e il ricorso alla termovalorizzazione si è limitato all'8,5% dei RSU residui al netto della raccolta differenziata (prevalentemente trattati in alcune Regioni del Nord), contro una media nei Paesi dell'UE del 25% rilevata nel 1999. Lo smaltimento in discarica risulta, infatti, ancora la forma prevalente di gestione dei rifiuti in Italia (il 72,4% dei RSU nel 2000), seguito da un 10,3% trasformato in compost e combustibile da rifiuti (CDR)⁹⁹, nonché da un 4,1% avviato ad impianti di compostaggio di frazioni selezionate (il restante 4,7% è trattato altrimenti). L'energia elettrica recuperata dall'incenerimento di rifiuti¹⁰⁰ in Italia nel 2001 è stata di 1,2 TWh, e l'energia termica pari a 1,1 TWh (il 96,7% di questa energia è stato prodotto nell'Italia del Nord). Nel 2000 in Italia sono state inceneriti quasi 2 milioni di tonnellate di rifiuti

⁹⁹ Con il termine CDR si identifica il Combustibile Da Rifiuti regolato dal Decreto Ronchi (D.lgs. 22/97), le cui specifiche tecniche sono state fissate nel successivo DM 5/2/98. Il CDR deve essere ricavato da RSU, a valle della raccolta differenziata e mediante processi di selezione e trattamento tali da innalzare il potere calorifico.

¹⁰⁰ La quantità di rifiuti inceneriti nel 2001 è stata di 2.890.576 tonnellate, composta in gran parte da 2.594.443 tonnellate di rifiuti urbani (CER20) e per il resto da rifiuti sanitari (CER19) e da altri speciali.

speciali¹⁰¹, di cui 1,1 milioni di tonnellate avviati a recupero energetico¹⁰² (la maggior parte di questi ultimi è costituita da “rifiuti della lavorazione del legno e della produzione di carta, polpa, cartone, pannelli e mobili”, per un 52% del totale in peso). Complessivamente in Italia sono stati censiti impianti di termoutilizzazione di RSU, con una capacità totale compresa tra 100.000 e 800.000 tonnellate annue di rifiuto e taglie di impianto comprese tra 5 e 40 MW. Il costo industriale dell'energia prodotta è stimato tra 6,20 e 11,36 c€/kWh.

I rifiuti possono costituire un contributo energetico importante alla produzione di energia, utilizzati direttamente come combustibile, tal quali o dopo opportuna selezione (al fine di sfruttare meglio le caratteristiche delle diverse tipologie), oppure trasformandoli in altre sostanze (solide, liquide o gassose) di più facile utilizzo negli impianti di conversione. Il principale limite alla costruzione di nuovi impianti di termovalorizzazione di rifiuti riguarda la percezione del rischio sanitario associato agli impianti, connesso ad un atteggiamento diffuso di sfiducia nelle amministrazioni locali, che determina il timore di una cattiva gestione degli impianti di trattamento ed in particolare degli inceneritori.

3.5.3.1 Il Programma ENEA per la produzione di calore ad alta temperatura dal sole

Dopo due anni di attività, continua il programma di ricerca e sviluppo finalizzato alla realizzazione di impianti solari a concentrazione in grado di fornire calore ad alta temperatura, necessario per produrre sia energia elettrica sia idrogeno mediante processi termici diretti ad alta efficienza. L'obiettivo finale è la costruzione e la messa in esercizio di impianti dimostrativi delle tecnologie sviluppate che ne consentano la diffusione su ampia scala e servano da stimolo per la creazione di un mercato autostostenuto.

Con la legge 273 del 12 dicembre 2002 sono stati ridotti del 40% gli iniziali contributi straordinari di 200 MLD€ stanziati dalla Finanziaria 2001 per il programma solare termodinamico dell'ENEA. Rimane invariato e pari al 40% il contributo sul costo complessivo degli investimenti realizzabili; quindi la parte rimanente degli investimenti necessari alla costruzione degli impianti dimostrativi va ricercata sia negli incentivi previsti dalla legislazione vigente in materia di ricerca scientifica, tecnologica e di produzione di energia rinnovabile, che nella partecipazione di soggetti terzi interessati.

La riforma dell'ENEA, varata con il recentissimo D.lgs. 257 del 3 settembre 2003, nel ribadire il ruolo centrale dell'Ente nel campo della ricerca di base e applicata finalizzata all'impiego delle fonti energetiche sostenibili, rilancia la missione dell'Ente nel programma solare termodinamico.

Per quanto riguarda la produzione termoelettrica solare, nel corso del 2003 si sono svolte attività di elaborazione progettuale, realizzazione e sperimentazione di componenti, sistemi e impianti di prova. Il fine è la realizzazione e qualificazione di prototipi e la messa a punto delle specifiche di progetto per la realizzazione di impianti dimostrativi.

Su questa linea è, perciò, iniziata una collaborazione con ENEL Produzione per studiare la possibilità di integrare un impianto termoelettrico a ciclo combinato esistente in Sicilia con un impianto solare a collettori parabolici lineari. Il primo studio prevede l'analisi del sito ENEL di Priolo Gargallo (Siracusa) dove sono presenti due unità di produzione, a ciclo combinato, da 380 MWe; la quantità di energia elettrica aggiuntiva prodotta dal campo solare dovrebbe risultare pressoché congruente con la regolamentazione ambientale che impone l'obbligo di immissione in rete del 2% di energia da fonte rinnovabile. Il progetto, denominato Archimede, si avvarrà dei risultati delle prove sulla efficienza, in condizioni operative quanto più prossime a quelle di esercizio, delle innovazioni introdotte dall'ENEA su: collettore solare, tubo ricevitore, fluido

¹⁰¹ Si tratta della quantità complessiva di rifiuti codificati con l'operazione D10 (incenerimento) e R1 (recupero energetico) dal decreto legislativo 22/97.

¹⁰² I rifiuti codificati con l'operazione R1 (recupero energetico) dal decreto legislativo 22/97.

termovettore, sistemi di trasporto e accumulo dell'energia. A tale scopo sono stati realizzati presso il Centro Ricerche ENEA della Casaccia alcuni circuiti di prova, il più importante dei quali è il PCS (Prova Collettori Solari) che riproduce in scala e condizioni operative reali un modulo del campo solare.

Poiché il fine delle attività di ricerca è quello di arrivare allo sviluppo di prodotti industriali con caratteristiche di prestazione e costo che consentano la diffusione su vasta scala di questa tecnologia, molte delle attività stanno continuando ad essere condotte in stretta collaborazione con l'industria, il cui contributo è importante specialmente nell'individuazione delle soluzioni maggiormente praticabili in una produzione di serie.

Proprio nel giugno 2003 a Trento, al *Workshop* "La sfida della creazione e del trasferimento di *know-how*", come esempi di "casi di successo", sono state presentate le collaborazioni ENEA con la ITIV di Seveso (per l'assemblaggio dei tubi ricevitori) e con la Powerwall di Udine (per i pannelli riflettenti del collettore). Ma la collaborazione interessa anche la SIFA per la struttura di supporto dei collettori, la Duplomatic Oleodinamica per il sistema di movimentazione degli specchi, la Saes Getter per la messa sotto vuoto (nei tubi ricevitori) dello spazio anulare tra il tubo di vetro esterno e quello metallico interno, la Alstom Power per la realizzazione ed il montaggio dei componenti nell'impianto PCS; mentre in ambito internazionale esistono collaborazioni con la Schott tedesca nelle attività di ricerca sul miglioramento delle prestazioni del tubo ricevitore.

Per quanto riguarda invece la produzione di idrogeno da dissociazione dell'acqua, ottenuta tramite energia solare (tecnologia che diventerà strategicamente sempre più importante nel futuro), il programma di ricerca e sviluppo sta continuando ad articolarsi nello studio e nella sperimentazione dei processi termochimici più promettenti, nell'analisi dei sistemi a membrana per la separazione dell'ossigeno dall'eventuale gas inerte e nello sviluppo dei sistemi di concentrazione della radiazione solare più idonei per raggiungere le temperature richieste. Su quest'ultimo aspetto è stata posta particolare attenzione alla progettazione di una fornace solare, per il test di dispositivi ad alto flusso raggianti, ed allo studio e realizzazione dei relativi sistemi di misura.

3.6 LA RISORSA "EFFICIENZA ENERGETICA"

È in atto il processo di revisione dei decreti sull'efficienza energetica promulgati il 24 aprile 2001 dal Ministero dell'Ambiente, di concerto con il Ministero delle Attività Produttive¹⁰³. Tali decreti dovrebbero diventare operativi nel 2004, corredati di un documento tecnico contenente le linee guida per la loro attuazione prodotte dall'AEEG.

Il meccanismo introduce la possibilità per altri soggetti non sottoposti all'obbligo, come distributori ed ESCO (Energy Service Company), di effettuare interventi di efficienza energetica, ottenere dall'AEEG titoli di efficienza energetica e venderli ai distributori soggetti all'obbligo tramite contrattazioni bilaterali o in una apposita borsa.

Il distributore che non raggiungesse il suo obiettivo annuo è soggetto a una sanzione proporzionale e comunque superiore all'entità degli investimenti necessari a compensare le inadempienze.

Il nuovo testo dei due decreti, ancora in itinere, presenta diverse modifiche sostanziali; in particolare :

- sposta la data di partenza degli obblighi di risparmio energetico per i distributori di energia elettrica e gas dal 1 gennaio 2002 al 1 gennaio 2004;
- modifica la legge di crescita delle quote incrementali annue degli obblighi di risparmio al fine di renderla più armonica, mantenendo però lo stesso obiettivo al quinto anno di funzionamento del meccanismo;
- rafforza il ruolo delle ESCO, rendendo obbligatorio per i distributori, in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi annui, l'acquisto di titoli di efficienza energetica emessi da soggetti terzi. Si crea così una forma di mercato "sicuro" per spingere la nascita e il potenziamento delle ESCO;
- inserisce la possibilità, tramite successivi decreti del Ministero delle Attività Produttive e del Ministero dell'Ambiente, di individuare interventi per cui il riconoscimento in tariffa sia superiore ai cinque anni (nel decreto originale erano dati indistintamente per tutti);
- introduce la possibilità di ridurre il tempo di riconoscimento per interventi con tempi di ritorno economico molto brevi (ad es. lampadine a risparmio energetico), rispondendo così anche all'esigenza di promuovere tutte le tecnologie efficienti individuate dai due DM, che potevano risultare penalizzate da un riconoscimento *standard* di cinque anni;
- introduce un periodo di riconoscimento maggiore (8 anni) per alcuni interventi significativi in aree urbane, quali gli interventi 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;
- introduce una serie di misure accompagnatorie che prevedono sia campagne nazionali di informazione e sensibilizzazione sull'efficienza energetica, che finanziamenti e incentivi per l'effettuazione di audit energetici su edifici pubblici.

¹⁰³ I due decreti del 24 aprile 2001 emanati dal Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente, introducevano l'obbligo per i Distributori di energia elettrica e gas con più di 100.000 utenti ad effettuare interventi di risparmio energetico, incremento dell'efficienza energetica negli usi finali e di ricorso a fonti rinnovabili di energia presso utenti finali, Enti Pubblici, Aziende indicando gli obiettivi quantitativi di riduzione del ricorso a fonti primarie di energia. I decreti, per la cui operatività si attendeva l'emanazione delle linee guida da parte dell'AEEG, prevedevano risparmi di energia primaria incrementali dal 2002 al 2006 per un risparmio complessivo al 2006 pari a 2,9 Mtep anno corrispondente a circa 7 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa. In tal modo si prevedeva di coprire il 15% circa della quota complessiva di riduzione di emissioni in atmosfera di gas serra nel settore energetico. Nel settore elettrico gli obiettivi indicati nei decreti avrebbero comportato risparmi annui pari allo 0,3% dei consumi e una riduzione dei consumi elettrici al 2006 pari al 2%.

Capitolo 4

IL SISTEMA ENERGETICO E L'AMBIENTE

CAPITOLO 4 - IL SISTEMA ENERGETICO E L'AMBIENTE

4.1 IL TERRITORIO, L'ENERGIA E L'AMBIENTE

Riguardo alle *performance* dell'Italia dal punto di vista energetico ambientale, l'OCSE così si esprimeva nel 2002, in occasione della periodica Environmental Performance Review, nelle sue "raccomandazioni":

- attuare con efficacia le politiche di riduzione dell'inquinamento, integrandone i risultati e le altre tematiche ambientali nella ristrutturazione programmata ed in essere del settore energetico;
- formulare e realizzare un programma di attuazione per il controllo e la stabilizzazione delle emissioni di CO₂ per raggiungere comunque l'obiettivo nazionale;
- assicurare l'applicazione della normativa vigente per il controllo delle emissioni di inquinanti atmosferici provenienti dall'industria;
- intensificare gli sforzi per conseguire gli obiettivi del Protocollo di Göteborg;
- completare ed attuare i piani regionali di qualità dell'aria, e renderli strettamente legati ad altri piani di sviluppo riguardanti l'energia, i trasporti la mobilità;
- estendere l'uso di strumenti economici come i permessi negoziabili;
- completare la copertura geografica del sistema di monitoraggio delle qualità dell'aria;
- progredire nella riduzione dei livelli di ozono e di particolato.

Quattro, quindi, i temi messi in evidenza: gli inquinanti atmosferici, i piani e i programmi di azione e intervento, la ristrutturazione del settore energetico, il contributo dell'industria.

Per quest'ultimo punto sottolineiamo, *ad abundantiam*, che se per l'acqua i maggiori consumi sono dati dal settore agricolo e per i rifiuti sono i settori produttivo e civile le determinanti maggiormente interessate, per l'energia, invece, le determinanti principali sono date dall'industria e dai trasporti che, quindi, concorrono maggiormente a causare i relativi impatti.

Partendo da questi elementi, l'impianto del capitolo cerca dunque di seguire le tematiche ed i rilievi indicati e si sviluppa, perciò, attraverso l'analisi dell'inquinamento da CO₂ (par. 4.2), l'analisi dell'inquinamento transfrontaliero e più complessivo dell'aria (par. 4.3), l'analisi delle metodologie di analisi e di intervento di tipo programmatico tra cui la VAS (par. 4.4), le tematiche del sistema industriale e, in particolare, dei distretti (par. 4.5).

Nel rapporto l'OCSE riconosce complessivamente all'Italia di aver compiuto notevoli progressi nella lotta contro gli inquinanti atmosferici, mentre appare, però, evidente la mancanza di una capacità programmatica sinergica tra i vari soggetti operativi, tecnici e istituzionali, e tra i vari strumenti e livelli di programmazione dello sviluppo.

Dall'analisi OCSE emerge, dunque, la necessità di ricollegare al territorio le varie azioni programmatiche e attuative: ed è questa impostazione che si è ritenuta la più avanzata e la meglio rispondente alla domanda di sviluppo territoriale e, conseguentemente, di nuova energia, con la crescente domanda di tutela ambientale.

Il tema energetico è strettamente connesso allo sviluppo di un Paese o di una società: ne costituisce certamente uno degli elementi fondanti.

A sua volta, lo sviluppo è correlato a due elementi caratteristici di ogni Paese: il territorio a disposizione nelle sue varie forme, e il contesto ambientale.

Questi concetti non sono altro che la traduzione applicativa dei principi di sviluppo sostenibile.

Benché lo sviluppo contenga la crescita ma non si esaurisce in essa, tradizionalmente lo sviluppo è sempre stato misurato con i parametri dell'economia, ed in campo energetico l'OCSE adopera come indicatore l'intensità energetica del Pil.

Nella maggior parte dei Paesi industrializzati il rapporto fra consumo energetico e Pil fa registrare una diminuzione negli ultimi anni del decennio. L'Italia non fa eccezione e, nonostante il già basso

livello di partenza, segue un andamento sostanzialmente analogo a quello dei Paesi con consumo unitario più elevato.

In particolare, l'intensità energetica si riduce del 4% tra il 1983 e il 1990, andamento confermato anche nel periodo 1996-1997. Tale tendenza si è invertita nel 1998 (+1,2%) e nel 1999 (+0,7%), mentre per il 2000 e 2001 si è avuto di nuovo una variazione negativa dell'intensità, anche in considerazione della ridotta crescita del Pil.

Tenendo conto che, fra le economie dei Paesi OCSE, quella italiana non è particolarmente specializzata in settori a basso consumo di energia, le *performance* raggiunte sui livelli di intensità energetica riflettono un'eccellenza nell'efficienza d'uso delle fonti primarie. Miglioramenti marginali risulteranno pertanto difficili da realizzare e, probabilmente, più costosi.

La lievitazione prolungata dei prezzi del petrolio, unita all'attuale incertezza politica nei grandi bacini petroliferi mondiali, risveglia anche le preoccupazioni di carattere più strutturale, di medio e lungo periodo, relative all'adeguamento della capacità di offerta.

Contemporaneamente anche la struttura produttiva ed il suo rapporto con il sistema infrastrutturale energetico nel suo complesso sono attualmente oggetto di profonde ristrutturazioni, sia sul versante consumi che dei sistemi energetici, ma anche dal punto di vista della distribuzione insediativa e dimensionale.

Dall'insieme di queste considerazioni nasce, dunque, l'esigenza di affrontare il rapporto energia ambiente attraverso l'analisi, profonda quanto gli elementi disponibili e gli indicatori scientifici permettono, del rapporto a) energia-inquinamento, b) energia-territorio, c) energia-infrastrutture ed i loro processi di modificazione, c) energia-sistema produttivo, che per l'Italia significa oggi prevalentemente distretti industriali.

Alcuni elementi appaiono già consolidati: la capacità scientifica e tecnologica di analisi degli inquinanti da parte di enti, imprese e istituzioni, la diffusione di metodologie di analisi ambientali di area vasta da parte delle istituzioni, l'analisi dei costi interni al sistema energetico.

Mancano, invece, o sono tuttora carenti, altri argomenti: la capacità sistemica, e non solo correlata al singolo impianto o situazione, di trasferire le misure chimico-fisiche sulla pianificazione e progettazione dello sviluppo di area vasta, l'analisi dei costi esterni al sistema energetico, la capacità, istituzionale e delle imprese, di attuare, in tempi confrontabili con le richieste tecnologiche e di mercato, le innovazioni necessarie alla domanda contemporanea di energia e di tutela ambientale.

Troppo distanti appaiono ancora i risultati delle attuali metodologie decisionali (*output*) in merito alla offerta/domanda energetico-ambientale; dagli *input*, caratterizzati da modificazioni delle fonti e dei sistemi tecnologici di produzione, dalla distribuzione geografica della domanda, dalla finalità di uso dell'energia.

Questo capitolo, senza pretesa di esaustività, ha cercato di dare una rappresentazione dell'esistente e delle problematiche in essere, ai fini di impostare anche delle ipotesi di risposte metodologiche.

4.2 LE EMISSIONI DI GAS AD EFFETTO SERRA

Gran parte del mondo scientifico concorda nel sostenere che il clima della Terra sia influenzato dalle emissioni di gas ad effetto serra di origine antropica. Nonostante vi siano delle incertezze, la maggior parte della comunità scientifica ritiene che sia necessario intraprendere, seguendo il cosiddetto “principio di precauzione”, delle azioni immediate per ridurre le emissioni di gas ad effetto serra. L’anidride carbonica - principale gas serra - presente oggi nell’atmosfera è pari a poco più di 372 ppm in volume e continua a crescere annualmente di alcuni parti per milione, come è largamente evidenziato dalla rete mondiale di monitoraggio che con puntualità (WMO) fornisce le oscillazioni della concentrazione di CO₂ nell’atmosfera. Anche ponendo in atto, da subito, efficaci misure capaci di diminuire significativamente le emissioni annue di origine antropica di gas serra, il valore del *forcing* radiativo globale è destinato a crescere per molti anni ancora. I gas ad effetto serra non sono solo quelli a tutti noti ed inclusi nel Protocollo di Kyoto, ma ad essi è necessario aggiungere l’ozono ed i suoi precursori, che sono oggetto di altre convenzioni internazionali tese al loro controllo o limitazione.

4.2.1 Il peso del settore energetico nelle emissioni di gas ad effetto serra

Il gas climalterante più importante in termini di emissioni è la CO₂. Le emissioni di CO₂ costituiscono, nell’ambito dei Paesi dell’Annesso 1, oltre l’80% delle emissioni di tutti i gas coperti dal Protocollo di Kyoto.

Data la predominanza delle emissioni di CO₂ rispetto agli altri gas ad effetto serra, e visto che il settore energetico costituisce la fonte di emissione prevalente, nel seguito saranno trattate esclusivamente le emissioni di CO₂ dal settore energia; tale scelta, nonostante l’elevato potenziale di riscaldamento globale del metano, del protossido di azoto e dei fluorocarburi è giustificata dal fatto che solo una quantità limitata delle emissioni di tali gas deriva direttamente dal settore energetico e quindi le politiche necessarie per il loro contenimento attengono principalmente ad altri settori produttivi quali ad esempio l’agricoltura. L’analisi sarà limitata all’Italia e all’Unione europea nel suo complesso.

I dati qui ripresi e commentati sono pubblicati annualmente dall’Agenzia Europea dell’Ambiente, a cui si rimanda per il dettaglio delle emissioni complessive e per comprendere la metodologia e la complessità del processo di stima delle emissioni di gas ad effetto serra.

Variazioni delle serie storiche di emissioni

I dati di emissione di gas serra per il periodo 1990-2001, presentati in dettaglio nel volume secondo del rapporto, si differenziano leggermente dai dati presentati nell’anno precedente. I dati infatti sono soggetti a un processo di revisione continua ad opera di ogni singolo Paese e a verifica e controllo da parte del Segretariato della Convenzione (UNFCCC). Le motivazioni della variazione dei dati emissivi sono molteplici e sono attribuibili alla disponibilità, intervenuta nel frattempo, di:

- nuovi fattori di emissione;
- revisione dei fattori di consumo di combustibile;
- disponibilità di dati statistici nuovi per specifici settori di attività;
- controllo di errori e/o doppio calcolo.

In virtù di ciò viene effettuato il ricalcolo anche dei dati emissivi degli anni precedenti e per alcuni paesi si ottengono variazioni apprezzabili dei dati assoluti. Questa continua opera di revisione e affinamento delle stime ha una importanza cruciale poiché varia anche il dato dell’anno base (1990) rispetto al quale dovranno essere calcolati gli obiettivi di riduzione da raggiungere nel primo periodo di riferimento, il quadriennio 2008-2012. Per l’Unione europea la differenza tra l’ultima serie di dati e la precedente è pari allo -0,38% per l’anno base, pari cioè a circa 15.890 Gg di CO₂ equivalente in meno, mentre per l’anno 2000 le emissioni risultano incrementate dello 0,18%, pari a 7.381 Gg (il dato si riferisce alle emissioni totali, escludendo le emissioni e gli assorbimenti connessi al cambiamento nell’uso del territorio (LUCF)).

Per l’Italia il dato del 1990 è diminuito del 2,59%, pari a 13.504 Gg, mentre il dato del 2000 è aumentato dello 0,05%, pari a 287 Gg. Il processo è continuo ed il lettore dovrà tener conto di tali variazioni anche negli anni a venire.

4.2.2 Le emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Italia

Nella tabella 4.1 sono indicate le emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Europa e in Italia durante gli anni Novanta. Le stime per l'Europa indicano un aumento di 63 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa pari a un +2%, mentre l'Italia, per cui le stime indicano maggiori emissioni per 34 Mt, ha avuto un incremento superiore all'8% (figura 4.1).

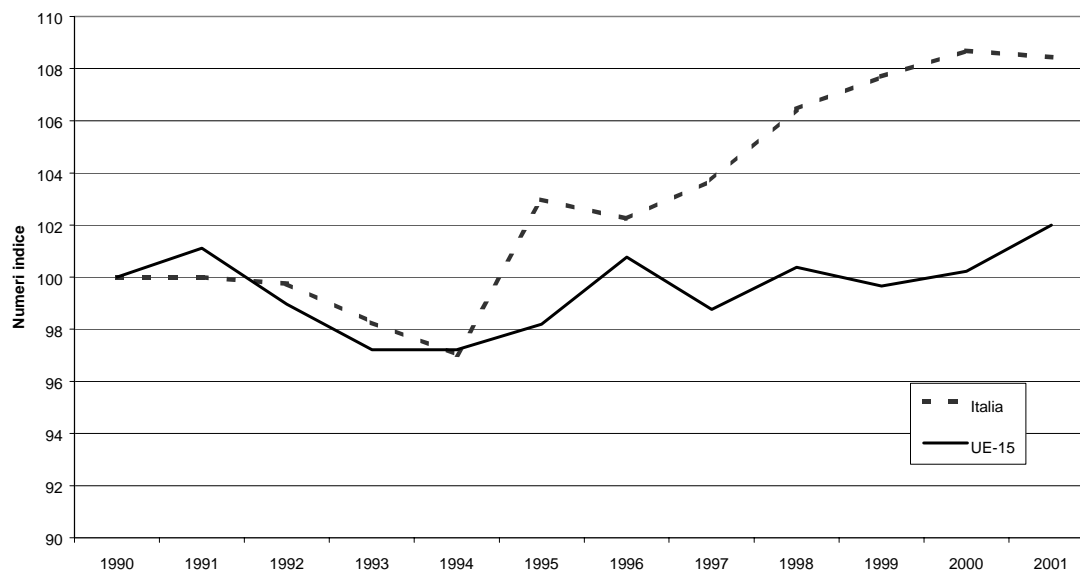
Tabella 4.1 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Europa. Anni 1990-2001 (Tg)

	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2001
Europa	3163	3130	3075	3187	3175	3170	3226
Italia	403	402	391	412	429	438	437
Italia % su EU	12,7	12,8	12,7	12,9	13,5	13,8	13,5

Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2003

Questo consistente aumento porta l'Italia ad assumere un peso emissivo maggiore in Europa. Tra i 15 Paesi membri oggi l'Italia è infatti il terzo, con il 13,6% delle emissioni complessive, dopo la Germania e il Regno Unito. L'Europa nel suo complesso si allontana quindi dagli obiettivi di riduzione previsti dal Protocollo di Kyoto e, anche se siamo ancora lontani nel tempo dal momento in cui sarà richiesto all'Unione europea di dimostrare di aver raggiunto nel suo complesso l'obiettivo assegnato, è necessario uno sforzo ulteriore, in termini di politiche ed azioni, in quanto le trasformazioni nel settore energetico richiedono necessariamente anni per essere introdotte e diffondersi.

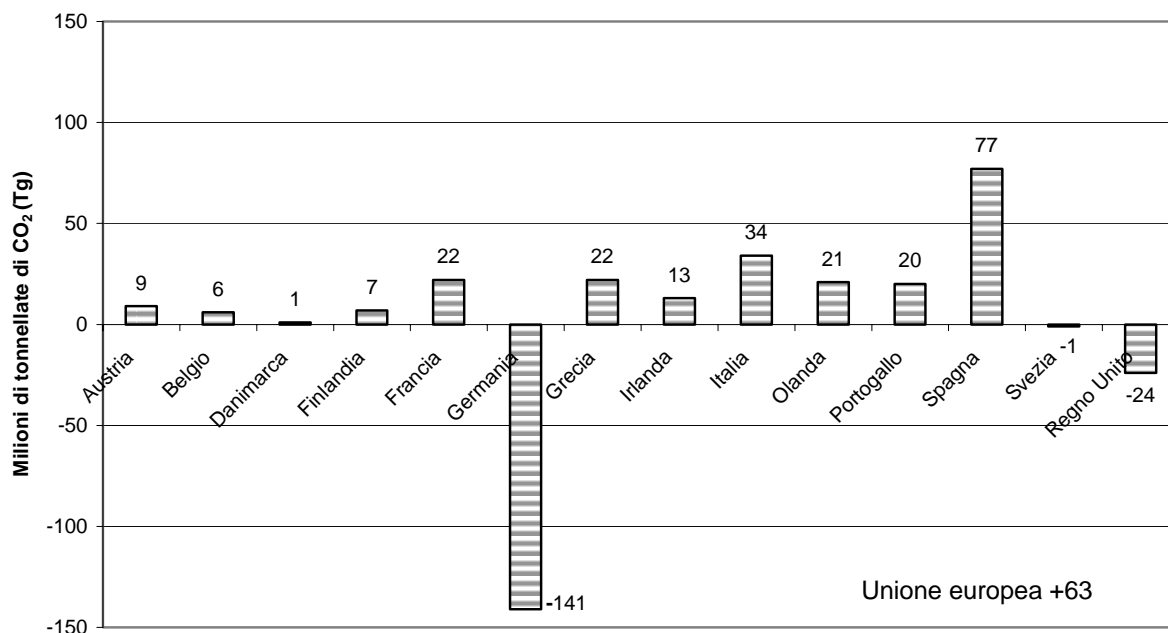
Figura 4.1 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Italia ed in Europa (numeri indice 1990=100). Anni 1990-2001



Fonte: elaborazioni ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2003

Tuttavia l'evoluzione delle emissioni di CO₂ dal settore energetico non è stata la medesima per tutte le nazioni europee (figura 4.2): tre Paesi (Svezia, Regno Unito e Germania) hanno ridotto le loro emissioni rispetto all'anno base ed è soprattutto grazie alla Germania, che ha avuto una diminuzione superiore a 140 Mt e al Regno Unito, le quali hanno un peso relativo molto elevato in Europa (figura 4.3), che l'Unione europea non ha avuto risultati fortemente negativi.

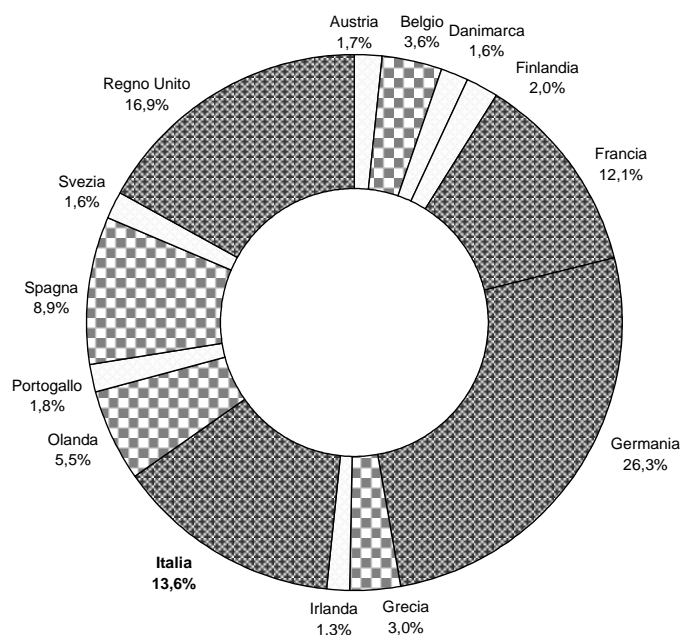
Figura 4.2 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico nei Paesi europei. Differenze tra le emissioni dell'anno base e il 2001 (Tg)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2003

Spagna, Italia, Francia e Grecia hanno invece mostrato gli aumenti più significativi in termini assoluti, mentre Portogallo e Irlanda quelli percentualmente più elevati rispettivamente +51% e +43%. Al fine del raggiungimento degli obiettivi europei la Spagna e l'Italia, che nel complesso contribuiscono per quasi il 22% al totale europeo (figura 4.3) sono i Paesi più critici, dove è più urgente mettere in atto politiche capaci di diminuire la crescita delle emissioni dal settore energetico.

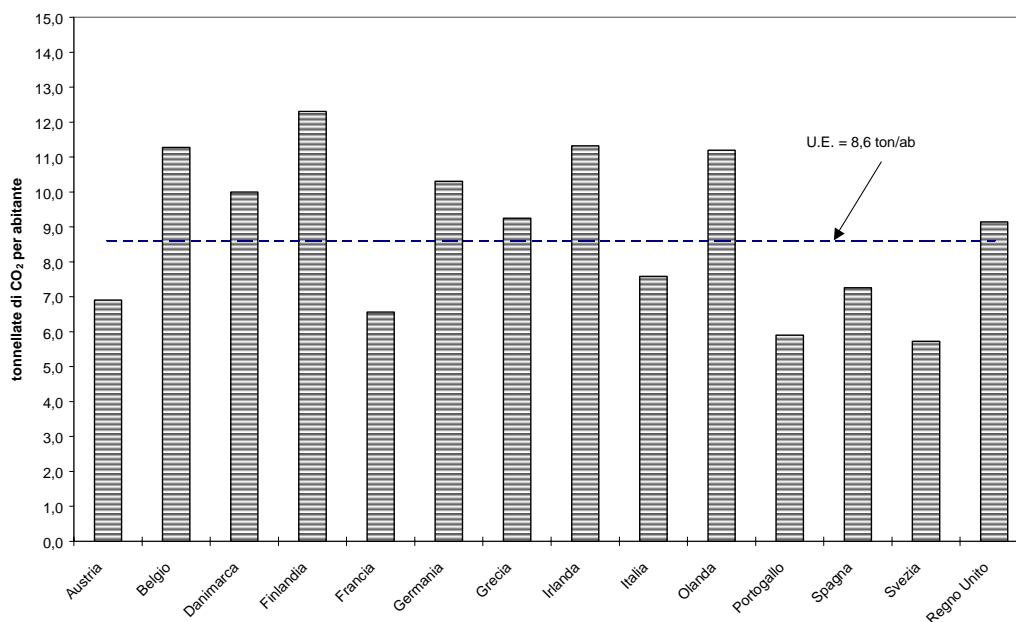
Figura 4.3 – Contributo di ogni Paese al totale delle emissioni energetiche di CO₂ in Europa. Anno 2001 (%)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2003

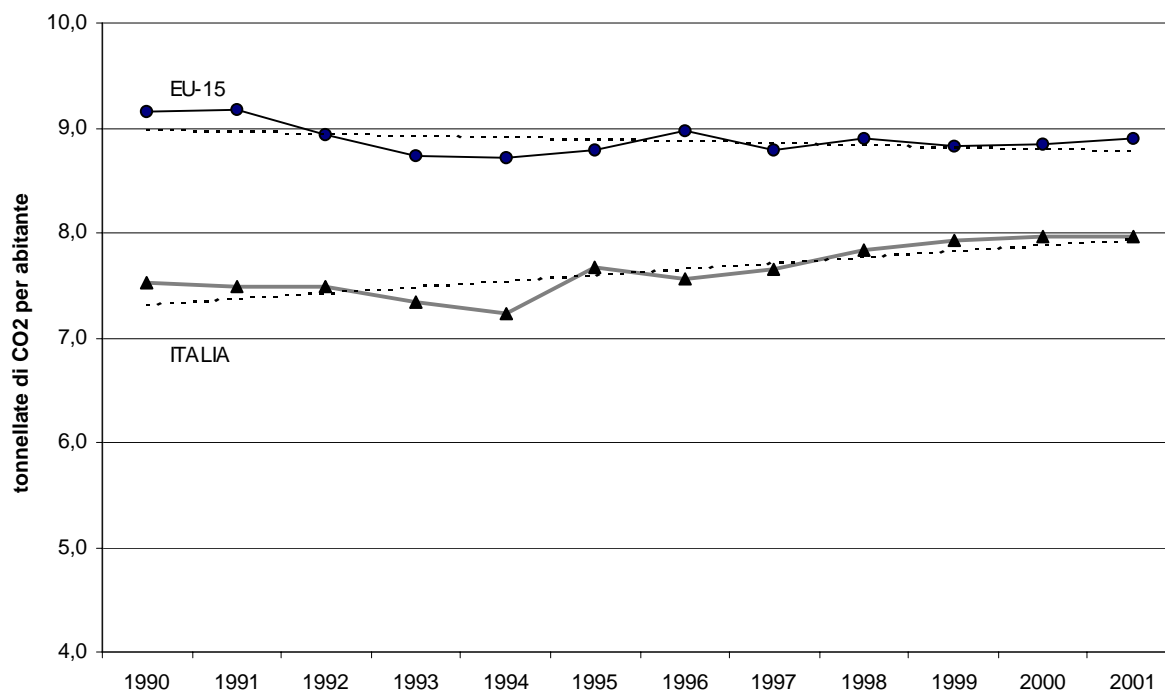
Nella figura 4.4 è mostrato il valore delle emissioni pro capite che, pur se in maniera grossolana, testimonia le differenze delle condizioni climatiche e dei sistemi energetici ed industriali dei diversi Paesi. Germania e Regno Unito, che hanno ridotto moltissimo le loro emissioni, mostrano valori superiori alla media europea, così come i Paesi freddi (Finlandia, Belgio, Olanda e Danimarca), mentre i Paesi mediterranei, ad eccezione della Grecia, mostrano valori inferiori alla media. Nel decennio passato l'indice pro capite è leggermente ma continuamente aumentato per l'Italia, mentre è diminuito per l'Europa nel suo complesso (figura 4.5).

Figura 4.4 – Emissioni pro capite nei Paesi dell'Unione europea. Anno 2001 (t CO₂)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2003

Figura 4.5 – Andamento delle emissioni pro-capite in Italia e in Europa. Anni 1990-2001 (t CO₂)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2003

I risultati italiani possono essere meglio compresi analizzando i diversi macrosettori in cui le cosiddette emissioni energetiche sono suddivise.

Nel 2001 in Italia il settore energetico nel suo complesso è stato responsabile dell'emissione di oltre 437 Mt di anidride carbonica (tabella 4.2). Di queste, più del 35% è emesso dalla produzione e trasformazione dell'energia, seguito dal settore dei trasporti con il 28,5% e dalle industrie manifatturiere e delle costruzioni e dagli altri settori che si equivalgono con circa il 18%.

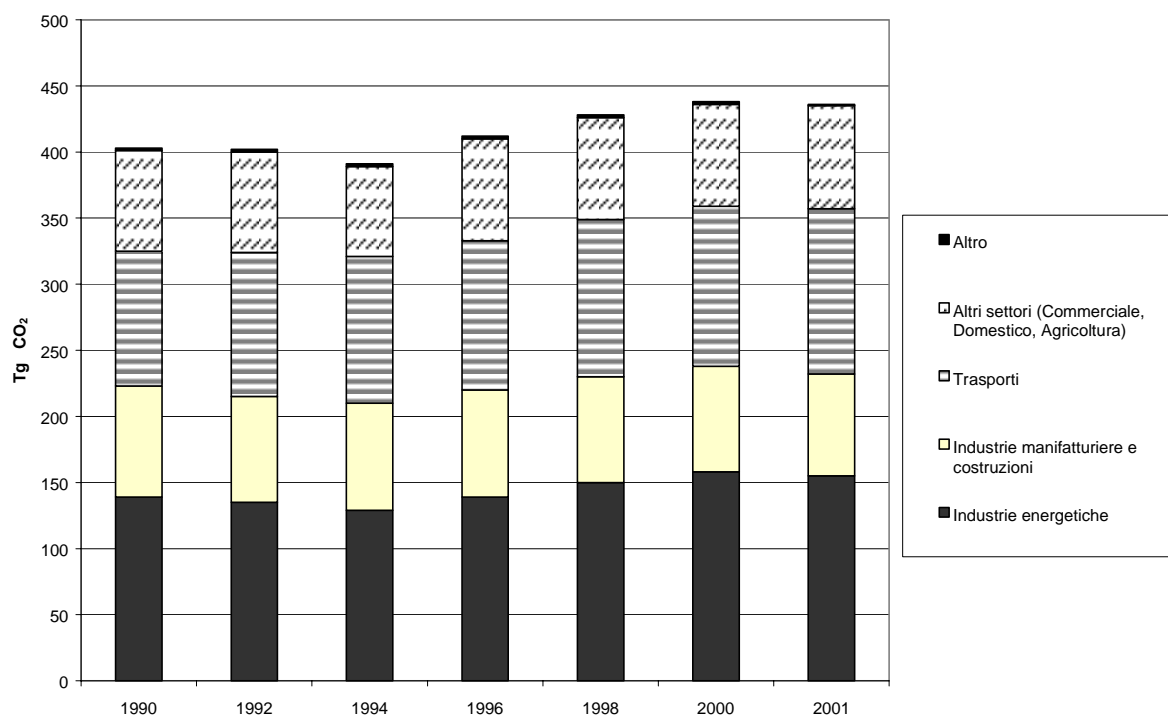
Tabella 4.2 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Italia. Anno 2001 (Gg)

	2001
Totale emissioni CO₂ (Gg)	460.760
<i>di cui da settore energia</i>	
Š Industrie energetiche	155.279
Š Industrie manifatturiere e costruzioni	77.095
Š Trasporti	125.191
Š Altri settori (Commerciale, Domestico, Agricoltura)	78.120
Š Emissioni evaporate da carburanti	1.647

Fonte: APAT, 2003

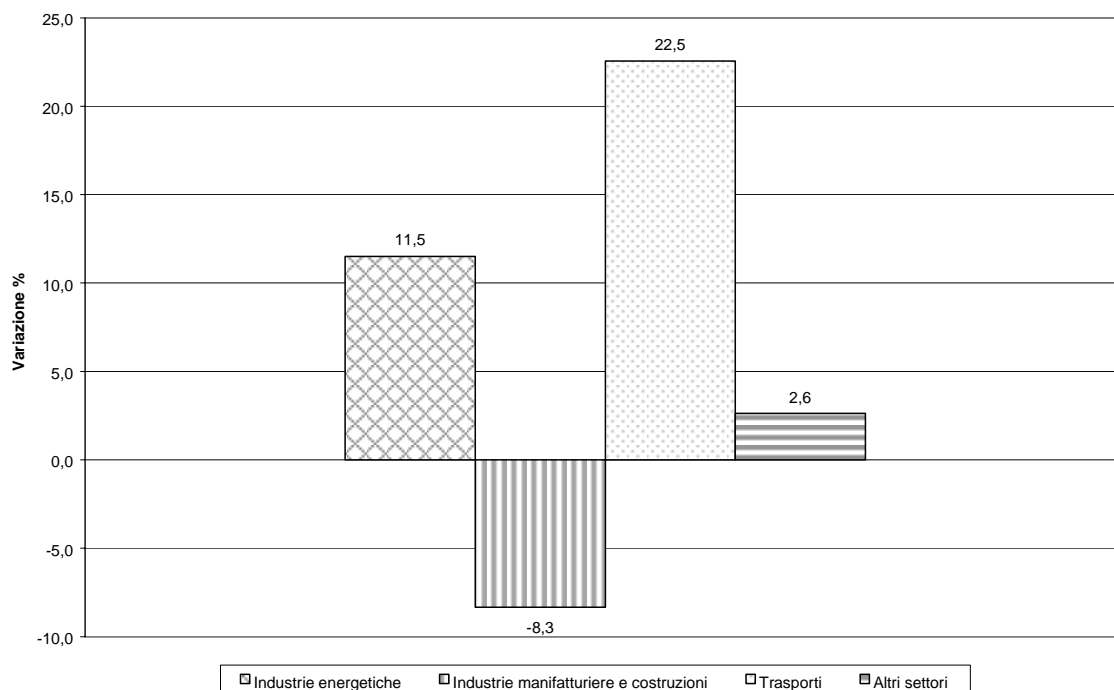
Nella figura 4.6 è illustrata l'evoluzione dei macrosettori su base biennale; da essa risulta evidente come le emissioni da industrie energetiche siano aumentate significativamente nel decennio passato anche se con un andamento altalenante, mentre il settore dei trasporti ha avuto un incremento costante senza alcuna oscillazione. Confrontando i dati attuali con quelli del 1990 si evidenzia come il settore dei trasporti ha avuto l'incremento più elevato (+22%), seguito dal settore della produzione e trasformazione energetica con un incremento di 11 punti percentuali. Il solo settore delle industrie manifatturiere e delle costruzioni ha evidenziato una netta contrazione del livello di emissioni e se ciò è attribuibile in parte a un miglioramento delle tecnologie impiegate e a una migliore efficienza energetica, nondimeno ha giocato un peso la crisi produttiva di alcuni comparti industriali.

Figura 4.6 – Emissioni di CO₂ per macrosettori energetici in Italia. Anni 1990-2001 (Tg)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT, 2003

Figura 4.7 – Variazione delle emissioni di CO₂ nei principali macrosettori energetici in Italia. Anni 1990-2001 (%)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT, 2003

Risulta evidente che nei settori della produzione e generazione di energia e nel settore dei trasporti è necessario invertire la tendenza se si vuole raggiungere l'obiettivo di riduzione assegnato all'Italia, ma mentre nel settore della generazione di energia si attende che il completamento del processo di liberalizzazione e l'entrata in funzione di nuove e più efficienti centrali di produzione portino benefici concreti in termini di riduzione complessive dei gas serra così come di inquinanti più tradizionali, nel settore dei trasporti non si intravedono segnali di un cambiamento di tendenza. Le nuove tecnologie ipotizzate sono ancora lontane dalla loro introduzione e diffusione mentre l'ulteriore miglioramento di quelle già introdotte da tempo potrà portare benefici parziali, ma che rischiano di essere superati dall'aumento del parco circolante e delle percorrenze medie.

4.2.3 Il Protocollo di Kyoto e la delibera CIPE

Il Protocollo di Kyoto (PK) è stato adottato nel dicembre 1997 durante la terza Conferenza delle Parti (COP 3) firmatarie della Convenzione Quadro per i Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite (UNFCCC). Il PK impegnava i Paesi industrializzati ed i Paesi con economia in transizione, firmatari del Protocollo, a ridurre le loro emissioni complessivamente del 5,2% rispetto a quelle del 1990 nel periodo compreso fra il 2008 ed il 2012. Nell'ambito di tale accordo l'Unione europea (UE) nel suo complesso si assumeva l'impegno di ridurre le proprie emissioni per una quota pari all'8%. All'interno degli Stati membri della UE la redistribuzione degli impegni (il cosiddetto *burden sharing*) ha assegnato all'Italia una quota di riduzione delle proprie emissioni pari al 6,5%.

Il PK entrerà in vigore quando sarà ratificato da almeno 55 Paesi e da Paesi industrializzati e ad economia in transizione che rappresentino almeno il 55% delle emissioni totali provenienti dai Paesi industrializzati stessi. Attualmente il PK è stato ratificato da 119 Paesi di cui 87 Paesi in via di sviluppo e 32 Paesi industrializzati e ad economia in transizione, che rappresentano circa il 42% delle emissioni totali. La ratifica del PK è attualmente dibattuta all'interno della Federazione russa: se la Russia dovesse decidere di ratificare, il PK entrerebbe in vigore.

Per quanto riguarda l'UE, il 4 marzo 2002 il Consiglio dei Ministri dell'Ambiente ha ratificato il PK e l'Italia, a livello nazionale, ha compiuto tale atto con la legge 120/2002 del 1° giugno 2002.

A partire dal 1997 l'Italia ha cercato di definire possibili linee guida e percorsi operativi per far fronte agli impegni che derivavano dal PK. Nel dicembre 1998 una delibera CIPE individuava una serie di azioni che potevano portare l'Italia a raggiungere il suo obiettivo di riduzione, ma ad essa non seguirono i necessari passi operativi.

Tuttavia la ratifica del PK ha posto l'Italia nelle condizioni di dovere affrontare più incisivamente il problema. A tal fine il Ministero per l'Ambiente e la Tutela del Territorio (MATT) ha presentato nell'ottobre del 2002 un documento che, approvato dal CIPE nel dicembre dello stesso anno, stabiliva il "Piano nazionale per la riduzione delle emissioni dei gas responsabili dell'effetto serra 2003-2010".

In tale documento viene indicato dettagliatamente il percorso che l'Italia dovrebbe seguire per ottemperare agli obblighi sottoscritti, individuando ciascuna fase e quantificandone gli aspetti.

In primo luogo il MATT ha definito qual è il valore assoluto dell'impegno italiano: partendo dalle emissioni del 1990 (vedi tabella 4.3 in cui sono indicate anche le emissioni aggiornate relative al 2000), il cui ammontare complessivo è di 521 Mt di CO₂eq, ed essendo, come già detto, l'obbligo italiano pari ad una riduzione del 6,5%, si arriva a stabilire che l'Italia dovrà emettere annualmente, in media, nel periodo 2008-2012, 481,1 Mt di CO₂eq.

Tabella 4.3 - Emissioni di gas ad effetto serra in Italia nel 1990 e nel 2000 per settore di emissione (Mt CO₂eq)

	1990	2000
DA USI DI FONTI ENERGETICHE , di cui:	424,9	452,3
- Industrie energetiche	147,4	160,8
- termoelettrico	124,9	140
- raffinazione (consumi diretti)	18,0	17,4
- altro	4,5	3,4
- Industria manifatturiera e costruzioni	85,5	77,9
- Trasporti	103,5	124,7
- Civile (incluso terziario e Pubbl. Amm.ne)	70,2	72,1
- Agricoltura	9,0	9,0
- Altro (fughe, militari, aziende distribuzione)	9,3	7,8
DA ALTRE FONTI	96,1	94,5
Processi industriali (industria mineraria, chimica)	35,9	33,9
Agricoltura	43,4	42,6
Rifiuti	13,7	14,2
Altro (solventi, fluorurati e bunkeraggi)	3,1	3,8
TOTALE	521,0	546,8

Fonte: delibera CIPE "Piano nazionale per la riduzione delle emissioni dei gas responsabili dell'effetto serra 2003-2010"

Successivamente sono state stimate le emissioni che invece l'Italia avrebbe nel periodo 2008-2012 nell'ipotesi che possiamo definire "*business as usual*"; in particolare viene considerato il livello delle emissioni che l'Italia avrebbe nell'anno 2010. Per effettuare tale stima viene tratteggiato quello che il documento definisce "scenario tendenziale", in cui si tiene conto delle politiche e misure attualmente in vigore e del *trend* delle emissioni dei gas serra sulla base dei dati storici che vanno dal 1990 al 2000. Tale scenario fornisce una stima delle emissioni al 2010 pari a 579,7 Mt CO₂eq. (vedi tabella 4.4).

Tabella 4.4 - Emissioni di gas ad effetto serra al 2010 (previsione tendenziale) e confronto con i dati del 2000 (Mt CO₂eq)

	2000	2010
DA USI DI FONTI ENERGETICHE , di cui:	452,3	484,1
- Industrie energetiche	160,8	170,4
- Industria manifatturiera e costruzioni	77,9	80,2
- Trasporti	124,7	142,2
- Civile (incluso terziario e Pubbl. Amm.ne)	72,1	74,1
- Agricoltura	9,0	9,6
- Altro (fughe, militari, aziende di distribuzione)	7,8	7,6
DA ALTRE FONTI	94,5	95,6
Processi industriali (industria mineraria, chimica)	33,9	30,4
Agricoltura	42,6	41
Rifiuti	14,2	7,5
Altro (solventi, fluorurati, bunkeraggi)	3,8	16,7
TOTALE	546,8	579,7

Fonte: delibera CIPE

In tal modo si individua in 92,6 Mt CO₂ la riduzione che occorrerebbe effettuare per rientrare nei parametri del PK. Questo scenario, tuttavia, individua una situazione che potremmo definire “approssimata per eccesso”, in quanto ulteriori riduzioni possono essere raggiunte sotto ipotesi che hanno ragionevoli probabilità di realizzarsi. Questo è indicato in quello che viene definito come “scenario di riferimento” in cui, oltre a quanto previsto nel precedente scenario, vengono prese in considerazione quelle misure che sono state già individuate ma che ancora non sono state attuate sia per ragioni finanziarie sia per ragioni procedurali. Inoltre comprende i crediti di emissione che possono derivare da progetti nell’ambito dei Meccanismi Flessibili previsti dal PK (*Joint Implementation* e *Clean Development Mechanism*) nel settore dell’uso del territorio e del cambiamento dell’uso del territorio (*Land Use, Land Use Change and Forestry* (LULUCF)). In particolare le misure che il documento segnala sono:

- modernizzazione del Paese attraverso la realizzazione di opere infrastrutturali;
- realizzazione di ulteriori impianti a ciclo combinato e di ulteriori importazioni dall’estero di energia elettrica e di gas;
- gestione integrata del territorio e dell’ambiente per lo sfruttamento delle energie rinnovabili, in particolare di quella eolica, la gestione dei rifiuti e l’utilizzazione delle biomasse.

Nell’ambito di tale scenario le emissioni dovrebbero ammontare a 528,1 MtCO₂, avvicinandosi all’obiettivo del PK ma restandovi ancora distante di 41 Mt CO₂ (tabella 4.5).

Tabella 4.5 - Emissioni di gas ad effetto serra secondo gli scenari tendenziale e di riferimento (Mt CO₂eq)

	2010 Tendenziale	2010 Riferimento
DA USI DI FONTI ENERGETICHE , di cui:	484,1	444,5
- Industrie energetiche	170,4	144,4
- Industria manifatturiera e costruzioni	80,2	80,2
- Trasporti	142,2	134,7
- Civile (incluso terziario e Pubbl. Amm.ne)	74,1	68,0
- Agricoltura	9,6	9,6
- Altro (fughe, militari, aziende di distribuzione)	7,6	7,6
DA ALTRE FONTI	95,6	95,6
Processi industriali (industria mineraria, chimica,)	30,4	30,4
Agricoltura	41	41
Rifiuti	7,5	7,5
Altro (solventi, fluorurati, bunkeraggi)	16,7	16,7
Crediti di carbonio da JI e CDM		-12
TOTALE	579,7	528,1

Fonte: delibera CIPE 123/2002

Il documento fornisce comunque una traccia da seguire per colmare la distanza che separa lo scenario di riferimento dall'obiettivo, indicando uno spettro di opzioni che nel loro insieme possono portare a riduzioni comprese nell'intervallo fra 32,5 e 47,8 Mt CO₂.

Tali opzioni comprendono:

- Š il settore dei trasporti, con misure tecnologiche/fiscali e misure infrastrutturali;
- Š il settore industriale, con azioni di incremento dell'efficienza dei motori industriali, di miglioramento del parco trasformatori, di elevazione del $\cos\phi^1$, di maggiore penetrazione della cogenerazione, della produzione di energia da rifiuti;
- Š l'energia da fonti rinnovabili, con l'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili per 500-1000 MW, la diffusione dell'uso diretto di energia termica e la ricerca e sviluppo nel settore fotovoltaico;
- Š il settore civile, con il prolungamento degli effetti dei decreti sull'efficienza sugli usi finali e con misure regionali nel settore civile;
- Š le emissioni di gas serra da processi distinti da quelli industriali energetici, con la riduzione di emissioni di CO₂ legate ai consumi energetici in agricoltura, la riduzione da processi industriali non energetici, la emissione di altri gas serra in agricoltura e la stabilizzazione della frazione organica ed il recupero energetico dei rifiuti.

4.2.4 Assorbire e confinare la CO₂

Se da un lato la diminuzione sostanziale delle emissioni complessive da attività antropiche è l'obiettivo delle politiche messe in atto a seguito del Protocollo di Kyoto, nondimeno nel raggiungimento degli obiettivi previsti è possibile conteggiare, con modalità specifiche e alcune limitazioni, gli assorbimenti di anidride carbonica da parte delle foreste o operare per "bloccare" la CO₂ emessa stoccandola in opportuni siti. Da un lato sono in corso, così come previsto dalla

¹ Fattore di potenza: è il valore del coseno dell'angolo di sfasamento fra tensione e corrente. Elevarlo comporta un miglioramento dell'efficienza nell'utilizzo dell'energia elettrica.

delibera CIPE, attività di analisi e studio per verificare il reale potenziale di assorbimento da parte del patrimonio forestale italiano; dall'altro esistono alcuni progetti di ricerca per trovare metodi, a costi accettabili, per togliere all'equilibrio atmosferico la CO₂ prodotta dalle attività umane.

Nell'ambito del sistema inventariale delle emissioni nella categoria *Land Use Change and Forestry* (LUCF), vengono considerate sia le emissioni che gli assorbimenti di gas serra. A livello europeo nel 2001 il contributo totale di questo settore è stato pari a -196 Tg di CO₂ equiv. Sono in corso molte attività di ricerca tese a rendere questa stima più attendibile in quanto attualmente i diversi Paesi utilizzano parametri di calcolo non omogenei e definizioni diverse di superficie forestale. L'Italia in particolare, che nel 2001 alla voce LUCF aveva un bilancio di -18,6 Tg, sta operando per una completa revisione delle basi di dati del patrimonio forestale italiano in quanto le stime attuali sono basate su dati non rispondenti alla realtà forestale odierna. La delibera CIPE, inserita nell'allegato 4, indica con dovizia di particolari le azioni da intraprendere per massimizzare il potenziale di assorbimento di carbonio sul territorio nazionale e portare a riconsiderare, al tavolo negoziale dell'UNFCCC, il limite posto all'Italia di 0,66 Tg di CO₂ come valore massimo da portare in detrazione sulla voce gestione forestale (art 3.4 PK).

Tra le attività di stoccaggio oggi l'opzione più realistica, e già sperimentata, è quella che prevede il confinamento geologico della CO₂. Tale scelta, non ancora implementata su larga scala, necessita di approfondimenti in relazione anche agli aspetti ambientali e di sicurezza ad essa connessi.

4.2.4.1 Il confinamento geologico della CO₂

Come conseguenza del Protocollo di Kyoto, uno dei principali interventi allo studio per la riduzione delle emissioni di gas serra, da parte dei Paesi sviluppati, è quello di confinare in formazioni geologiche profonde la CO₂. Negli anni passati le sperimentazioni più importanti in tal senso sono state realizzate sotto la spinta di fattori prevalentemente economici, più che ambientali. Da decenni infatti le compagnie petrolifere utilizzano la CO₂ per favorire l'estrazione del petrolio e l'esperimento di confinamento geologico della CO₂ fatto dalla norvegese Statoil nel Mar del Nord negli anni 1990 è legato essenzialmente alla forte incidenza economica della *Carbon Tax*, applicata in Norvegia, sulle emissioni di CO₂ in atmosfera.

La fattibilità del confinamento geologico della CO₂ da un punto di vista scientifico e tecnologico risulta legato essenzialmente a quattro aspetti fondamentali: la fattibilità tecnica, l'esistenza di spazi sufficienti per lo stoccaggio nel tempo dei quantitativi previsti di CO₂, la sicurezza delle operazioni proposte ed infine l'accettazione, da parte delle popolazioni, degli interventi che saranno effettuati e la definizione dei costi. Per quanto riguarda il primo aspetto, va sottolineato come ormai da anni le società petrolifere utilizzino la CO₂ nelle pratiche di Enhanced Oil Recovery (EOR), per cui il pompaggio in strutture geologiche profonde non presenta seri limiti tecnologici. È invece fondamentale conoscere la reale disponibilità degli spazi necessari per confinare nel sottosuolo i quantitativi di CO₂ prodotta. Un altro aspetto che non può essere sottovalutato è l'accertamento e la ricerca delle condizioni di sicurezza in cui potranno essere avviate fasi sperimentali e a regime, sintetizzabili in studi d'impatto, relazioni con analoghi naturali contenenti CO₂, realizzazione di scenari di rischio, riclassificazione del territorio nazionale in materia di pericolosità geologica (tettonica e vulcanica) e realizzazione di nuova strumentazione per il monitoraggio. Non trascurabile è la concertazione con tutti i soggetti (amministrazioni regionali e organizzazioni non governative) che hanno competenze territoriali o che rappresentano gruppi d'opinione. Purtroppo quanto avviene nel sottosuolo, e come influiscano le attività umane in questa realtà, non è conoscenza diffusa e condivisa a livello di non specialisti e più in generale della popolazione, e questo problema può essere superato solo attraverso un'informazione diffusa, rivolta all'opinione pubblica.

Già da tempo in sede europea ed internazionale sono disponibili studi relativi alle problematiche connesse al confinamento, nell'ambito di molti progetti dell'UE, del Department of

Energy USA (DOE) e delle più importanti Compagnie petrolifere mondiali: Joule II project; Sacs 1, 2 (Thermie Program); Gesto, Nascent, Weyburn, CO₂ Store, Recopol, CO₂ Net (V Progr. Quadro); Applied research and development of technology for the management of greenhouse gases (DOE US); CO₂ Capture Project (CCP).

Le possibilità di confinamento geologico della CO₂ sono essenzialmente quattro e derivano da esperienze già condotte o in corso di sviluppo e ricerca (CO₂ Capture and Storage Working Group, 2002):

- § in giacimenti di petrolio ancora in produzione;
- § in giacimenti di carbone non sfruttabili;
- § in giacimenti esauriti di petrolio e gas;
- § in acquiferi salini profondi e/o in campi geotermici non in produzione.

La CO₂ può essere confinata sia come gas che come fluido in condizioni supercritiche in una trappola naturale di gas, di petrolio o in un acquifero, limitato al tetto da uno strato a bassa permeabilità. Un altro meccanismo di confinamento è rappresentato dalla dissoluzione della CO₂ in fase fluida, utilizzato nelle pratiche di EOR. La dissoluzione della CO₂ abbassa la viscosità del petrolio residuo, facilitandone la risalita nei pozzi. La CO₂ infine può reagire direttamente o indirettamente con i minerali e la materia organica presenti nelle formazioni geologiche diventando parte della matrice solida. In molte situazioni geologiche ci si può aspettare la formazione di carbonati di calcio, magnesio e ferro, e l'incorporamento della CO₂ alla matrice rocciosa. Questa forma di "*mineral trapping*" della CO₂ potrebbe creare delle forme stabili di intrappolamento, impedendone una possibile reimmissione nell'atmosfera.

Le formazioni geologiche italiane potenzialmente idonee per il confinamento della CO₂ sono rappresentate dagli acquiferi salini profondi e/o dai campi geotermici, nonché dai campi di petrolio e gas esauriti, non destinati allo stoccaggio del metano per usi produttivi.

In Italia è disponibile una consistente informativa, seppure diversificata nelle differenti aree per qualità e quantità, circa la natura e la struttura geologica del sottosuolo.

Queste strutture geologiche, principalmente gli acquiferi salini profondi, ma anche alcuni giacimenti di petrolio e gas depletati, sono per lo più localizzate nelle sequenze terrigene Mio-Plio-Quaternarie. Esse sono localizzate sia nel Settore di Avolfossa Padano-Adriatica, che nei bacini del Margine tirrenico.

L'estrema eterogeneità della geologia italiana nei diversi contesti strutturali condiziona però fortemente la distribuzione di serbatoi naturali adatti allo stoccaggio di CO₂.

A queste condizioni giaciture si deve assommare la presenza di tettonica e di vulcanesimo attivi, che possono rappresentare le principali vie di fuga e di reimmissione in atmosfera della CO₂ stoccata. Diventa pertanto importante uno studio accurato di tutte le aree potenzialmente idonee allo stoccaggio della CO₂, così come è stato realizzato in USA, per la definizione degli spazi esistenti sul territorio nazionale, sulla base delle caratteristiche d'idoneità di ciascun sito.

In parallelo, allo stoccaggio geologico della CO₂, derivante dal ciclo di produzione dell'idrogeno, è possibile prevedere per piccoli quantitativi, derivanti da impianti di tipo sperimentale, una sua stabilizzazione in carbonati.

La metodologia, da mettere a punto in un impianto pilota, per una valutazione dei costi, è semplice in quanto consiste nel far reagire la CO₂ con sali di calcio (p.e. cloruro di calcio) per giungere, mediante variazioni di pH, alla precipitazione di carbonati stabili. La reazione che avviene con forte consumo di ossigeno è facilmente controllabile e realizzabile in spazi ristretti.

Il carbonato, sotto forma di granulati di varie dimensioni, non ha tuttavia uno spazio di mercato, essendo in generale il suo utilizzo quello di pietra da taglio, materiale da costruzione e di pietra da calce, o nell'industria delle vernici come prodotto di base.

Il suo possibile utilizzo, viste le sue caratteristiche di purezza, sia in forma di granuli che di piccoli ciottoli, sembrerebbe possibile invece in alcuni specifici settori ambientali.

4.3 L'INQUINAMENTO TRANSFRONTALIERO E LA QUALITÀ DELL'ARIA

Tra gli inquinanti emessi in atmosfera per effetto delle attività umane alcuni sono definiti "locali"; essi generalmente raggiungono livelli di concentrazione elevati nelle immediate vicinanze delle sorgenti di emissione e poi sono rapidamente dispersi e/o trasformati in composti diversi. Altri sono invece soggetti a trasporti di lunga distanza e a complesse trasformazioni di natura chimica che possono talvolta aumentarne la dannosità e gli impatti. Questi ultimi sono identificati con il termine di inquinanti transfrontalieri e sono responsabili di un fenomeno ben conosciuto: l'acidificazione.

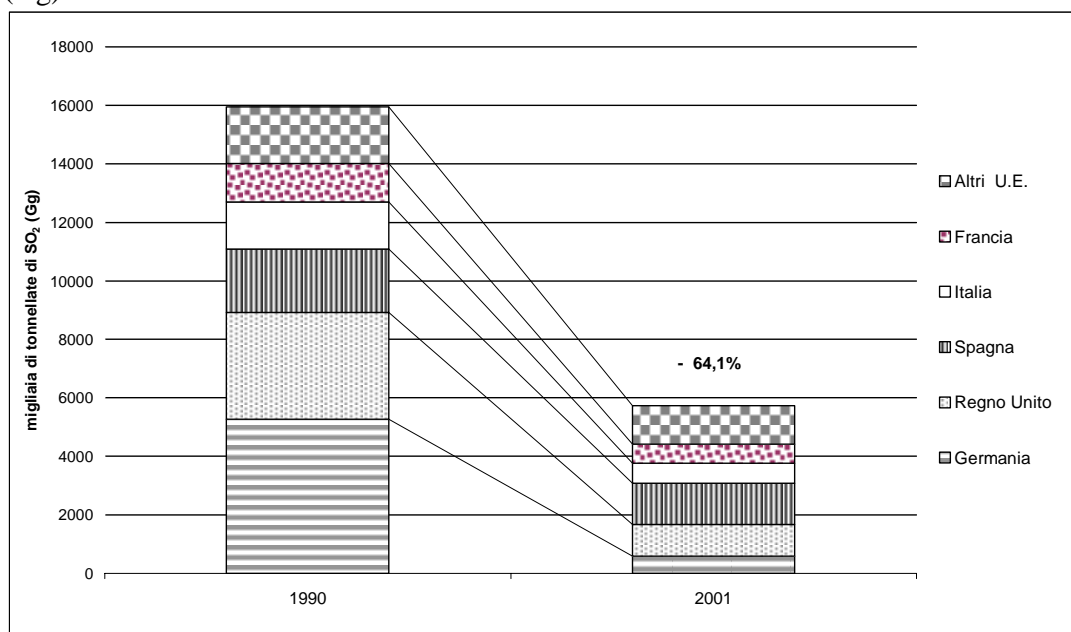
L'acidificazione è dovuta in larga misura all'uso di combustibili fossili ed alle pratiche agricole; essa è causa di danni all'ecosistema forestale, ai laghi, alle acque sotterranee e di superficie, ai suoli, al patrimonio artistico ed ai materiali in genere. L'impatto sull'ecosistema dipende dal tipo di suolo e dalla sua sensibilità alle deposizioni acide.

I principali inquinanti responsabili del processo di acidificazione sono l'ammoniaca (NH_3), gli ossidi di zolfo (SO_x) e gli ossidi di azoto (NO_x). Tali sostanze, in seguito a reazioni chimiche in atmosfera, cadono al suolo sotto forma di deposizioni acide; il fenomeno è comunemente noto anche con il nome di "piogge acide".

Gli SO_x e gli NO_x , per le loro caratteristiche di tossicità, sono tra i maggiori responsabili del peggioramento della qualità dell'aria, in particolare nei centri urbani dove alla elevata concentrazione delle attività antropiche emettenti corrispondono crescenti livelli di queste sostanze, che sono tradizionalmente tra le prime ad essere state monitorate per controllare il superamento dei limiti stabiliti per la salvaguardia della salute.

Gli ossidi di azoto e zolfo, così come l'ossido di carbonio e i composti organici volatili non metanici, sono anche importanti per gli effetti climatici. NMVOC, NO_x e CO sono precursori dell'ozono, a sua volta un potente gas serra, mentre le emissioni di zolfo contribuiscono alla formazione di aerosol che possono aumentare la riflessione solare e influenzare la formazione delle nuvole.

Figura 4.8 – Emissioni di SO_2 dal settore energetico nei paesi dell'Unione europea. Anni 1990-2001 (Gg)



Fonte: elaborazione ENEA su dati AEA

L'Europa nel suo complesso, in poco più di un decennio, ha raggiunto una riduzione

complessiva del 64% di emissioni di SO₂ (figura 4.8) grazie al contributo di tutti gli Stati membri. Tale risultato, che consolida un dato in diminuzione costante, è sostanzialmente ascrivibile a Paesi quali la Germania, il Regno Unito, l'Italia e la Francia che hanno tutti raggiunto e superato la soglia del 50% di riduzione. Questi quattro Paesi oggi contribuiscono nel loro insieme al 50% delle emissioni europee (tabella 4.6). La diminuzione degli ossidi di zolfo non mostra segni di rallentamento ed è il risultato di un impegno di lunga data sia normativo che tecnologico che continua ad esempio con la prevista riduzione del tenore di zolfo nei gasoli per autotrazione previsti a partire dal 2005 e con l'aumento dell'impiego del gas naturale nei più svariati settori di attività.

Tabella 4.6 - Emissioni di SO₂ dal settore energetico in alcuni Paesi dell'Unione europea. Variazione percentuale 1990-2001 e contributo di ciascun Paese nell'anno 2001

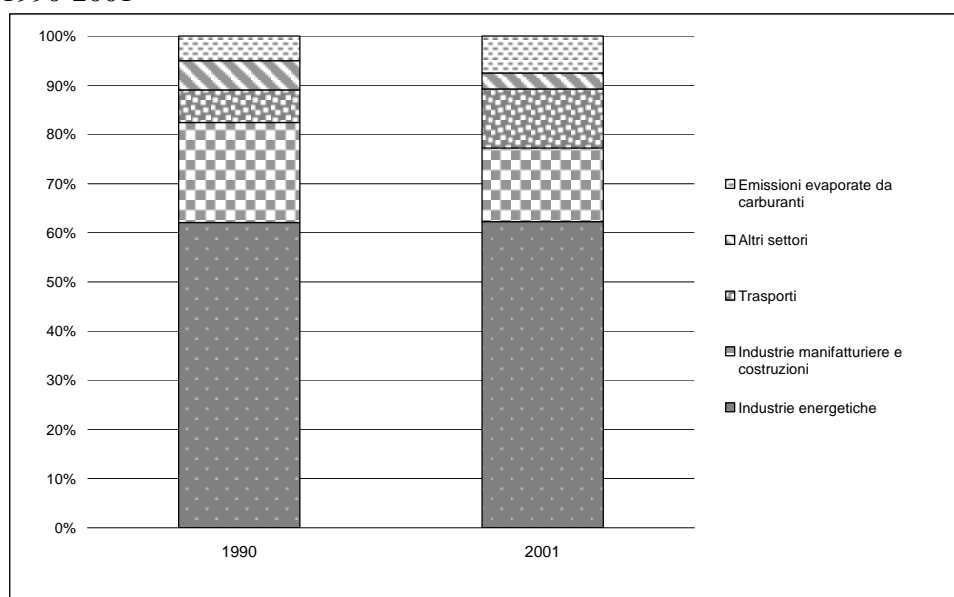
	Var. % 1990-2001	Peso % nel 2001		Var. % 1990-2001	Peso % nel 2001
Unione europea	- 64,1	100	Italia	- 57,3	12,0
Germania	- 88,7	10,4	Francia	- 50,9	11,3
Regno Unito	- 70,4	18,8	Spagna	- 34,9	24,6

Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2003

Il dato italiano per il 2001, è pari al 12% dell'anidride solforosa emessa dall'insieme dei Paesi dell'Unione. La SO₂ emessa in atmosfera annualmente nel nostro Paese è pari a circa 709 Gg; di questa il 97% (pari a 688 Gg) proviene da processi energetici.

Nel decennio sono diminuite di oltre il 57% le emissioni totali di anidride solforosa grazie soprattutto alla riduzione raggiunta dai settori delle industrie energetiche e dell'industria manifatturiera e costruzioni (tabella 4.7). All'interno del comparto energetico le industrie energetiche sono responsabili di oltre il 62% delle emissioni, seguite dalle industrie manifatturiere e costruzioni, che contano per circa il 15%, e dai trasporti con il 12%; tale settore è quello che ha avuto una diminuzione decennale inferiore e risulta pertanto percentualmente più importante oggi che nel passato. (figura 4.9).

Figura 4.9 – Emissioni di SO₂ da processi energetici in Italia. Composizione percentuale settoriale. Anni 1990-2001



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT

L'insieme di normative più restrittive, che hanno favorito la diffusione di tecnologie di abbattimento e il maggior consumo di combustibili a minor o quasi nullo contenuto di zolfo, hanno permesso di ridurre fortemente il contributo dello zolfo ai processi di acidificazione. La qualità dell'aria delle nostre città è oggi migliore di ieri relativamente ai composti dello zolfo, elemento che anche nella percezione collettiva, è passato in secondo piano rispetto ad altri inquinanti oggi ben più diffusi e preoccupanti.

Tabella 4.7 – Emissioni di SO₂ dai sottosectori energetici in Italia. Anni 1990-2001 (Gg). Variazione e peso percentuale

	1990	2001	Var. %	Peso % 2001
Industrie energetiche	1000	429	-57,1	62,3
Industrie manifatturiere e costruzioni	328	103	-68,6	14,9
Trasporti	106	83	-21,7	12,0
Altri settori	97	22	-77,3	3,2
Emissioni evaporate da carburanti	80	52	-35,0	7,5

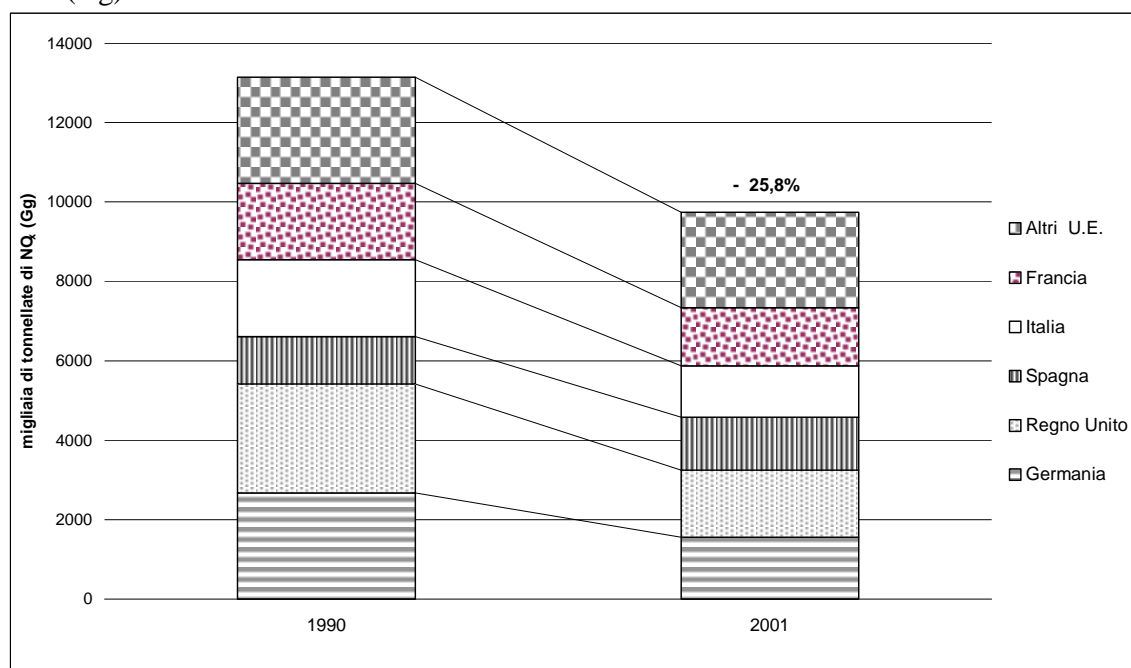
Fonte: APAT, 2003

Altri importanti agenti acidificanti sono gli ossidi di azoto, anch'essi protagonisti di una diminuzione significativa nel decennio passato, ma non comparabile con quella dello zolfo.

L'Unione europea ha ridotto le sue emissioni complessive del 26% grazie al calo registrato in quasi tutti i paesi dell'Unione ad esclusione di alcuni come la Spagna, l'Irlanda e la Grecia, che mostrano aumenti contenuti, e del Portogallo che invece ha aumentato le proprie emissioni del 39%. La diminuzioni più significative sono quelle della Germania, con oltre il 41% di abbattimento, e del Regno Unito con il 38% (figura 4.10).

L'Italia, che nel 2001 ha emesso circa 1.300 Gg di NO_x, pari a poco meno del 13% del totale europeo, ha registrato una diminuzione di quasi il 33% (figura 4.10, tabella 4.8). Il settore energetico è responsabile per quasi la totalità (98%) di tali emissioni.

Figura 4.10 – Emissioni di NO_x dal settore energetico nei Paesi dell'Unione europea. Anni 1990-2001 (Gg)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati AEA

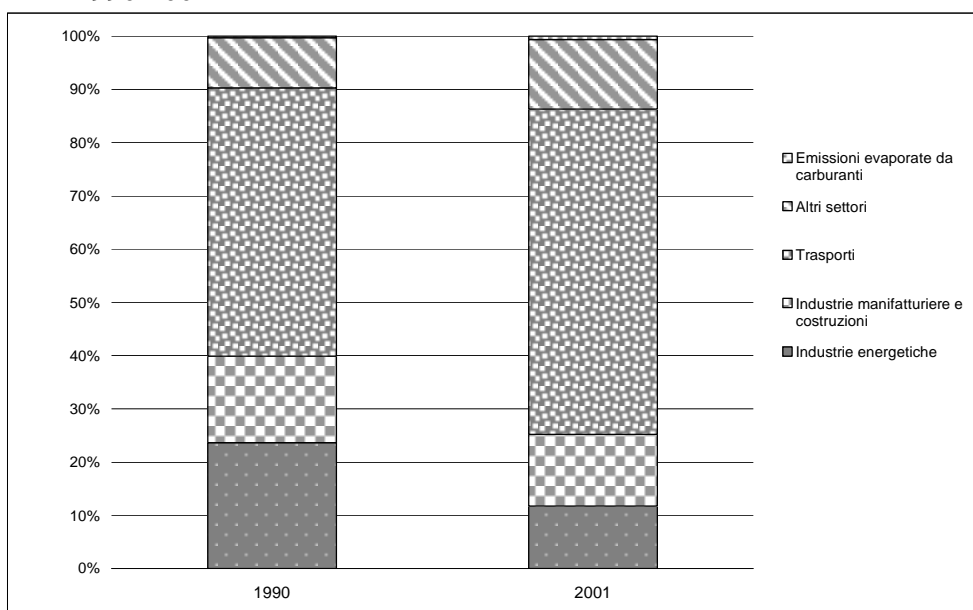
Tabella 4.8 - Emissioni di NO_x dal settore energetico in alcuni paesi dell'Unione europea. Variazione percentuale 1990-2001 e contributo di ciascun Paese nell'anno 2001

	Var. % 1990-2001	Peso % nel 2001		Var. % 1990-2001	Peso % nel 2001
Unione europea	- 25,8	100	Italia	- 32,8	13,3
Germania	- 41,7	16	Francia	- 23,7	15,1
Regno Unito	- 38,6	17,3	Spagna	+11,3	13,7

Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2003

Analizzando in dettaglio settori generatori di NO_x si evidenzia come il settore trasporti è il più importante, seguito dai settori commerciale domestico e dall'agricoltura (*altri settori*, figura 4.11). In particolare gli NO_x sono stati emessi nel 2001 per circa il 61% dal settore dei trasporti, che ha ridotto le sue emissioni totali di poco più del 18% nel decennio. Il miglior risultato è quello dell'insieme delle industrie energetiche, che tra il 1990 e il 2001 hanno diminuito del 66% le emissioni in termini assoluti, seguite dalle industrie manifatturiere e delle costruzioni con una diminuzione del 44%. Il settore dei trasporti è quello che più preoccupa: cresce infatti il numero complessivo di veicoli, la percorrenza media e più in generale la domanda di mobilità, ed è chiaro che le tecnologie di abbattimento, pur se disponibili, efficaci e diffuse, non sono e non saranno sufficienti da sole a controbilanciare la crescita della mobilità individuale motorizzata.

Figura 4.11 – Emissioni di NO_x da processi energetici in Italia. Composizione percentuale settoriale. Anni 1990-2001



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT

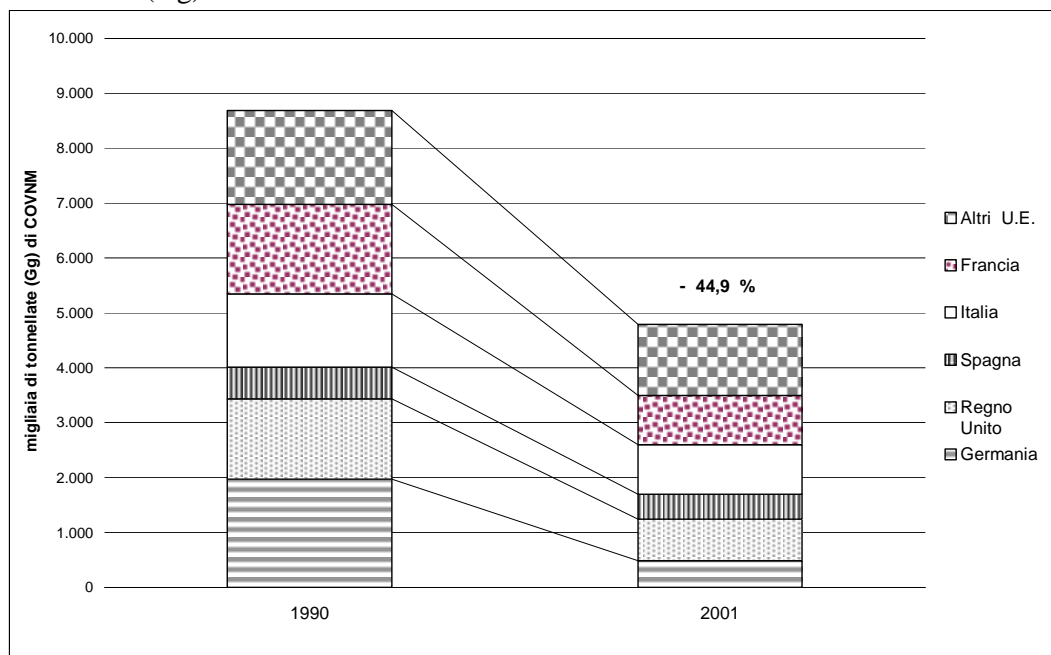
Tabella 4.9 – Emissioni di NO_x dai sottosettori energetici in Italia. Anni 1990-2001 (Gg). Variazione e peso percentuale

	1990	2001	Var. %	Peso % 2001
Industrie energetiche	457	153	-66,5	11,8
Industrie manifatturiere e costruzioni	313	174	-44,4	13,4
Trasporti	974	794	-18,5	61,2
Altri settori	182	169	-7,1	13,0
Emissioni evaporate da carburanti	5	8	60,0	0,6

Fonte: APAT, 2003

Gli ossidi di azoto e di zolfo sono denominati inquinanti *multi-effetto* in quanto sono in grado di causare molteplici effetti negativi sull'ambiente; come già evidenziato, essi sono coinvolti in fenomeni di inquinamento su grande scala, quali le piogge acide, ma sono anche corresponsabili della cattiva qualità dell'aria nelle aree urbane e precursori di altre molecole dannose. Tra gli inquinanti che hanno rilevanza, sia come tali che come precursori di altri inquinanti e per i quali si dispone di dati organici sulle emissioni, per un ampio arco temporale, si annoverano i composti organici volatili diversi dal metano (COVNM) ed il monossido di carbonio (CO).

Figura 4.12 – Emissioni di COVNM dal settore energetico nei paesi dell'Unione europea. Anni 1990-2001 (Gg)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati AEA

Nel periodo 1990-2001 le emissioni complessive europee di COVNM sono diminuite del 30%, e quelle dal solo settore energetico di quasi il 45%.

Il risultato europeo è dovuto ai principali Stati membri che hanno ottenuto significative riduzioni emissive. Le emissioni di COVNM nel solo settore energetico sono fortemente diminuite, rispetto al 1990, in Germania (-75%), nel Regno Unito (-48%), in Francia (-44%) e in Italia (-32%) (Figura 4.11). Solo due Paesi, la Grecia ed il Portogallo, continuano ad avere emissioni superiori a quelle del 1990 (rispettivamente +13 e +25%). L'Italia, quarta nazione per ordine di importanza per le emissioni totali in Europa, è prima insieme alla Francia per le emissioni del solo settore energetico (tabella 4.10)

Nel 2001 l'Italia ha emesso complessivamente 1464 Gg di COVNM; di questi il 62%, pari a 901 Gg, è dipeso dai processi energetici.

I COVNM

I composti organici volatili diversi dal metano (COVNM) sono inquinanti primari in grado di indurre danni gravi alla salute dell'uomo. Tali sostanze, in condizione normale, passano dallo stato fisico in cui si trovano, generalmente liquido, allo stato gassoso. Esempi di COVNM sono l'acetone, l'alcol etilico o metilico, il benzene, il toluene, lo xilene.

Alcuni COVNM assumono un rilievo particolare poiché contribuiscono all'assottigliamento dello strato di ozono stratosferico (buco dell'ozono) e, combinandosi con gli ossidi di azoto in presenza di luce solare, giocano un ruolo importante nel processo di formazione dell'ozono troposferico.

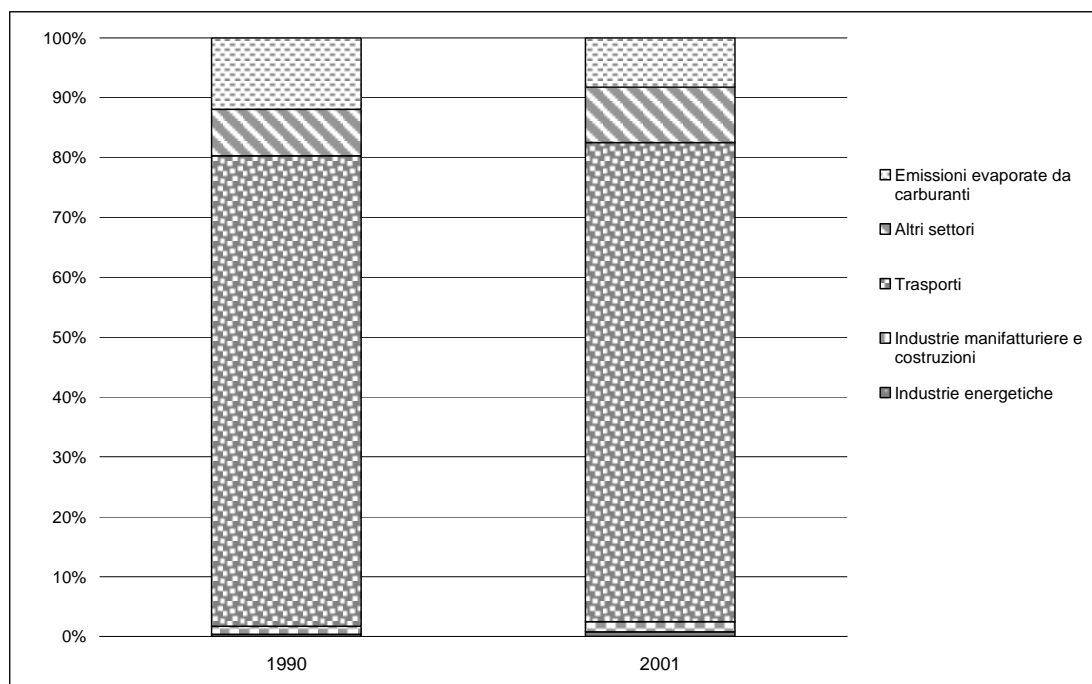
Tabella 4.10 - Emissioni di COVNM dal settore energetico in alcuni paesi dell'Unione europea. Variazione percentuale 1990-2001 e contributo di ciascun Paese nell'anno 2001

	Var. % 1990-2001	Peso % nel 2001		Var. % 1990-2001	Peso % nel 2001
Unione europea	- 44,9	100	Italia	- 32,4	18,8
Germania	- 75,2	10,2	Francia	- 44,9	18,8
Regno Unito	- 48,2	15,8	Spagna	- 22,1	9,4

Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2003

Nel nostro Paese le emissioni di natura energetica di COVNM sono per l'80% dovute al settore dei trasporti (tabella 4.11, figura 4.13). Le emissioni diffuse da carburanti rappresentano circa l'8% delle emissioni energetiche e hanno un peso analogo a quello dell'insieme dei settori commercio, agricoltura e domestico. È il comparto dei trasporti che, con una diminuzione di quasi il 31% nel periodo 1990-2001, ha contribuito maggiormente alla riduzione di tutto il settore energia.

Figura 4.13 – Emissioni di COVNM da processi energetici in Italia. Composizione percentuale settoriale. Anni 1990-2001



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT

Tabella 4.11 – Emissioni di COVNM dai sottosectori energetici in Italia. Anni 1990-2001 (Gg). Variazione e peso percentuale

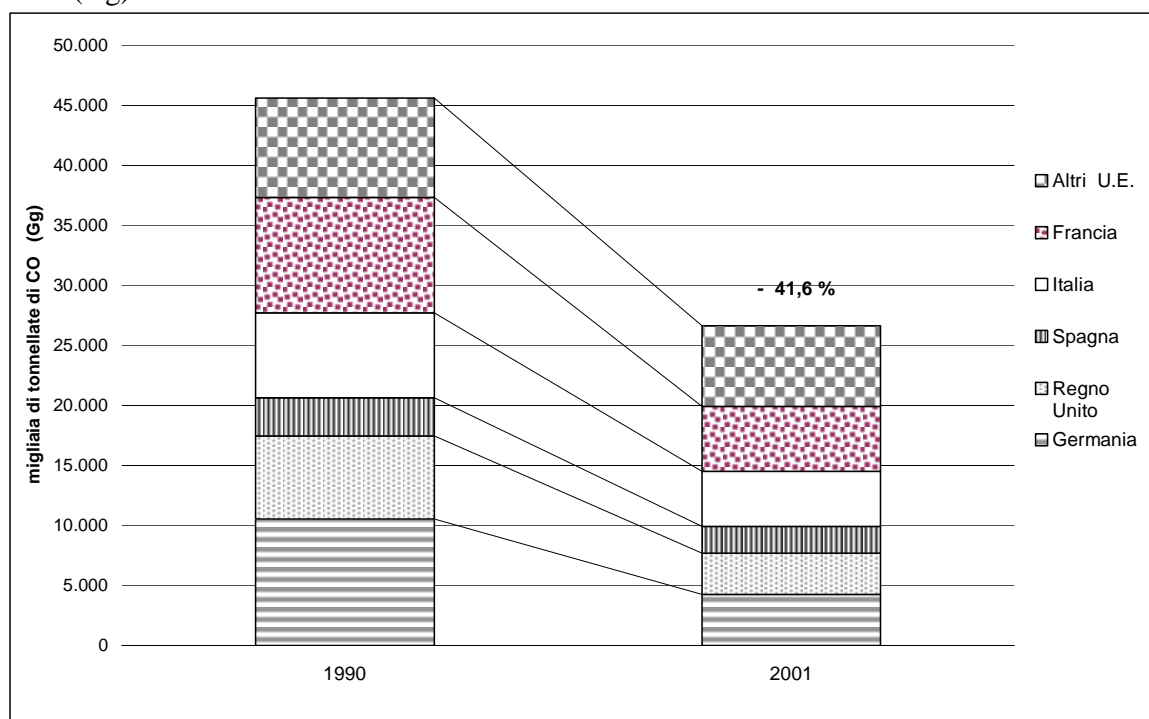
	1990	2001	Var. %	Peso % 2001
Industrie energetiche	5	7	+ 40,0	0,8
Industrie manifatturiere e costruzioni	18	15	-16,7	1,7
Trasporti	1048	721	-31,2	80,0
Altri settori	103	83	-19,4	9,2
Emissioni evaporate da carburanti	159	74	-53,5	8,2

Fonte: APAT, 2003

Per quanto riguarda il monossido di carbonio (CO) i processi energetici sono responsabili dell'89% delle emissioni totali in Europa, se escludiamo le emissioni dai cambiamenti dell'uso dei suoli e delle foreste. Le emissioni di natura energetica dei quattro maggiori Paesi europei ammontano ad oltre il 66% del totale della Unione. La Germania, che nel 1990 era il primo Paese per emissioni, ha ottenuto una diminuzione complessiva del 60% (figura 4.14), il Regno Unito ha ridotto il suo contributo del 50%, la Francia del 44% e l'Italia del 35%. Fatta eccezione per la Finlandia e la Grecia (+9,8% entrambi), tutti i Paesi europei hanno contribuito alla diminuzione complessiva che, per l'intera Europa, è stata pari al 42%.

L'Italia, che nel 1990 emetteva in complesso circa 7.800 Gg di CO, è scesa nel 2001 a poco meno di 5.000 Gg, quantità che la pone al secondo posto per emissioni in Europa dopo la Francia.

Figura 4.14 – Emissioni di CO dal settore energetico nei Paesi dell'Unione europea. Anni 1990-2001 (Gg)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati AEA

Tabella 4.12 - Emissioni di CO dal settore energetico in alcuni Paesi dell'Unione europea. Variazione percentuale 1990-2001 e contributo di ciascun Paese nell'anno 2001

	Var. % 1990-2001	Peso % nel 2001		Var. % 1990-2001	Peso % nel 2001
Unione europea	- 41,6	100	Italia	- 34,9	17,2
Germania	- 59,8	15,9	Francia	- 44,1	20,2
Regno Unito	- 50,1	13,0	Spagna	- 30,1	8,4

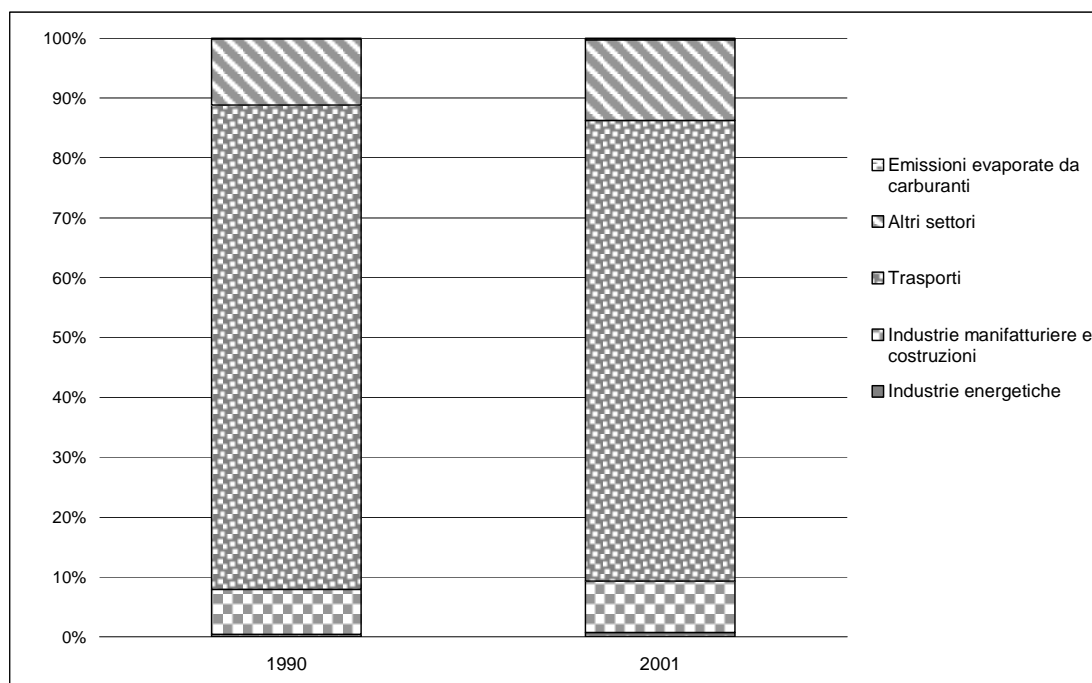
Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2003

Oltre il 92% delle emissioni nazionali di CO, 4.591 Gg in termini assoluti, si deve al settore dell'energia (tabella 4.13, figura 4.15).

In Italia il settore dei trasporti è il maggiore responsabile delle emissioni di monossido di carbonio, con il 77% delle emissioni da processi energetici (figura 4.15). Negli ultimi undici anni questo settore ha abbattuto le sue emissioni di circa il 37%, con risultati di gran lunga migliori degli altri comparti. Il solo settore della produzione e generazione di energia ha mostrato un incremento

(+13%), ma il suo contributo al totale è così insignificante da non modificare sostanzialmente il quadro emissivo. Dalla progressiva entrata in vigore delle direttive sui limiti emissivi dei motori a combustione interna si aspettano, negli anni a venire, ulteriori e significative diminuzioni.

Figura 4.15 – Emissioni di CO da processi energetici in Italia. Composizione percentuale settoriale. Anni 1990-2001



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT

Tabella 4.13 – Emissioni di CO dai sottosettori energetici in Italia. Anni 1990-2001 (Gg). Variazione e peso percentuale

	1990	2001	Var. %	Peso % 2001
Industrie energetiche	30	34	+ 13,3	0,7
Industrie manifatturiere e costruzioni	527	394	-25,2	8,6
Trasporti	5704	3531	-38,1	76,9
Altri settori	779	621	-20,3	13,5
Emissioni evaporate da carburanti	9	10	+ 11,1	0,2

Fonte: APAT, 2003

4.3.1 L'ozono troposferico

Le politiche di contenimento delle emissioni adottate, soprattutto in campo energetico, negli ultimi decenni, hanno sensibilmente ridotto le quantità di sostanze inquinanti immesse in atmosfera. Questo fatto, se da un lato ha decisamente migliorato la qualità dell'aria e ridotto l'incidenza dei danni provocati alla salute ed all'ambiente, dall'altro ha spostato sempre più l'interesse e l'attenzione della comunità scientifica, come pure della pubblica opinione e dei decisori politici, verso altri inquinanti sui quali la consapevolezza della loro pericolosità tende ad accrescersi con il progredire delle conoscenze sulla loro origine, incidenza ed effetti. La Commissione europea, nel preparare la strategia tematica sull'aria prevista dal VI° Piano di Azione Ambientale, ha preso atto di ciò, individuando nell'ozono (O₃) e nelle polveri sottili (PM₁₀) gli inquinanti prioritari su cui concentrare la politica europea nei prossimi decenni per quanto riguarda la tutela dell'ambiente

atmosferico [ref. "The Clean Air For Europe Programme: towards a thematic strategy for air quality", Com (2001) 245, European Commission]. La loro capacità di interferire pesantemente con il clima (ozono e polveri hanno infatti un impatto diretto sul clima attraverso il *forcing* radiativo e l'ozono in particolare è un potentissimo gas serra) li rende inoltre particolarmente attuali, rafforzando la necessità e l'urgenza di una azione decisa volta a ridurre la loro presenza in atmosfera.

Pur derivando anche da altre attività economiche, ozono e polveri si caratterizzano in quanto provengono principalmente da produzione e consumo di energia, anche se non sempre in maniera diretta ed immediata. L'ozono in particolare, ma in buona misura anche le polveri sottili, non è infatti un inquinante primario, cioè emesso direttamente da una fonte inquinante, ma rappresenta un inquinante cosiddetto secondario, che si origina cioè in atmosfera a partire da altri inquinanti primari. Più precisamente, l'ozono si forma in atmosfera in condizioni di intensa radiazione solare associata a rilevanti emissioni di ossidi di azoto (NO_x) e di composti organici volatili (COV). Quindi l'attenzione della Commissione europea si concentra sulla riduzione degli inquinanti precursori (NO_x e COV) con l'obiettivo di ridurre la presenza di ozono a livello del suolo.

L'ozono è una sostanza naturalmente presente in atmosfera. L'ozono può trovarsi sia nei livelli più alti dell'atmosfera (stratosfera), che in quelli più bassi (troposfera). Nel primo caso l'ozono svolge un'azione positiva, in quanto in grado di agire come schermo alla penetrazione dei raggi ultravioletti, estremamente pericolosi per la vita sul nostro pianeta. Nel secondo caso, invece, ha un effetto sfavorevole sulla salute dell'uomo, sui vegetali e sugli animali. Le ingenti quantità di precursori immesse in atmosfera dalle attività antropiche, e da quelle energetiche in particolare, hanno condotto l'ozono a raggiungere concentrazioni a livello del suolo assai elevate, causando danni ingenti e significativi. Ciò è particolarmente vero in alcune aree del pianeta caratterizzate da alte temperature ed intensa radiazione solare associate con la presenza di rilevanti emissioni di ossidi di azoto e composti organici volatili: nel bacino del Mediterraneo durante la stagione calda, l'ozono rappresenta il più importante ossidante fotochimico presente nella troposfera.

L'ozono è un gas tossico: inalato, penetra nel sistema respiratorio producendo danni acuti e cronici, riducendo la funzionalità polmonare e generando fenomeni infiammatori alle basse vie aeree. L'ozono produce inoltre danni alla vegetazione e alle colture agrarie, in quanto è in grado di interferire con i meccanismi fisiologici e biochimici di sviluppo e crescita delle piante. Ciò comporta pesanti ripercussioni, oltre che di carattere ambientale (per i danni prodotti alla vegetazione naturale ed alle foreste), anche di tipo economico, a seguito delle elevate perdite di raccolto e dei danni visibili che rendono alcune colture non più sfruttabili commercialmente. Infine, l'ozono è anche all'origine del deterioramento di materiali, data la sua capacità di aggredire e corrodere plastiche, vernici, fibre tessili, producendo anche in questo caso un danno economico quantificabile.

Per determinare l'entità delle riduzioni delle emissioni dei precursori dell'ozono necessarie per poter limitare i danni causati dall'ozono, bisogna innanzi tutto individuare le soglie di tollerabilità, cioè quei valori di concentrazione al suolo al di sopra dei quali, in accordo con le attuali conoscenze, possono prodursi effetti dannosi ai sistemi ricettori (esseri umani, vegetazione, ecosistemi o materiali). Tali soglie di tollerabilità vengono di solito espresse in termini di livelli critici dell'ozono. A partire dai dati di emissione dei precursori dell'ozono, e mediante l'utilizzo di modelli di simulazione in grado di riprodurre i complessi processi chimici e fisici che avvengono in atmosfera, può essere determinata l'entità delle riduzioni degli inquinanti precursori dell'ozono da conseguire per ricondurre le eccedenze dell'ozono al di sotto dei livelli critici.

Attualmente le stime più attendibili dei livelli di concentrazione di ozono a scala europea per lunghi periodi di tempo (3-6 mesi), sono state ottenute tramite modelli matematici (modello EMEP: Co-operative Programme for Monitoring and Evaluation of the Long Range Transmission of Air Pollutants in Europe) nei quali si tiene essenzialmente conto delle emissioni di NO_x e di COV di ogni singolo Paese, oppure tramite estrapolazione dai dati misurati di concentrazione di ozono rilevati dalla rete di monitoraggio delle centraline facenti parte della rete europea EMEP (in Italia,

al momento, sono solo 2, Ispra e Montelibretti, figura 4.16). A partire da queste stime sono state effettuate, da vari organismi internazionali, le mappature dei livelli critici su un reticolato predefinito sovrapposto all'intera Europa.

Figura 4.16 – Reticolo EMEP e distribuzione nazionale delle stazioni di misura dell'ozono. Anno 1999



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT e EMEP

In anni più recenti alcuni Stati hanno intrapreso iniziative tendenti alla determinazione dei livelli critici sulla base dei dati di inquinamento effettivamente misurati su un numero di centraline maggiore di quello EMEP. Anche in Italia è stata svolta una attività di studio ed elaborazione dei dati provenienti dai siti attrezzati con sensori di monitoraggio dell'ozono, che ha permesso di mettere a punto una metodologia per rappresentare i livelli critici di ozono su tutto il territorio nazionale. Tale attività ha consentito di disporre di un elemento di confronto e verifica attraverso una corrispondenza tra i livelli stimati di inquinamento assegnati all'Italia e gli andamenti dei livelli critici costruiti a partire dalle concentrazioni di tale inquinante, rilevate dalle stazioni delle reti di monitoraggio.

4.3.2 Metodologia per il calcolo dei livelli critici di ozono

Sia in ambito UNECE, in sede di negoziazione di protocolli sulla riduzione delle emissioni, che in ambito UE, in sede di predisposizione di direttive comunitarie sulle emissioni e la qualità dell'aria, si è utilizzato, per tenere conto degli effetti dell'ozono, un particolare indicatore detto AOT (*Accumulated exposure Over a Threshold*), calcolato come sommatoria dei valori eccedenti una determinata concentrazione di soglia.

Per la protezione delle colture agrarie e della vegetazione semi-naturale l'OMS ha fissato le linee guida, recepite da gran parte dei Paesi aderenti, secondo le quali il livello critico proposto è espresso come esposizione cumulata al di sopra della concentrazioni di soglia di 40 ppb (AOT40) ed è pari a 3.000 ppb*h, con una perdita di produzione del 5%, oppure 5.300 ppb*h, con una perdita del 10%. L'AOT40C (*crops*) viene calcolato, per i tre mesi di maggiore crescita vegetativa (maggio-giugno-luglio) e con radiazione solare $>50 \text{ W/m}^2$.

Per la protezione delle foreste, il valore soglia è sempre di 40 ppb (AOT40F), ed il livello critico proposto è di 10.000 ppb*h. L'AOT40F viene calcolato durante sei mesi (aprile-settembre). [Mapping Critical Levels/Load, 71/1996].

Infine per tenere conto degli effetti dell'ozono sulla salute umana, è stato scelto, come valore soglia, il valore raccomandato dall'OMS come linea-guida per la qualità dell'aria, cioè 60 ppb ($120 \mu\text{g/m}^3$) come media mobile sulle 8 ore. Quindi è stato introdotto come livello critico un indice in grado di misurare l'esposizione cumulata oltre tale soglia: l'AOT60, che viene calcolato nell'arco delle 24 ore e per un anno, come previsto dalla direttiva 2002/3/CE.

La metodologia per l'applicazione degli indicatori così come sopra riportata, è definita come un approccio di analisi di primo livello a lungo periodo. Tale studio è infatti messo in relazione al grado di rischio ecologico o sanitario ed è applicato per assicurare una protezione contro possibili effetti nocivi alle piante e/o all'uomo.

Per una valutazione di impatto vera e propria occorre invece prendere in considerazione anche altri parametri, come ad esempio, riferendoci alle colture agrarie ed alla vegetazione, i fattori ambientali quali l'umidità del suolo, la temperatura, le precipitazioni e la fenologia delle piante con particolare attenzione ai momenti di maggior sensibilità.

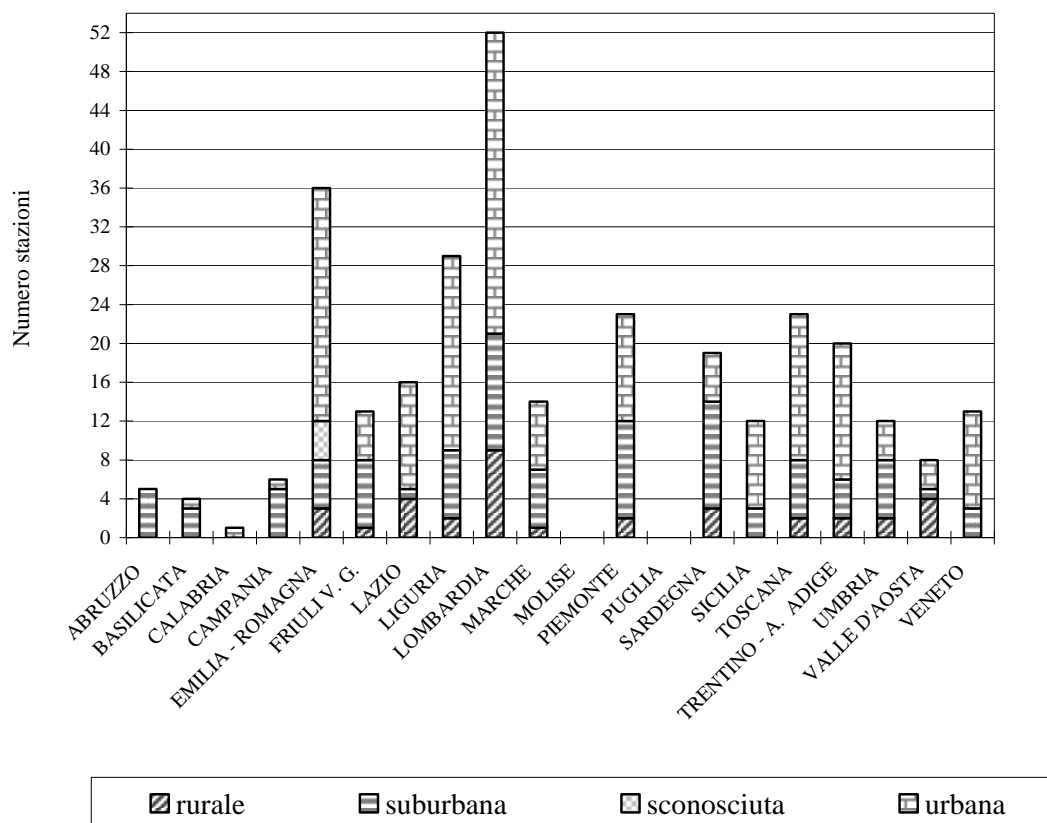
4.3.3 Mappatura dei livelli critici in Italia

Al fine di individuare le aree a rischio di stress fotossidativo, sono state realizzate mappe di 1° livello attraverso il calcolo degli indici di livello critico dell'ozono a partire dai dati orari di concentrazione di ozono, dal 1996 al 2000, di tutte le reti di monitoraggio presenti sul territorio nazionale. Le centraline di misura degli inquinanti sono identificate in relazione alla loro tipologia ed alla loro localizzazione, sulla base delle definizioni dell'ETC-Air Quality dell'Agenzia Europea dell'Ambiente (Decisione 97/101/EC). Nella figura 4.16 è mostrata la rappresentazione cartografica dei siti dove sono localizzate le centraline di monitoraggio dell'ozono sul territorio nazionale con la sovrapposizione del reticolo EMEP di 50 km x 50 km. Dalla figura 4.16 si evidenzia la distribuzione disomogenea delle stazioni sull'area italiana e la diversa densità spaziale delle stesse tra il Nord ed il Sud.

Nella figura 4.17 è rappresentata la distribuzione delle centraline di monitoraggio della qualità dell'aria per singola Regione e per tipologia; risulta evidente la maggiore densità delle stazioni di misura presenti nel Nord Italia e la maggior frequenza della tipologia urbana delle stesse rispetto alle altre categorie, in quasi tutte le Regioni. D'altronde le reti di monitoraggio hanno come principale scopo quello di monitorare la qualità dell'aria soprattutto nelle città mentre, specificatamente per l'ozono, servirebbero molte più stazioni fuori della fascia urbana. Infatti i siti caratterizzati dalle concentrazioni più elevate di inquinamento di tipo fotochimico sono da ricercare lontano dai grandi centri abitati e dalle zone industriali limitrofe, lungo la direttrice prevalente dei venti; per questo motivo ogni sito di misura degli inquinanti dovrebbe essere caratterizzato sia dalla

individuazione della direzione dei venti prevalenti, nelle condizioni termodinamiche più instabili, che dalla frequenza di occorrenza delle stesse.

Figura 4.17 – Distribuzione regionale delle stazioni di monitoraggio dell’ozono suddivise per tipologia. Anno 1999



Fonte: APAT

Seguendo la metodologia di calcolo per la ricostruzione dei dati mancanti, descritta nella direttiva 2002/3/CE relativa all'ozono è stato effettuato il calcolo dei valori degli indici di livello critico relativi all'ozono:

- per le colture agrarie e la vegetazione, l'AOT40C, dove la somma è estesa ai soli valori maggiori di 40 ppb rilevati nei mesi da maggio a luglio dalle ore 8 alle ore 20;
- per le foreste, l'AOT40F, dove la somma è estesa ai soli valori maggiori di 40 ppb rilevati nei mesi da aprile a settembre dalle ore 8 alle ore 20;

per la popolazione, l'AOT60, dove la somma è estesa ai soli valori maggiori di 60 ppb rilevati in tutto il corso dell'anno.

Per il calcolo dell'AOT40C e dell'AOT40F sono stati utilizzati i dati provenienti dalle centraline rurali e suburbane, mentre per il calcolo dell'AOT60 sono state utilizzate tutte le urbane.

Infine con opportuni metodi statistici e tenendo conto dell'uso del suolo tali valori sono stati spazializzati sull'intero territorio italiano per poi essere estrapolati alle maglie, di 50x50 km, del grigliato EMEP.

La metodologia utilizzata è stata sviluppata sulla base dell'ipotesi che esista un legame tra le concentrazioni di ozono, le coordinate geografiche (latitudine, longitudine e altitudine delle stazioni di rilevamento) e la tipologia delle maglie (urbane, agricole, forestali).

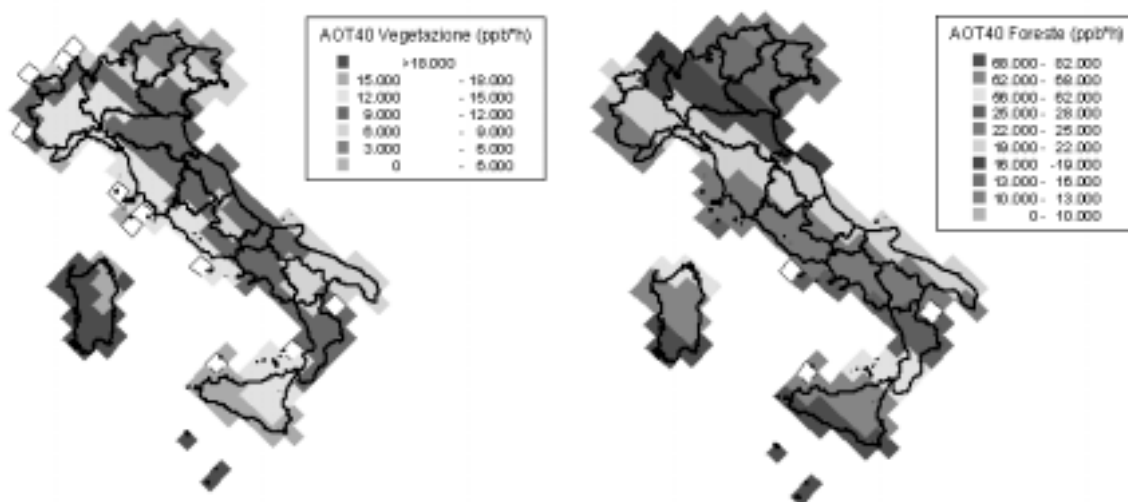
I risultati ottenuti, riportati in figura 4.18, vanno tuttavia interpretati alla luce dei limiti intrinseci alla rete nazionale di rilevazione dell'ozono, vale a dire al campione di partenza. Al di là infatti dell'attendibilità delle singole rilevazioni, la rappresentatività campionaria risente del fatto che le varie tipologie di centralina non sono equidistribuite sul territorio e in alcune regioni sono del tutto assenti.

La mappatura di Livello 1 mostra valori di AOT (40C, 40F e 60) eccedenti i livelli critici UN/ECE, su tutto il territorio italiano.

Questa metodologia, seppur utile, è comunque insufficiente per una valutazione di impatto. Nel caso della vegetazione di una data area geografica, ad esempio, è necessario considerare quei fattori naturali che possono influenzare la risposta delle piante all'ozono. Infatti i danni alla vegetazione non sono dovuti solo alla presenza dell'inquinante nell'atmosfera, ma soprattutto alla sua biodisponibilità. In conseguenza di ciò sono in corso attività per la revisione della valutazione di livello I e dell'AOT40.

La disponibilità della mappatura dei livelli critici di ozono è sicuramente uno strumento utile, che necessita di ulteriori affinamenti, per la pianificazione territoriale di quelle attività potenzialmente capaci di contribuire alla produzione di ozono nelle aree dove i livelli critici osservati sono al limite o al di sopra della soglia.

Figura 4.18 – Mappe del livello critico di ozono per la vegetazione (AOT40C) e le foreste (AOT40F) per l'anno 1999 rappresentata sul reticolo EMEP



Fonte: ENEA, 2003

4.4 LE ESPERIENZE DI VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA E LE SUE APPLICAZIONI AL SETTORE ENERGETICO

Con l'approvazione della direttiva 2001/42/CE si è concluso il processo decisionale della Commissione europea per definire la procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS). Sono state previste valutazioni in via preliminare all'approvazione di piani e programmi (VAS ex-ante), durante la loro gestione (VAS in itinere) ed alla fine del loro periodo di validità (VAS ex-post).

Si è dato avvio così ad un processo di previsione/controllo allo scopo di migliorare il livello di protezione dell'ambiente e contribuire all'integrazione delle considerazioni ambientali nel governo del territorio. La VAS ex-ante non è solamente un atto che si allega al documento di piano, ma rappresenta l'avvio di un processo che, tramite un confronto in continuum tra autorità di gestione ed autorità ambientale ed attraverso continui *feedback* informativi e valutativi, contribuisce ad introdurre in maniera trasversale la tematica ambientale nella pianificazione elaborata.

Tutti gli Stati membri dovranno provvedere ad attivare il sistema VAS in modo operativo e ben funzionale entro il 21 luglio 2004.

L'attuale momento normativo ambientale nazionale sembra dominato da una diffusa dicotomia comportamentale che vede molte norme, tra cui la Valutazione di Impatto Ambientale, oggetto di interventi semplificatori su più fronti, ed altre, tra cui la Valutazione Ambientale Strategica prima del recepimento della Direttiva, in una fase faticosa di sperimentazione.

In Italia si sono avute molteplici esperienze di applicazione di VAS a diversi piani e programmi, sebbene si sia in attesa che lo Stato italiano emani norme per il recepimento della direttiva 2001/42/CE sulla VAS e che, quindi, dia precise indicazioni sulle tipologie di piani e di programmi che dovranno contemplare questo tipo di analisi e le modalità per il suo svolgimento oltre che i contenuti minimi.

Appare utile ricordare che i settori in cui rientrano piani e programmi sottoposti a VAS, in base alla posizione comune sulla proposta di direttiva sulla VAS adottata dal Consiglio dell'Unione europea, sono: agricolo, forestale, pesca, gestione dei rifiuti, energetico, industriale, turistico, gestione delle acque, trasporti, telecomunicazioni, assetto territoriale o della destinazione dei suoli.

Con riferimento al settore energetico, occorre ricordare che il Programma Operativo Regionale (POR) è uno strumento di pianificazione espressamente previsto dalla direttiva come una tipologia da sottoporre a VAS.

In questi anni le Regioni italiane, con l'ausilio degli enti di ricerca e delle università, hanno sperimentato diverse VAS, alcune anche applicate al settore energetico, sia all'interno di piani energetici regionali veri e propri (PER) sia in altri strumenti di programmazione aventi una diversa finalità ma con importanti ricadute nel settore energetico.

Per quanto riguarda i contenuti di queste esperienze VAS si possono elencare alcune considerazioni.

Anzitutto occorre notare che non tutti i piani energetici regionali di cui si ha notizia, siano essi approvati o in bozza, contengono uno specifico capitolo dedicato al rapporto tra ambiente ed energia: anzi spesso si è notata una struttura di tipo "tradizionale", ovvero quella di un bilancio energetico regionale allargato alla visione strategica di medio lungo termine.

Una delle motivazioni di questa lacuna e della mancanza, quindi, di un specifico apporto di analisi strategiche di tipo ambientale, può essere determinato dal fatto che si ritiene, il tema ambientale, trattato in modo esaustivo dai capitoli in cui si discute di emissione di gas inquinanti, del contributo del piano al raggiungimento degli obiettivi posti dal Protocollo di Kyoto, oppure dello sviluppo di fonti energetiche alternative.

Questa impostazione però non appare essere sufficiente ad evidenziare ed esplicitare tutti gli effetti ambientali di determinate scelte di politica energetica. Tali scelte, non solo hanno degli effetti diretti sulla qualità della vita e sull'ambiente e, in un certo senso, "misurano", danno delle indicazioni circa le possibilità di sviluppo di un paese, ma sono, inoltre, strettamente interconnesse con le politiche dei trasporti e della mobilità (e i conseguenti effetti ambientali che ne derivano), le

politiche industriali, le tipologie di settori produttivi preponderanti, le scelte allocative degli insediamenti produttivi, le dimensioni delle imprese, il tipo di organizzazione industriale e dei servizi, gli stili di vita della popolazione residente. Tutti argomenti che nella VAS sono compresi e che andrebbero sviluppati a corredo dei PER.

Le applicazioni VAS ai PER cominciano invece ad essere complete e di ottimo livello, analitico, descrittivo e programmatico.

A tale riguardo si possono citare i seguenti elementi:

- presenza di riferimenti e riflessioni sugli obiettivi ambientali nazionali, regionali ed internazionali: chiaramente e comprensibilmente descritti;
- analisi di coerenza degli obiettivi, sia esterne, con gli altri strumenti programmatici già attuati o da attuare della regione, che interne, tra i vari elementi che compongono il PER; comprese le indicazioni di giungere ad un bilancio tra domanda ed offerta sul territorio regionale, che si configura come una vera innovazione programmatica, determinata dai nuovi ruoli della regione sul tema energia ed ambiente;
- presenza di obiettivi di riduzione delle emissioni, di riduzione e modificazioni dei consumi, di carattere strutturale economico e settoriale (industria, trasporti, terziario, ecc.);
- definizione di set di indicatori, non solo riguardanti le emissioni o i consumi, ma anche le misure di innovazione tecnologica e gestionale, relativi sia a settori che a macro sistemi (rete di produzione e di distribuzione);
- analisi di *trend* e dei loro effetti ambientali georeferenziati e non solo riferiti generalmente all'intero territorio regionale;
- proposte di misure di intervento all'interno delle quali si ritrovano anche elementi guida per il mercato, partendo da elementi tangibili come i costi ed il mix di uso di combustibili fossili e fonti rinnovabili, corredate da combinazioni di obblighi programmatici e di sostegno alla certificazione energetica;
- la descrizione dei controlli necessari e del sistema per attuarli;
- la presentazione di programmi di informazione e orientamento dei soggetti pubblici e privati, propedeutici ad una sinergia istituzioni-imprese-sistema ricerca pubblica e privata.

Con tali contenuti la VAS viene finalmente realizzata nell'ottica di fornire un approccio dinamico alla pianificazione; esamina la dimensione e la diffusione delle fonti di stress per le risorse ambientali previste dal Piano, assegnando un ruolo fondamentale all'esame preventivo delle soluzioni individuate e scostandosi dalla tradizionale ottica correttiva ex-post di governo dell'ambiente. L'analisi previsionale permette di entrare nel merito delle scelte effettuate per il raggiungimento degli obiettivi, di valutare le carenze del piano o le opportunità non pienamente considerate, al fine di identificare le congruità/criticità dei contenuti strategici rispetto alla sostenibilità ambientale delle decisioni, e di impostare i contenuti della base analitica futura, degli strumenti e delle metodologie che saranno alla base del monitoraggio degli effetti ambientali del piano.

Tale impostazione corrisponde quindi alla natura stessa della VAS, agli scopi di questa tecnica di valutazione e alle funzioni che essa è chiamata svolgere; si nota che essa nasce per integrare in maniera sistematica gli effetti e le considerazioni di tipo ambientale all'interno di valutazioni di piani e di programmi. Non si tratta di integrare le normali analisi di tipo economico-finanziario tradizionalmente svolte sui piani e sui programmi con un "capitolo" contenente valutazioni specifiche degli effetti ambientali; si tratta, piuttosto, di compiere uno sforzo ulteriore: coniugare economia ed altre discipline, quali ad esempio ecologia, biologia, scienze naturali, fisica, chimica nel tentativo di rappresentare la complessità del reale e la circolarità del sistema socio-economico-ambientale.

Occorre, quindi, non tanto aggiungere un'analisi specifica degli effetti ambientali, pure

essenziale (ad esempio emissioni in atmosfera, consumo di risorse...) quanto, piuttosto, proporre una lettura multidisciplinare degli effetti ambientali di determinate scelte/situazioni di tipo socio-economico-istituzionale e di trasformazioni territoriali.

Un'importante esperienza nel campo della VAS si sta accumulando nelle Autorità Ambientali Regionali, coadiuvate dalle Task Force Ambientali del Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio. Queste strutture hanno realizzato ciascuna nella propria regione, una valutazione ex-ante ambientale (VEA) la quale si basa su una comune scelta di indicatori e sul loro utilizzo a livello regionale per definire e monitorare le compatibilità ambientali dei vari progetti e piani di sviluppo, sia generali che settoriali.

Di seguito si elencano i più rilevanti indicatori energetico ambientali, ed alcune delle loro caratteristiche.

Tabella 4.14 - Indicatori del Programma Operativo Regionale

<i>NOME INDICATORE</i>	<i>FINALITÀ</i>	<i>DPSIR</i> (*)	<i>COMMENTO</i>
Emissione di CO ₂ evitata tramite produzione di energia derivata da fonti rinnovabili	Concorrere al rispetto degli obiettivi fissati per il contributo nazionale alle emissioni globali	R	Indicatore già in possesso dell'Autorità Ambientale
Numero di pareri positivi relativi alle procedure VIA attivate per la realizzazione di impianti di produzione di energia/Numero di procedure VIA attivate per impianti di produzione energia	Valutare e mitigare gli impatti ambientali dei nuovi impianti di produzione di energia	R	Il dato relativo al numero di progetti approvati (VIA positiva) indica una maggiore attenzione alla qualità degli stessi nonché all'utilizzo di tecnologie compatibili con l'ambiente
Quantità di energia prodotta/quantità di energia utilizzata	Definire il deficit di energia e il relativo <i>trend</i>	I	Quantità di energia prodotta/quantità di energia utilizzata
Risparmio energetico	Identificare le iniziative a favore del risparmio energetico	R	I dati sono in possesso di soggetti pubblici e privati, e non sono facilmente correlabili
Numero di edifici dotati di certificazione energetica	Verificare l'applicazione della legge di riferimento	S	Attualmente non in tutte le Regioni esistono dati
Composizione del mix di combustibile utilizzato	Evidenziare il peso del combustibile fossile nel ciclo produttivo dell'energia	P	L'indicatore non è facilmente popolabile. Il dato non è in possesso della Regione

(*) Modello di riferimento europeo per l'analisi ambientale (D= Drivers, P= Pressures, S= State, I= Impacts, R= Responses)

4.5 DISTRETTI INDUSTRIALI ED ENERGIA

4.5.1 *Introduzione al concetto di distretto*

Il dibattito sul declino di competitività del sistema produttivo del nostro Paese scorre ancora una volta lungo il doppio binario, tutto italiano, della carenza di grandi imprese in grado di reggere l'urto della concorrenza internazionale, da un lato, e sul fatto che i distretti sono uno dei grossi motori che fanno girare l'economia italiana; che sono le realtà che da anni "reggono meglio l'urto della concorrenza internazionale"; che, con i loro cospicui avanzi commerciali, sostengono la nostra bilancia dei pagamenti. Su questa dicotomia, che ha anche grandi valenze energetiche-ambientali si collocano buona parte delle possibilità di sviluppo dell'industria manifatturiera italiana.

Naturalmente tra le imprese dei distretti esistono dei problemi gestionali ed organizzativi, così come tra le grandi imprese. In Italia ci sono tante piccole imprese; forse ce ne sono troppe per una efficiente gestione dei controlli ambientali, ma anche per giungere a basso costo ad una ottimizzazione dei consumi e della produzione di energia, e questo è tecnologicamente una conseguenza della loro ridotta dimensione. Le piccole imprese, da sole, non sono in grado di competere sui mercati internazionali, così come hanno spese e problemi rilevanti nell'adeguarsi alle norme di tutela ambientale ed energetiche, ma questo non è necessariamente vero per i distretti industriali. Il contributo dei distretti alla bilancia commerciale italiana corrisponde ad un contributo medio alle esportazioni manifatturiere italiane pari al 43,3%: tra questi il peso della pelletteria sale a oltre il 69%.

Malgrado quindi i notevoli risultati in termini di riduzione dei consumi e degli inquinanti, dell'intero settore manifatturiero, come espresso nei paragrafi precedenti, molte questioni, tecnologiche e gestionali rimangono insolte.

4.5.2 *Distretti: le tematiche energetiche e ambientali*

Data l'importanza dei distretti come entità produttive, si pone l'esigenza, anche nel tema energetico-ambientale, di seguire le loro problematiche, sia sul versante approvvigionamento produzione che sul lato risparmio e riduzione delle emissioni, oltre che sull'impatto nel mondo delle piccole e medie imprese (PMI) del processo di liberalizzazione in atto nel mercato dell'energia elettrica. Per quanto riguarda la capacità dei distretti di ridurre le emissioni già si sono segnalati i fenomeni imitativi tra imprese distrettuali riguardanti la sostituzione di combustibili ad alto inquinamento (oli ad alto tasso di zolfo, gasolio) con metano, e con l'installazione di impianti turbogas o a ciclo combinato per produzione energetica e vapore. Queste innovazioni tecnologiche hanno più rapidamente proceduto nei distretti che non nell'universo di PMI disperse sul territorio nazionale, contribuendo non poco alla riduzione di inquinanti tradizionali. Oggi si è avviata però una fase riorganizzativa che riguarda nello specifico la gestione della fornitura elettrica nell'intero distretto e la messa in campo di impianti di produzione di energia distrettuali e non più aziendali. Questione che riguarda sicuramente la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica in Italia, che rappresenta per le PMI e per i distretti industriali un'occasione molto importante per conseguire miglioramenti di competitività attraverso i ribassi dei prezzi dell'energia, l'ottimizzazione dell'approvvigionamento energetico, e l'ammodernamento sotto il profilo consumi e emissioni, del parco impianti, in un contesto di potenziale concorrenza tra più fornitori alternativi ad ENEL.

4.5.3 *Distretto di Solofra: problematiche ambientali ed energetiche*

Il sistema produttivo del distretto di Solofra, di fronte al grave impatto, in termini di vivibilità e salubrità del territorio, derivante dallo svolgimento delle proprie attività, e considerando anche le evoluzioni legislative e la crescente domanda di ecocompatibilità da parte degli operatori, ha attivato una serie di azioni innovative, volte al miglioramento delle proprie *performance* ambientali.

In tale ambito, si è collocata, prima di tutto, la scelta di tagliare il ciclo produttivo: oggi, infatti, la maggior parte delle concerie solofrane non realizzano in loco tutto il processo produttivo, ma preferiscono acquistare le pelli semiconciate. Questo significa che viene meno la fase della riviera, che è una fase rilevante dal punto di vista dell'ambiente sull'ambiente e sulla salute. La scelta di limitarsi alle fasi a più alto valore aggiunto, deriva dal tre motivi principali: a) è meno costoso acquistare le pelli semi trattate piuttosto che effettuare la lavorazione in loco; b) non è facile reperire addetti che accettino di effettuare questo tipo di operazioni, faticose dal punto di vista fisico, c) esistono forti impatti ambientali e difficoltà di adeguarsi alle vigenti normative in merito. Gli effetti principali derivanti da questa scelta strategica, dal punto di vista ambientale, sono la riduzione di emissioni di azoto solforato nel distretto, la riduzione degli scarti della lavorazione, quali carniccio e ritagli di pelle, tipici della fase di riviera e che sono, invece, presenti a S. Croce ed Arzignano, la diminuzione della quantità di acque di lavaggio utilizzate e della presenza di composti organici nei reflui.

Un altro intervento importante consiste nell'uso di tecnologie meno inquinanti: nelle concerie di Solofra è ormai generalizzato l'uso del processo a cromo ad alto esaurimento, oltre ad altri accorgimenti attuati, quali l'impiego di bagni riscaldati e l'uso di particolari mascheranti. I tannini vegetali biorefrattari sono stati parzialmente sostituiti da altri sintetici, con elevato grado di biodegradabilità. Nelle operazioni di sgrassaggio delle pelli i solventi ed i tensioattivi sono dosati e utilizzati in modo da non creare problemi nelle successive fasi di depurazione dei reflui prodotti.

È, inoltre, portata avanti una attività di ricerca di tecnologie pulite, mediante il centro di ricerca per la sperimentazione di tecnologie ambientali, la "Stazione Sperimentale Pelli e Materie Concianti" di Napoli. Nell'ambito delle politiche per lo sviluppo sostenibile del distretto conciario, assume notevole rilevanza il PIT (Progetto Integrato Territoriale) del distretto di Solofra, che è uno strumento di programmazione economica, da finanziare sui fondi del POR Campania. L'asse I del POR, "risorse naturali" si prefigge proprio l'obiettivo di "creare nuove opportunità di crescita e di sviluppo sostenibile; rimuovere le condizioni di emergenza ambientale; assicurare l'uso efficiente e razionale e la fruibilità di risorse naturali riservando particolare attenzione alla tutela delle coste; adeguare e razionalizzare reti di servizio per acqua e rifiuti; garantire il presidio del territorio, a partire da quello montano, anche attraverso le attività agricole; preservare le possibilità di sviluppo nel lungo periodo e accrescere la qualità della vita". Il PIT del distretto di Solofra, che rappresenta il primo esempio di politica integrata di distretto, si pone come obiettivi, la realizzazione, l'ampliamento e miglioramento delle infrastrutture a supporto dello sviluppo industriale puntando sulla riqualificazione del territorio, delocalizzando i poli industriali a favore dei centri storici con conseguente disponibilità per le imprese di centri servizi innovativi, puntando anche sulla formazione mirata e specifica per le diverse categorie professionali. La riqualificazione del territorio e la tutela dell'ambiente, nonché lo sviluppo di una cultura imprenditoriale sensibile alla tutela dell'ambiente e della sicurezza dei lavoratori, sono tra gli obiettivi primari che il PIT si prefigge.

Al suo interno, i principali progetti per lo sviluppo sostenibile del territorio sono:

- delocalizzazione degli insediamenti produttivi siti nel centro urbano di Solofra;
- programma di recupero e sviluppo urbano del quartiere Toppo, teso al sostegno del tessuto imprenditoriale;
- risanamento ambientale e regimazione acque del Vallone Cupa e sistemazione ambientale di tutta l'area valle;
- riqualificazione, razionalizzazione e normalizzazione del trattamento depurativo dei reflui industriali del distretto di Solofra, anche eventualmente con realizzazione di un termoinceneritore a recupero energetico, dedicato al distretto;
- progetto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- realizzazione di un marchio di eco-compatibilità del distretto; certificazione ambientale del distretto.

Gli ultimi tre progetti sono finalizzati anche ad accrescere la competitività del distretto e

rafforzare la propria posizione sui mercati più esigenti dal punto di vista delle *performance* ambientali. Il recupero energetico rafforza il progetto del marchio di eco-compatibilità del distretto prevede che siano definiti degli standard ambientali comuni attraverso cui l'azienda che possiede il marchio possa essere riconosciuta, innanzitutto, come azienda facente parte del distretto conciario di Solofra e, in più, come azienda che rispetta le normative ambientali e le altre norme identificative del marchio. Si tratta di un progetto di *marketing* territoriale, che, oltre ad avere ripercussioni positive in campo ambientale, in quanto costringe le imprese a rispettare certi parametri di compatibilità ambientale, apporta notevoli benefici economici, perché accresce la visibilità esterna del distretto. Infatti, uno dei fattori strutturali di debolezza del distretto è che non solo non esiste al momento alcun marchio di Solofra ma, tendenzialmente, l'*output* viene identificato con la singola azienda che lo ha realizzato e non come un prodotto del distretto.

Rispetto alla certificazione ambientale, l'obiettivo che si prefigge il distretto è di ottenere una certificazione di area. Questa è una iniziativa importante visto che, per la dimensione delle imprese del distretto, la certificazione ambientale di azienda non è riuscita a imporsi come strumento di gestione ambientale. Al momento, infatti, solo due aziende presentano certificazione ambientale, ISO 14001, di cui una che opera nel comparto della chimica, per la produzione e commercializzazione di prodotti per conceria, e una azienda conciaria. In effetti, l'UNIC, Unione Nazionale Conciatori, sta realizzando un "Progetto pilota per preparare, promuovere ed agevolare la partecipazione delle imprese conciarie italiane al sistema comunitario di ecogestione ed audit", la cui finalità è di promuovere, attraverso una sperimentazione in alcune aziende conciarie, la diffusione dei sistemi di ecogestione nelle PMI e l'applicazione ai distretti conciari italiani. Il sistema di ecogestione in conceria è considerato particolarmente promettente, perché è una possibile via per instaurare un dialogo con l'opinione pubblica, in modo da chiarire l'effettiva entità e natura degli impatti ambientali e valorizzare, su una base nuova di credibilità reciproca, gli sforzi fatti dal settore in passato o quelli in corso, per risolvere i maggiori problemi ambientali e in modo da porre le basi perché le iniziative future possano essere adeguatamente percepite e concordate con le diverse parti interessate. Inoltre, il progetto costituisce per i distretti conciari la base perché si inneschi un circolo virtuoso di ulteriore miglioramento ambientale del settore, assai più di quanto non possa avvenire mediante il tradizionale rispetto "passivo" della normativa in vigore: una iniziativa volontaria delle imprese, opportunamente strutturata, divulgata e conosciuta, getta le basi per affrontare i problemi non più in un'ottica di urgenza o di adeguamento ma di costruttiva e preventiva concertazione degli obiettivi e, in questo modo, la complessità dei problemi può trovare soluzioni innovative ed efficaci. Attraverso questa iniziativa si avrà così la realizzazione di azioni quali l'Analisi Ambientale Iniziale", il "Bilancio Ambientale e Dichiarazione Ambientale". La certificazione EMAS territoriale prevista dal PIT del distretto di Solofra, e rispetto alla quale non è stato ancora elaborato lo specifico progetto, rappresenta un passo in avanti rispetto a quella di azienda, perché implica una visione integrata delle problematiche ambientali del distretto grazie al coinvolgimento di tutte le aziende ed istituzioni locali, ed è, inoltre, più conveniente sia in termini di costi da sostenere per ciascuna unità produttiva, sia in termini di tempi di realizzazione del progetto, sia in termini della sua efficacia ambientale, compresa la tematica energetica.

4.5.3.1 I consumi energetici

Il distretto di Solofra, data la sua struttura produttiva, ha consumi energetici a scopi produttivi molto elevati, tra i più alti della provincia, e che si concentrano soprattutto nel Comune di Solofra. Anche i consumi per abitanti sono tra i più alti della Provincia.

Tabella 4.15 – Consumi elettrici* nei Comuni del distretto. Anni 1995 e 1998 (%)

	Solofra	Montoro I.	Montoro S.	Serino
Consumi elettrici usi produttivi 1995	100,0	8,4	11,7	13,5
Consumi elettrici usi produttivi 1998	100,0	15,0	16,4	48,5

(*) Rapporti percentuali dei Comuni del distretto, fatto 100 il consumo di Solofra

Fonte: Statistiche Regione Campania

A fronte di questi dati la Regione ed il Comitato di distretto hanno prodotto un nuovo Piano Energetico Distrettuale, che è in fase di finalizzazione.

4.5.4 Distretto di S. Croce sull'Arno: problematiche ambientali ed energetiche

4.5.4.1 Il sistema produttivo

La situazione (lo stato) nel Comprensorio del Cuoio vede un sistema produttivo locale strutturato prevalentemente sull'attività conciaria, sia come numero di imprese e di addetti, che come contributo al valore aggiunto complessivo. Nella tabella che segue (tabella 4.16), sono riportati i dati estratti dal Censimento Intermedio dell'industria e dei Servizi del 1996 e relativi al numero di imprese di unità locali e di addetti, per settore di attività, nei Comuni del Distretto Industriale. Analizzando i dati ISTAT sul distretto nel dettaglio, risulta chiara la tendenza delle imprese alla delocalizzazione piuttosto che alla concentrazione, poiché per tutti i settori di attività il numero di imprese risulta superiore al numero di unità locali. In particolare, concentrando l'attenzione sul "sistema pelli" complessivamente considerato (quindi l'intero comparto delle pelli, cuoio e calzature) rileviamo, per il distretto industriale, una prevalenza di imprese impegnate nel settore, rispetto al totale delle imprese manifatturiere, con una media di 69,7% di imprese e una quota di addetti alle pelli superiore al 76%.

Tabella 4.16 - Unità locali e relativi addetti del Comprensorio del cuoio, per il comparto manifatturiero e della lavorazione delle pelli (Valori assoluti e percentuali)

		Totale attività manifatturiere	Pelli, cuoio e calzature	Percentuale di unità/addetti alle pelli
Totale distretto	Unità locali	2.595	1.808	69,7%
	Addetti unità locali	21.621	16.542	76,5%

Fonte: elaborazioni da dati ISTAT, Censimento Intermedio dell'Industria e dei Servizi, 1996

Tabella 4.17 - Unità locali e addetti nel Comparto della preparazione e concia del cuoio. Anno 1996

Comuni	Unità locali		Addetti Unità Locali		Addetti medi per Unità Locale
	Valori Assoluti	Valori Percentuali	Valori Assoluti	Valori Percentuali	
Castelfranco	62	6,79%	877	9,62%	14,1
Fucecchio	100	10,95%	1.169	12,82%	11,7
Montopoli	23	2,52%	129	1,42%	5,6
San Miniato	218	23,88%	1.880	20,62%	8,6
S. Croce sull'Arno	497	54,44%	4.996	54,80%	10,1
S. Maria a Monte	13	1,42%	65	0,71%	5,0
Totale Distretto	913	100,00%	9.116	100,00%	10,0

Fonte: elaborazioni su dati ISTAT, Censimento Intermedio dell'Industria e dei Servizi, 1996

Nella tabella 4.17 sono, invece, indicate le quantità di unità locali conciari e di relativi addetti situate in ogni Comune, rispetto al totale distrettuale delle Unità locali e degli addetti della stessa tipologia; da questa risulta una distribuzione non uniforme delle imprese, con una netta

prevalenza di unità locali nei Comuni di Santa Croce Sull'Arno (54,4%), San Miniato (23,9%), e Fucecchio (10,95%) confermata, inoltre, dal dato sulla distribuzione degli addetti. Il calcolo della dimensione media delle Unità Locali, invece, ci consente di rilevare una struttura delle imprese generalmente medio piccola e artigianali e spesso a conduzione familiare; il numero medio di addetti per impresa, infatti, ammonta a 10 unità.

Nel distretto industriale conciario di Arzignano (Vi) la prevalenza di imprese di medie dimensioni (la dimensione media è di 17 addetti per impresa), è imputabile ad una produzione di pelle destinata in prevalenza al settore dell'arredamento, che quindi necessita di grossi tagli per i quali sono necessari grandi impianti, mentre nel distretto di Santa Croce sull'Arno la produzione si concentra prevalentemente sul cuoio e la pelle destinata al settore calzaturiero e dell'abbigliamento per i quali sono necessari tagli più piccoli di materia prima che richiedono impianti di dimensioni ridotte.

Le aziende del Comprensorio realizzano il 98% della produzione nazionale di cuoio da suola e il 35% della produzione nazionale di pelli per calzature, pelletteria ed abbigliamento. Annualmente vengono prodotti circa 65 milioni di metri quadrati di pellami e circa 53 milioni di chilogrammi di cuoio da suola. Il fatturato annuo complessivo è stimato in 1 miliardo e 800 milioni di euro, corrispondente al 40% di quello del settore conciario nazionale.

Le materie prime, pelli grezze o semilavorate, provengono per il 70% da macelli europei, per il 20% da macelli nazionali e per il 10% da altri paesi.

Per quanto riguarda il contributo alle esportazioni nazionali di cuoio e prodotti in cuoio (comprese le calzature di qualsiasi materiale), i dati ISTAT sulle esportazioni nei Sistemi Locali del Lavoro posizionano il Sistema Locale di Santa Croce sull'Arno al secondo posto su scala nazionale, preceduto da quello di Firenze (con l'8,4%) e seguito dal sistema locale (e distretto industriale conciario) di Arzignano (VI) (con il 7%) mentre, al sesto posto, si posiziona il terzo SLL conciario di Solofra (Av).

Inoltre, proprio questa notevole incidenza dell'*export* pone delle importanti questioni sul tema delle problematiche relative ai trasporti delle materie prime e dei prodotti finiti (traffico e inquinamento).

La produzione realizzata in centinaia di impianti, attraverso fasi di lavorazione suddivisi in più siti, complica il problema logistico dei trasporti aggravandolo sia in termini di costi che in ambito ambientale. Una migliore gestione del sistema intermodale, realizzata mediante una ottimizzazione del trasporto delle merci in arrivo e delle pelli in partenza dal distretto (ad esempio con la realizzazione di un interporto o con un incremento dell'efficienza nel trasporto merci su rotaia), appare una risposta gestionale a rilevante efficienza (basso rapporto costi/benefici) e comincia ad essere analizzata e inserita nelle politiche ambientali.

Relativamente al processo produttivo impiegato, nella zona Nord del distretto conciario (nei Comuni di Santa Croce, Fucecchio, Castelfranco di Sotto e Santa Maria a Monte), viene effettuata prevalentemente la concia al cromo destinata alla produzione di pelletteria, mentre nella zona di San Miniato (a Sud del distretto) è molto diffusa la concia al vegetale con tannini finalizzata, in prevalenza, alla produzione di cuoio da suola. Quindi, come confermano i risultati di un'indagine condotta dalla AUSL competente per territorio, esiste una specializzazione all'interno del Comprensorio, poiché dalle risposte date ai questionari somministrati a tutte le aziende del settore, è emerso che per ogni cento aziende interpellate, 46 effettuano la concia al cromo, 37 la concia al vegetale e la restante parte (17) effettua attività conto terzi.

Questa specializzazione produttiva delle PMI, potrebbe accentuarsi ulteriormente a seguito dell'introduzione del Regolamento Comunitario n. 1774 del 3 ottobre 2002, recante norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano. Tale norma, infatti, è stata formulata al fine di contrastare il virus della BSE ed indica la necessità di separare la fase iniziale del ciclo produttivo nel caso in cui la pelle derivante da animali certificati sia utilizzata per produrre gelatine collagene o altri alimenti animali.

La ridotta dimensione aziendale, tratto caratteristico del distretto industriale, inizialmente

rappresentava per molti versi una debolezza poiché si poneva come un ostacolo per la gestione di molte problematiche, prima fra tutte quella ambientale. Proprio per superare i problemi legati alle limitate dimensioni, gli imprenditori hanno sentito il bisogno di unirsi in forme associative, spinti dai seguenti motivi:

- necessità di difendersi dai crescenti rischi di mercato e di produzione connessi alla libera concorrenza;
- miglior accesso e gestione dell'informazione;
- consentire un efficace conseguimento di fini comuni a tutte le imprese, comprese le risposte alle normative e sensibilità ambientali.

Nell'area del Comprensorio del cuoio, la strada dell'associazionismo è stata percorsa di frequente, sia come soluzione alla necessità di aderire ad associazioni locali di categoria che per l'esigenza di gestire le problematiche ambientali. Questa propensione degli imprenditori ad allearsi tra loro potrebbe apparire come una scelta ovvia se la isolassimo dal contesto distrettuale, ma, in realtà non deve essere sottovalutata poiché in molte altre realtà distrettuali italiane (quale, ad esempio, quella conciaria di Solofra), il tradizionale approccio individualista che caratterizza i piccoli imprenditori è molto radicato e difficilmente declinabile, nonostante i vantaggi (ad esempio in termini di capacità competitiva e peso sul mercato) che le varie forme di associazionismo potrebbero portare.

Il ruolo dei consorzi di conciatori è stato determinante nello sviluppo e nella crescita dell'industria conciaria, poiché attraverso queste associazioni le concerie hanno potuto affrontare le grandi questioni ambientali, come la costruzione degli impianti centralizzati di depurazione; l'individuazione, urbanizzazione e lottizzazione di zone per il trasferimento delle attività conciarie in moderne aree industriali esterne al centro storico comunale (ciò ha inoltre consentito il rinnovamento e l'ampliamento degli insediamenti produttivi, oltre che un continuo processo di innovazione e sviluppo tecnologico); il recupero dei sottoprodotti di lavorazione e il riutilizzo dei fanghi di risulta della depurazione, l'approvvigionamento energetico. Inoltre, i consorzi offrono servizi di assistenza in materia di normative ambientali, prevenzione infortuni e igiene nei luoghi di lavoro, agevolazioni finanziarie, formazione professionale, contrattualistica, oltre che attività di promozione e di organizzazione di mostre e fiere internazionali, importanti per la diffusione del *made in Italy* nel mondo e la valorizzazione della qualità del prodotto. Infine, questa attività di supporto al lavoro degli imprenditori, acquisisce in significato ancor più apprezzabile alla luce della bassa cultura scolastica che caratterizza gli imprenditori e della quale si parlerà successivamente.

Applicando una lettura correlata allo schema DPSIR, le altre azioni proposte dalle autorità locali come risposte al problema della sostenibilità ambientale nel distretto (e per questo inserite nei Piani Territoriali di Coordinamento della Provincia di Pisa, oltre che nei Piani Strutturali dei singoli Comuni), sono:

- la delocalizzazione delle aziende conciarie al di fuori degli ambiti residenziali, in modo tale da consentire un recupero delle aree urbane, una razionalizzazione nell'uso degli spazi e una minore dispersione di risorse energetiche e umane;
- l'ammodernamento e la ristrutturazione delle concerie non destinate ad essere delocalizzate, così da produrre un miglioramento degli ambienti di lavoro (con conseguente riduzione dei costi assicurativi per infortuni e per fermi della produzione per incidenti), oltre che un miglioramento ed un aumento della qualità della produzione in seguito all'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili;
- la qualificazione e lo sviluppo di aree industriali; a questo proposito occorre rilevare come una eccessiva frammentazione delle aree industriali sia controproducente poiché, oltre che creare problemi di congestione generalizzata da traffico, rende difficili i controlli e la conseguente attribuzione delle responsabilità da emissioni;
- l'introduzione di Sistemi di Gestione Ambientale, secondo lo standard internazionale ISO 14001 o secondo il regolamento europeo EMAS II, viene incentivato con l'obiettivo

di valutare e promuovere miglioramenti costanti nella sicurezza, nella qualità, nell'efficienza energetica ambientale e quindi nell'etica delle organizzazioni industriali o territoriali.

Il settore ha colto con largo anticipo la valenza della certificazione degli aspetti di sicurezza e di organizzazione aziendale (UNI EN ISO 9000) e ad oggi, le concerie toscane dotate di certificazione di qualità di processo o di prodotto sono circa 65 e rappresentano ben oltre il 50% delle concerie italiane certificate. Ma da circa un anno a questa parte, l'attenzione del comparto si è spostata sulle norme di protezione ambientale (UNI EN ISO 14000) e sulla certificazione EMAS di qualità ambientale, soprattutto in seguito alla possibilità aperta dal nuovo regolamento EMAS (CE/761/2001), risultato compatibile per l'applicazione in aziende di piccole dimensioni collocate in distretti industriali. Allo stato attuale, infatti, è in progetto la realizzazione di una certificazione di distretto, intesa prima come certificazione dell'agglomerato produttivo conciario e poi, collateralmente, come certificazione più larga e rivolta a tutte le entità sensibili del distretto a cominciare dalle istituzioni. Tutto ciò anche con l'obiettivo principale di consentire alle medio-piccole imprese del comprensorio la possibilità di una loro certificazione di qualità ambientale con il minimo impegno diretto sul piano tecnico amministrativo ed un costo sostenibile per una piccola realtà imprenditoriale.

4.5.5 Distretto di Arzignano: problematiche ambientali ed energetiche

Il ciclo produttivo caratterizza e determina gli elementi dello sviluppo e dell'antropizzazione del territorio, oltre che naturalmente i principali fattori d'impatto ambientale.

Il prodotto finale del distretto di Arzignano è costituito da pelli finite e cuoio destinati a vari comparti utilizzatori (scarpe, borse, rivestimenti per auto, arredamento, ecc.).

Il ciclo di produzione si sviluppa in un processo generalmente diviso in tre fasi: a) preparazione delle pelli (riviera); b) la concia; c) la post-concia (tintura, rifinitura e rifinizione).

a) Preparazione delle pelli

Le pelli arrivano in azienda generalmente conservate con il sale, in quanto la materia prima che giunge ai macelli è caratterizzata dalla presenza di sostanze putrescibili. Il sale facilita la disidratazione della pelle, riducendone il peso e inibendo lo sviluppo dei batteri.

La prima fase prevede il lavaggio e rinverdimento, dove le pelli sono trattate ad umido in bottali rotanti, con tensioattivi e solfuro sodico per eliminare le sostanze estranee (polvere, terra e sale). Dopo il primo trattamento, le pelli vengono sottoposte ad un ulteriore lavaggio ad umido con solfuro sodico e calce (depilazione – calcinazione) per l'eliminazione dei peli e di una parte del carniccio. Successivamente vi è la fase di scarnatura, cioè l'eliminazione del carniccio mediante raschiatura a secco. Vengono infine effettuate alcune operazioni meccaniche (rifilatura, spaccatura) e la decalcinazione, che permette la rimozione della calce assorbita dalla pelle.

b) Concia

Concia al cromo (più diffusa): dopo un primo trattamento di piclaggio, in cui si abbassa il pH a valori più opportuni, viene effettuata la concia vera e propria, utilizzando una soluzione di solfato di cromo, seguita da lavaggio con acqua e neutralizzazione.

Concia vegetale: viene effettuata utilizzando il tannino, una soluzione vegetale, che viene però utilizzata in un numero limitato di lavorazioni.

Successivamente le pelli subiscono alcuni trattamenti meccanici, come ad esempio la rasatura, che ha lo scopo di ottenere lo spessore voluto della pelle conciata.

c) La post-concia

In questa fase si finiscono le lavorazioni, mediante un eventuale di trattamento di riconcia,

tintura, risciacquo, pressatura e rifinitura. La riconcia serve a modificare le caratteristiche della pelle lavorata per tessuti. Le pelli possono essere immerse in soluzioni per ottenere prodotti colorati. Dopo tali trattamenti le pelli vengono pressate. Per creare la dimensione e lo spessore voluto le pelli vengono tagliate, suddivise, rasate e lucidate. Si procede poi alla rifinitura, cioè la nobilitazione dell'aspetto estetico delle pelli, attraverso sistemi di verniciatura (spruzzatura e/o velatura).

4.5.5.1 Principali fattori d'impatto ambientale

Si schematizzano i diversi fattori d'impatto ambientale che interessano le operazioni descritte in precedenza:

Fasi produttive	Aspetti ambientali
Preparazione delle pelli	<p>Emissioni in atmosfera e odori:</p> <ul style="list-style-type: none"> Š composti azotati e solforati Š acidi organici volatili Š idrogeno solforato Š ammoniaca Š polveri <p>Scarichi idrici contenenti cloruri, solfati, azoto organico e ammoniacale, sostanze organiche in sospensione (in genere inviati al depuratore centralizzato)</p> <p><i>Rifiuti</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Š Sale Š Carniccio, croste, pelli rifilate Š Ritagli di pelle <p><i>Consumi di acqua</i></p> <p><i>Consumi di energia</i></p>
Concia	<p>Emissioni in atmosfera:</p> <ul style="list-style-type: none"> Š polveri <p>Scarichi idrici contenenti cloruri, solfati, tensioattivi, grassi, cromo, tannini (in genere inviati al depuratore centralizzato)</p> <p><i>Rifiuti</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Š Residui da rasatura Š Ritagli di pelle <p><i>Consumi di acqua</i></p> <p><i>Consumi di energia</i></p>
Post-concia	<p>Emissioni in atmosfera:</p> <ul style="list-style-type: none"> Š Polveri pelli conciate (smerigliatura), molto spesso recuperate Š Solventi organici, formaldeide Š Acido formico da tintura <p>Scarichi idrici contenenti azoto ammoniacale, tannini sintetici (in genere inviati al depuratore centralizzato)</p> <p><i>Rifiuti</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Š Ritagli da smerigliatura Š Ritagli di pelle Š Ritagli di cuoio Š Imballaggi <p><i>Consumi di acqua</i></p> <p><i>Consumi di energia</i></p>

Fonte: Ecodistretti, Padova Fiere, 2002

Anche ad Arzignano il sistema produttivo ha scelto la strada consortile per gestire i grandi impianti ambientali e le problematiche energetiche. Gli impianti centralizzati di depurazione producono fanghi da depurazione che attualmente vengono destinati alla discarica, sono gestiti dal Consorzio per la depurazione dei reflui civili ed industriali di Arzignano, e in totale vengono trattati circa 9 milioni di m³/anno di reflui industriali e civili. Il quantitativo di fango disidratato (con l'attuale sistema di trattamento meccanico) ed insaccato conferito in discarica ammonta a circa 70.000 t/anno. È in previsione l'introduzione di un sistema di essiccamento termico, in modo tale da diminuire il peso e il volume dei rifiuti conferiti in discarica, ma con incremento dei consumi energetici del distretto. Il Consorzio ha di recente attivato le fasi di valutazione preliminare ai fini della certificazione ambientale.

Per lo smaltimento dei rifiuti derivanti dal trattamento dei reflui, il Consorzio gestisce inoltre 8 impianti di discarica dei quali:

- 6 discariche esaurite (il Consorzio si occupa della gestione post mortem);
- 1 discarica in esercizio presso la quale vengono conferiti rifiuti industriali e i fanghi dell'impianto di depurazione;
- è in fase di realizzazione una nuova discarica.

Esiste infine un impianto privato per il recupero degli scarti conciarci. L'impianto effettua il trattamento di scarti provenienti dalle operazioni di riviera del ciclo conciario. Si prevede inizialmente una fase di idrolisi del materiale in ingresso, una sua essiccazione e successiva riduzione in polvere e granulato. Le polveri vengono successivamente pellettizzate, miscelate e ulteriormente trattate fino al raggiungimento del prodotto finale. I derivati proteici vengono sottoposti a idrolisi enzimatica e successivamente filtrati e concentrati fino ad ottenere il prodotto finale.

Dal punto di vista tecnologico sono diverse le iniziative attuate dalle imprese del distretto per l'introduzione di tecnologie finalizzate alla prevenzione dell'inquinamento, mediante l'introduzione di innovazioni e modifiche nei processi di produzione. Le più significative sono state condotte all'interno di un progetto LIFE, coordinate dal COVIAM (Concerie Vicentine per l'Ambiente, presso Associazione degli Industriali di Vicenza). I progetti dimostrativi sono stati i seguenti:

- sostituzione dei solfuri nel processo di depilazione delle pelli, ed in particolare la cosiddetta "depilazione enzimatica";
- trattamento delle acque di calcinazione e di dissalaggio con sistemi elettrochimici per la riduzione dei solfuri e il recupero di cloruri e solfati;
- introduzione di un processo automatico per le operazioni ad umido, per ridurre i consumi di prodotti chimici e di acqua;
- sostituzione delle attuali tecnologie di rifinizione a spruzzo, causa delle emissioni di sostanze organiche volatili (SOV) in atmosfera, con l'utilizzo di macchine a rullo.

Tra le diverse applicazioni tecnologiche solo l'ultima ha avuto, nel distretto in esame, una certa diffusione nella sua applicazione. Vi sono già alcune aziende che hanno ridotto le emissioni in atmosfera derivanti dalla fase finale del ciclo produttivo conciario in parte sostituendo o integrando il ciclo di verniciatura tradizionale con macchine a rullo, in parte sperimentando, con un certo successo rispetto ai parametri di qualità del prodotto finito, prodotti vernicianti all'acqua.

Inoltre le tecnologie sono state sperimentate in 6 aziende nell'ambito di un progetto LIFE finanziato dall'Unione Europea. La soluzione che sta trovando una certa diffusione applicativa in alcune imprese è quella relativa ai trattamenti di rifinizione, per ridurre le emissioni di SOV.

Tre imprese del distretto hanno partecipato al progetto LIFE, promosso dall'Unione Conciaria, per l'introduzione di un sistema di gestione ambientale conforme all'EMAS (Reg. 1836/93). Due hanno ottenuto la certificazione ISO 14001. Alcune altre aziende hanno iniziato le valutazioni preliminari per l'introduzione di un sistema di gestione ambientale, tra cui anche l'Ente

gestore del depuratore consortile di Arzignano.

La Provincia di Vicenza ha inoltre coordinato uno studio per la riduzione volontaria dei SOV nel distretto conciario di Arzignano, confrontando l'efficacia di varie soluzioni tecnologiche per gli impianti, ed avviato e promosso un ulteriore progetto LIFE, nel quale è impegnata anche l'ENEA, con l'intento di analizzare il sistema territoriale del distretto nel suo complesso, comprese le tematiche energetiche, che in tale progetto sono apparse strettamente connesse all'abbattimento dei solventi, al recupero del cromo, alla realizzazione di un termovalorizzatore e/o di una nuova centrale elettrica.

Questo distretto presenta quindi problemi ambientali così rilevanti da mettere in secondo piano le tematiche energetiche, che però riappaiono prepotentemente correlate al problema dei costi, alla proposta di un termovalorizzatore che usa i rifiuti come combustibile, così come allo studio di recupero dei COV (inquinanti ad alto potere calorico) come combustibile o infine nella proposta di realizzare una nuova centrale convenzionale dedicata collocata nel distretto.

4.5.5.2 Sistemi di gestione ambientale

All'interno di un progetto LIFE, promosso dall'Unione Nazionale dell'Industria Conciaria, sono state coinvolte alcune aziende del distretto vicentino con lo scopo di preparare, promuovere e agevolare la partecipazione delle imprese conciarie italiane al sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS). Il progetto ha prodotto una serie di linee guida per la realizzazione dell'analisi ambientale iniziale e per lo sviluppo del sistema di gestione ambientale a servizio di tutte le aziende conciarie italiane.

Fino a questo momento nessuna impresa conciaria è riuscita ad ottenere la registrazione EMAS, ma alcune delle aziende coinvolte nel progetto LIFE hanno ottenuto la certificazione ISO 14001. Tra queste anche tre aziende localizzate nel distretto conciario in esame.

Iniziative di promozione dell'innovazione ambientale

Le iniziative più significative di promozione dell'innovazione ambientale presenti nell'area sono le seguenti:

- osservatorio per la riconversione ecologica delle attività produttive, promosso dalla Provincia di Vicenza; l'Osservatorio ha come suo obiettivo di valutare la diffusione dell'innovazione ambientale d'impresa nel territorio vicentino, di promuovere e diffondere l'informazione alle imprese sulle tecnologie più pulite e sui sistemi di gestione ambientale, di prevedere studi, ricerche e azioni di assistenza tecnica alle imprese per progetti di dimostrazione; tra le iniziative che coinvolgono anche il distretto conciario di Arzignano vi è la realizzazione di una banca dati contenente le esperienze più significative di innovazione tecnologica e organizzativa anche delle imprese conciarie e più di recente il progetto per l'istituzione di un premio alle imprese che hanno adottato la migliore soluzione tecnologica per la riduzione dell'impatto ambientale;
- progetti di sperimentazione di tecnologie più pulite da parte del COVIAM, tra cui i progetti LIFE già citati in precedenza e un progetto per il riciclaggio degli scarti derivanti dalla rasatura.

Il Comune di Arzignano e la Provincia di Vicenza stanno studiando la messa a punto di un progetto per la certificazione ambientale territoriale, cioè la definizione di un marchio di qualità ambientale che identifichi l'industria conciaria del distretto attraverso l'adozione, da parte delle aziende, di un programma di miglioramento ambientale che coinvolga tutte le aziende, anche quelle più piccole, localizzate nell'area. All'interno di questa iniziativa si colloca il progetto di realizzare un impianto di cogenerazione e fornitura calore ad aziende conciarie (nella località Zermeghedo).

4.5.6 Confronto tra i distretti: tematiche energetiche ed ambientali

Nella tabella 4.18, si nota come ad una distribuzione differente sul territorio corrisponda una diversa risposta ambientale ma anche energetica.

Tabella 4.18 - Tabella SWOT* distretti

ARZIGNANO (Vi)			
<i>FORZA</i>	<i>DEBOLEZZA</i>	<i>OPPORTUNITÀ</i>	<i>RISCHI</i>
Uso gas metano; proposta di un impianto di produzione energetica da fonti non fossili	Consumi energetici elevati	Creazione di un consorzio come cliente idoneo	Aumento dei costi ambientali
S. CROCE SULL' ARNO (Pi)			
<i>FORZA</i>	<i>DEBOLEZZA</i>	<i>OPPORTUNITÀ</i>	<i>RISCHI</i>
Incremento nell'uso del gas metano	Scarso incremento nell'utilizzo delle risorse energetiche da fonti non rinnovabili	Avvio di processi di cogenerazione, creazione di un consorzio come cliente idoneo	Aumento dei costi ambientali
SOLOFRA (Av)			
<i>FORZA</i>	<i>DEBOLEZZA</i>	<i>OPPORTUNITÀ</i>	<i>RISCHI</i>
Proposta di un impianto distrettuale per la produzione energetica da fonti non fossili	Consumi energetici elevati	Applicazione di innovazione tecnologica per la riduzione dei consumi nelle imprese	Aumento dei costi energetici ed ambientali

(*) Modello di riferimento internazionale per l'analisi socio-economica e ambientale

La collocazione dei distretti rende difficile l'uso di fonti energetiche rinnovabili, ma non del recupero di energia da combustibile derivato da rifiuti o da rifiuti specifici, e consente la creazione di sinergie tra le aziende per costruire e utilizzare impianti a minore impatto ambientale, connessi con le nuove opportunità di mercato energetico.

Rimane alta ovunque la domanda di energia e la definizione di politiche energetiche in grado di mantenere la competitività, economica, ambientale e sociale dei distretti.

Capitolo 5

LE POLITICHE ENERGETICO-AMBIENTALI ALLA SCALA REGIONALE E LOCALE

CAPITOLO 5 - LE POLITICHE ENERGETICO-AMBIENTALI ALLA SCALA REGIONALE E LOCALE

5.1 INTRODUZIONE: IL RUOLO DELLE REGIONI NELL'ATTUALE FASE DI RIORDINO DEL SISTEMA ENERGETICO

L'ultimo anno ha visto le Amministrazioni alla ricerca di un nuovo equilibrio alla luce delle esigenze emergenti dal sistema energetico e dell'assetto istituzionale profondamente rinnovato dalla modifica del Titolo V della Costituzione (legge costituzionale 3/2001).

Mentre in Parlamento proseguiva l'esame del disegno di legge cosiddetto "Marzano" (disegno di legge "di riforma e riordino del settore energetico") il Paese si è trovato di fronte una situazione per certi versi duplice e contraddittoria: da una parte un notevole numero di richieste di autorizzazioni di impianti di generazione di energia elettrica, dall'altra i problemi emergenti nel garantire la continuità, in ogni situazione, del servizio di fornitura d'elettricità.

Le Regioni sono state innanzitutto coinvolte nell'esame delle richieste di autorizzazione di nuove centrali che la liberalizzazione del sistema ha moltiplicato a dismisura.

L'autorizzazione delle centrali di taglia maggiore è infatti competenza del Ministero delle Attività Produttive (MAP) ma l'apporto regionale nel procedimento è essenziale, con il parere all'interno della procedura di VIA e con il rilascio dell'Intesa a chiusura del procedimento.

Pur con la difficoltà di gestire una grande quantità di domande, è stata autorizzata nuova potenza di generazione (ed altra è in corso di approvazione) tale da sopperire, nel prossimo futuro, alle necessità del sistema elettrico italiano.

Il 2003 ha però visto anche un aumento considerevole del consumo di energia elettrica, problemi di gestione del parco centrali esistente, problemi di fragilità della rete. I distacchi programmati nel corso dell'estate e il *black out* del 28 settembre hanno evidenziato tutto questo.

Tali sopravvenute emergenze hanno portato in particolare all'emanazione dei decreti legge 3/7/2003 n. 158 e 29/8/2003 n. 239, nonché di un maxi emendamento apportato in fase di conversione di quest'ultimo decreto legge.

È qui riemersa una questione sicuramente centrale per il funzionamento del sistema di governo del settore: l'importanza, se non la necessità, di forme di coinvolgimento delle Regioni non solo nel momento della elaborazione governativa ma anche in quello dell'esame, discussione e decisione parlamentare.

Già nel corso dell'iter parlamentare del DdL Marzano le Regioni hanno sentito la necessità di esprimere proprie osservazioni sui considerevoli cambiamenti che venivano apportati al testo iniziale.

A questo proposito la Conferenza dei Presidenti in un documento approvato nel luglio 2003 ribadiva che la materia richiede "un quadro condiviso di indirizzi e linee guida di programmazione di medio-lungo termine, un assetto razionale e coordinato degli strumenti pubblici di intervento, il buon funzionamento dei circuiti di coesione istituzionale, assicurando la tenuta degli strumenti di raccordo e concertazione nell'approccio ai problemi di funzionamento unitario dei mercati dell'energia e ai problemi di impatto territoriale".

Si esprimeva invece preoccupazione per una normazione che risulta contenere "sia il disegno di legge sia gli interventi di decretazione di urgenza nel contempo sopravvenuti, ... le più svariate e minuziose disposizioni, senza peraltro che si delinei un quadro strategico chiaro e stabile di politica nazionale del settore".

Nello stesso tempo si sviluppavano i contatti fra le Regioni e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) per l'attivazione dei titoli di efficienza energetica (i cosiddetti certificati bianchi). In particolare le Regioni hanno dato la loro disponibilità a partecipare e collaborare con l'AEEG per la verifica dei progetti e l'attività di controllo sugli interventi: "(le stesse Regioni) ritengono importante un coinvolgimento delle Regioni nella gestione del sistema nazionale dei titoli di efficienza energetica e un coordinamento fra tale sistema e le competenze che le Regioni devono

esercitare nello stesso campo” (parere 10 luglio 2003 sulle linee guida “per la preparazione, l’esecuzione e la valutazione dei progetti di cui all’art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 e per la determinazione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica”). I “titoli” dovranno trovare infatti un equilibrio e un coordinamento con le altre forme di incentivazione gestite dagli Enti territoriali.

Nella stessa occasione si ribadisce la necessità in generale “di dar luogo a strumenti stabili di concertazione tra Regioni ed AEEG, in ragione del principio di leale collaborazione, al fine di raccordare le funzioni e i compiti” rispettivi.

Anche fra GRTN e Regioni è stato portato avanti un confronto per la predisposizione, fra l’altro, di un Accordo Quadro. Scopo comune è una condivisione dei dati e delle reciproche esigenze; ciò apporterebbe, nello specifico, un inserimento più efficace dei programmi di sviluppo della rete nella pianificazione territoriale, nell’ottica di garantire la realizzazione delle linee in tempi certi ed in modo compatibile con le esigenze di tutela e sviluppo del territorio coinvolto. Il tema appare oltretutto fondamentale di fronte alle carenze della rete di trasmissione emerse chiaramente nell’ultimo anno.

Il *modus operandi* che ne emerge è quello di sopperire ad una carenza di strumenti di raccordo prefissati fra gli attori istituzionali attraverso la stipulazione di accordi volontari quadro. D’altra parte permane la necessità di rivedere un sistema che vedeva i vari attori rapportarsi direttamente con il solo MAP: un tale sistema non è più adeguato alla conformazione (non solo) istituzionale del Paese.

Sempre nell’anno in corso le Regioni sono state chiamate ad esprimersi sullo schema di decreto legislativo che dovrebbe recepire la direttiva 2001/77/CE “sulla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità”. Nella posizione consegnata in Conferenza unificata (articolata come articolato è il testo del decreto) le Regioni ricordano che “l’insieme delle politiche relative all’efficienza energetica e allo sviluppo delle fonti rinnovabili necessita anche di strumenti di incentivazione adeguati agli obiettivi già assunti in ambito internazionale”. Già in fase di discussione sul DdL Marzano le stesse avevano preso posizione a favore di un rafforzamento ulteriore del sistema dei certificati verdi, superiore a quello previsto dal disegno di legge.

Ogni tentativo di velocizzare le procedure autorizzative deve poi tenere conto dei vincoli esistenti e della articolazione delle competenze. Il rischio reale è infatti quello della sovrapposizione di misure diverse su una situazione già complessa in partenza, con vari interessi da contemperare (interessi che fanno spesso capo a soggetti diversi).

Proprio sul tema “procedure relative agli impianti energetici” nell’autunno 2003 è stato approvato in Parlamento il disegno di legge di conversione del decreto legge 239/2003. Nato come semplice misura temporanea in sede di conversione, l’atto in questione è stato successivamente profondamente trasformato. In particolare vi sono stati inseriti molti punti presenti nel DdL Marzano, misure sblocca-reti e sblocca-centrali. Le Regioni faranno un’analisi puntuale del disegno di legge, che si presenta come un intervento normativo corposo.

5.2 EVOLUZIONE DEL QUADRO NORMATIVO: INDIRIZZI E OBIETTIVI DI REGIONI ED ENTI LOCALI

Nel presente paragrafo sono riportate le leggi nazionali e regionali ed inoltre le normative e le disposizioni degli Enti locali in materia di energia.

La legge costituzionale 18 ottobre 2001 n. 3 “Modifiche al Titolo V della parte seconda della Costituzione” porta le seguenti modifiche all’articolo 117 della Costituzione: la potestà legislativa è esercitata dallo Stato e dalle Regioni nel rispetto della Costituzione, nonché dei vincoli derivanti dall’ordinamento comunitario e dagli obblighi internazionali (tabella 5.1).

Tra le materie su cui lo Stato ha legislazione esclusiva risultano la tutela della concorrenza e la tutela dell’ambiente e dell’ecosistema.

Tra le materie di legislazione concorrente risultano: ricerca scientifica e tecnologica, sostegno all’innovazione per i settori produttivi, produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell’energia, tutela del territorio e valorizzazione dei beni culturali ed ambientali. Nelle materie di legislazione concorrente spetta alle Regioni la potestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato.

La potestà regolamentare spetta allo Stato nelle materie di legislazione esclusiva, salvo delega alle Regioni. La potestà regolamentare spetta alle Regioni in ogni altra materia. I Comuni, le Province e le Città metropolitane hanno potestà regolamentare in ordine alla disciplina dell’organizzazione e dello svolgimento delle funzioni loro attribuite; sono inoltre titolari di funzioni amministrative proprie e di quelle conferite con leggi statali o regionali secondo le rispettive competenze.

Tabella 5.1 - Principali fonti normative con riferimento al decentramento in campo energetico

<p>Legge 10/91: ha assegnato alle Regioni compiti più decisionali, delegati in misura diversa alle Province. La Legge prevede anche la preparazione dei Piani Energetici Regionali (art. 5).</p> <p>Legge 59/98: prevede il trasferimento alle Regioni e agli Enti locali delle competenze e delle risorse necessarie a condurre e gestire la politica energetica.</p> <p>Decreto legislativo 112/98: conferisce alle Regioni e agli Enti locali funzioni e compiti amministrativi dello Stato. La Regione è “destinatario provvisorio” delle funzioni ad essa trasferite; è tenuta a determinare con legge regionale le funzioni amministrative che restano di sua competenza, provvedendo contestualmente a conferire tutte le altre agli Enti locali e talvolta alle autonomie funzionali (quali Camere di Commercio, Agenzie Regionali per la Protezione dell’ambiente (ARPA)).</p> <p>Decreto legislativo 96/99: stabilisce una ripartizione delle funzioni amministrative tra Regioni ed Enti locali, valida fino all’entrata in vigore di ciascuna legge regionale.</p> <p>Decreto legge 23/05/2000 n. 164: attuazione della direttiva 98/30/CE relativa a “Norme comuni per il mercato interno del gas”.</p> <p>Legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3: modifiche al Titolo V della parte seconda della Costituzione: stabilisce che risultano materia di legislazione concorrente la produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell’energia.</p> <p>Legge 9 aprile 2002 n. 55: misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.</p> <p>Accordo Conferenza Unificata (5 settembre 2002): Stato, Regioni ed Enti locali per l’esercizio dei compiti e delle funzioni di rispettiva competenza in materia di produzione di energia elettrica.</p> <p>Delibera CIPE 123/2002: Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra (Legge 120/2002)</p> <p>Legge 17 aprile 2003, n. 83: disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico.</p> <p>Disegno di Legge di riordino del settore energetico (n. 2421 Atti del Senato)</p> <p>Schema decreto legislativo: recepimento della direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili (Consiglio dei Ministri del 25 luglio 2003)</p> <p>Legge 27 ottobre 2003, n. 290: conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 29 agosto 2003, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica.</p>

Le leggi che si sono susseguite nascono da un transitorio obbligato con cui il MAP cerca di gestire i vuoti legislativi e la sicurezza dell’approvvigionamento elettrico.

La legge 55/2002 di fatto riporta alla competenza del Ministero, fino al 31 dicembre 2003, la costruzione e l'esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici; ciò implica che tali impianti risultano soggetti ad una autorizzazione unica rilasciata dal MAP. Questa legge si pone in una logica di transitorio di regolamentazione dei regimi autorizzativi nell'attesa che il DdL Marzano avvii il mercato elettrico.

Il DdL Marzano tende a chiarire e a ridefinire il mercato elettrico e a riportare allo Stato alcune funzioni, definendo meglio le competenze dello Stato stesso, con l'idea di controllare e governare il mercato dell'energia.

Il Governo, nel Consiglio dei Ministri del 25 luglio 2003, ha adottato un decreto legislativo di recepimento della direttiva 2001/77/CE sulla promozione e l'incremento dell'elettricità da fonti rinnovabili nel mercato interno, volto a creare le basi per un futuro quadro comunitario in materia. Il decreto legislativo in questione individua gli obiettivi di consumo futuro di elettricità da fonti rinnovabili sulla base di previsioni realistiche economicamente compatibili con lo sviluppo del Paese, ovvero i meccanismi di sostegno devono essere compatibili con i principi di mercato dell'elettricità per favorire la competizione e la riduzione dei costi e devono tendere ad una semplificazione delle procedure amministrative per la realizzazione di impianti nel rispetto delle competenze di Stato, Regioni ed Enti locali (tabella 5.2).

Tabella 5.2 - Competenze delle Amministrazioni delle Regioni e degli Enti locali

Competenze delle Regioni
Predisposizione dei Piani Energetici Regionali.
Funzioni amministrative in tema di energia, ivi comprese quelle relative alle fonti rinnovabili, all'energia nucleare, al petrolio ed al gas.
Pianificazione territoriale e settoriale (Piano Regionale di Sviluppo, Piani di settore rifiuti, energia, acque, sanità, infrastrutture – Piano Integrato Territoriale).
Programmi di incentivazione e sostegno allo sviluppo socio-economico ed ambientale della Regione (Fondi Strutturali 2001-2006, incentivazione della competitività delle piccole e medie imprese, fondi "Carbon Tax", 1% accise benzine ecc.).
Normativa di indirizzo e coordinamento degli Enti locali per le funzioni loro delegate, attuativa di leggi nazionali, standard di qualità per livelli di inquinamento ambientale in aree critiche, livelli di prestazione servizi, sistemi e impianti, specifiche tecniche, qualificazioni tecnologiche ecc.
Sistema informativo regionale e compatibilità con il sistema informativo e statistico nazionale.
Sistema di monitoraggio regionale e sistemi a rete (v. Alta tecnologia).
Responsabilità attiva e diretta nei confronti delle politiche e degli indirizzi della UE (in particolare nei processi di riequilibrio/risanamento di aree svantaggiate e in ritardo di sviluppo e nella tutela/valorizzazione di aree di pregio ambientale).
Coordinamento dei patti territoriali ed in generale della programmazione negoziata.
Competenze delle Province
Attuazione (con programmazione di interventi) della pianificazione territoriale e settoriale della Regione a livello provinciale.
Stesura del Piano Territoriale di Coordinamento (legge 142/90) per la regolamentazione e l'indirizzo dell'attività amministrativa dei Comuni in certi settori e per materie di interesse intercomunale.
Funzioni di carattere tecnico-amministrativo e gestionale già delegate dalla Regione o in trasferimento in attuazione del decreto legislativo 112/98 (v. autorizzazioni di impianti per la produzione di energia fino a 300 MW termici). Settori di competenza: inquinamento atmosferico, rifiuti, acque, scuole secondarie.
Valorizzazione delle risorse idriche ed energetiche, programmazione di interventi risparmio energetico e promozione delle fonti rinnovabili di energia.
Banche dati (aria, acqua, rifiuti ecc.) compatibili con il sistema informativo regionale.
Controllo di impianti termici nei Comuni <40.000 abitanti.
Competenze dei Comuni
Amministrazione e gestione dei servizi ai cittadini (rifiuti solidi urbani, trasporti, illuminazione pubblica ecc.).
Destinazione urbanistica aree cittadine, autorizzazioni e concessioni per attività produttive (v. anche sportello unico), Regolamento edilizio.

Piano Energetico Comunale (legge 10/91, art. 5 ultimo comma).
Piano Urbano del Traffico, zonizzazione rumore, ecc.
Controlli di impianti termici (>40.000 ab.), sicurezza impianti legge 46/90.
Monitoraggio dell'ambiente cittadino.
Eventuale adesione all'Agenda XXI.
Rapporti con le Aziende municipalizzate.

La tabella 5.3 riassume la normativa in campo energetico emanata dalle regioni e dalle province autonome di Trento e Bolzano negli ultimi anni.

La normativa presenta punti comuni alle varie Regioni, in particolare il recepimento da parte della quasi totalità delle Regioni del decreto legge 112/98.

Altro tema sul quale vi è una totale sintonia tra le Regioni riguarda l'emanazione di linee guida nella programmazione energetica e nell'approvazione e/o revisione dei Piani Energetici sia Regionali ed in molti casi anche Provinciali.

Notevole risulta anche la mole di leggi e decreti emanata nell'ambito della promozione e dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e del risparmio energetico. In tale ambito si segnalano la regione Liguria, per l'emanazione di linee guida per l'efficienza energetica del sistema ospedaliero e la Regione Marche, che ha emanato un decreto riguardante i criteri ed indirizzi di VIA per impianti eolici.

Molte Regioni cominciano ad avere una normativa sia corposa che dettagliata in ambito energetico; tra tutte spiccano la Toscana, con una normativa molto articolata e con la messa in campo di decreti riguardanti accordi volontari per la promozione del solare termico e fotovoltaico ed accordi per l'utilizzo delle biomasse a fini energetici, le Marche, l'Emilia Romagna e il Friuli Venezia Giulia.

Tabella 5.3 – Normativa regionale più recente in ambito energetico

Regione	Riferimento	Oggetto
ABRUZZO	L.R. 80/98 L.R. 84/99 L.R. 11/99, 26/00, 57/00, 110/00	Promozione e sviluppo delle fonti rinnovabili Modifiche alla L.R.80 Leggi Regionali di recepimento del D.L. 112/98
BASILICATA	L.R. 7	Leggi Regionali di recepimento del D.L. 112/98
CAMPANIA	D.G.R. 6148 D.G.R. 4818	Procedure ed indirizzi per installazione di impianti eolici Linee guida nel settore energetico
CALABRIA	L.R. 34/2002	Legge Regionale di recepimento del D.L. 112/98
E. ROMAGNA	L.R. 3/99, 12/01 D.G.R. 2964/01 D.G.R. 387/02 D.G.R. 2033/02 D.G.R. 2678/02 D.G.R. 2679/02 D.G.R. 18/03	Leggi Regionali di recepimento del D.L. 112/98 Piano regionale in materia di uso razionale dell'energia Compiti agli enti locali in per il risparmio energetico Accordo quadro in ambiente, mobilità e energia Disciplina della programmazione energetica territoriale Approvazione del piano energetico Accordo compiti e funzioni in materia di energia
LAZIO	L.R. 14/99	Leggi Regionali di recepimento del D.L. 112/98
LIGURIA	L.R. 3-5-9-18/99 L.R. 29/00 L.R. 2/02 D.G.R. 398/02 D.G.R. 873/02	Leggi Regionali di recepimento del D.L. 112/98 Modifica L.R. 18/99 Modifica L.R. 18/99 Adozione piano energetico Linee guida efficienza energetica nel sistema ospedaliero
LOMBARDIA	L.R. 5/00 L.R. 17/00 D.G.R VI/45881 22/10/1999	Leggi Regionali di recepimento del D.L. 112/98 Risparmio energetico ad uso illumin. esterna e inquinamento luminoso Individuazione bacini energetici regionali

MARCHE	L.R. 10/99 L.R. 10/02 D.G.R. 2141 SI/ARI 22.07.1996 D.G.R. 335 SP/ARI 21.02.2000 D.G.R. 2257 SP/ARI 31.10.2000 D.G.R. 291 VP/ARI 04/03/2003 D.G.R. 579 SI/ARI 23.04.2003 D.G.R. 1324/02	Leggi Regionali di recepimento del D.L. 112/98 Risparmio energetico e inquinamento luminoso Approvazione indirizzi energia e piano energetico Contributi risparmio energetico e sviluppo fonti rinnovabili (FER) Fondi per incentivare progetti FER e solare termico Fondi per incentivare progetti FER e risparmio energetico Indirizzi per la realizzazione di edilizia ecosostenibile Criteri e indirizzi di V.I.A. per impianti eolici
MOLISE	L.R. 34/99, 22/00	Leggi Regionali di recepimento del D.L. 112/98
PIEMONTE	L.R. 44/00, 5/01 L.R. 31/00 L.R. 23/02 D.G.R. 29/02	Leggi Regionali di recepimento del D.L. 112/98 Inquinamento luminoso e impiego risorse energetiche Procedure di formazione Piano Energetico-Ambientale Aiuti per produzione e utilizzazione FER in agricoltura
PUGLIA	L.R. 17-19-24-25/00 L.R. 19/01 D.G.R. 1409/02	Leggi Regionali di recepimento del D.L. 112/98 Approvazione studio per elaborazione PER
TOSCANA	L.R. 85-87-88/98 40/00 1/01 L.R. 45/97 L.R. 31/98 e L.R. 14/00 L.R. 37/00 D.G.R. 366-630/01 800/02 183/03 D.G.R. 1095/01 D.G.R. 386/01 819/01 356/03 D.G.R. 345/02 356/03 D.G.R. 556/03	Leggi Regionali di recepimento del D.L. 112/98 Norme in materia di risorse energetiche Modifica e integrazione L.R. 45/97 Norme per la prevenzione dell'inquinamento luminoso Accordo promozione solare termico Accordi volontari sviluppo solare termico e fotovoltaico Programma tetti fotovoltaici Recupero degli scarti della lavorazione del legno Accordo per utilizzo biomasse a fini energetici
UMBRIA	L.R. 3/99	Leggi Regionali di recepimento del D.L. 112/98
VAL.D'AOSTA	L.R. 62/93 L.R. 9/98 L.R. 17/98 L.R. 43/98 L.R. 20/00 D.G.R. 3146/XI 3.04.2003	Norme in materia di risparmio energetico e FER Incentivi per abbattimento dispersioni termiche Norme in materia di illuminazione esterna Modifiche L.R. 62/93 Acquisizione in società di produzione e vendita energia Approvazione Piano Energetico-Ambientale
VENETO	L.R. 25/00 L.R. 11/01 L.R. 14/03 D.G.R. 1818/01, 3523/02	Pianificazione energetica Recepimento D.L. 112/98 Interventi agroforestali produzione biomasse Bando tetti fotovoltaici
FRIULI V.G.	D.L. 110/02 L.R. 98 L.R. 4/99 L.R. 4/01 L.R. 6/02 L.R. 30/02 D.G.R. 27/01 D.G.R. 1668/01 D.G.R. 4231/01	Leggi Regionali di recepimento del D.L. 112/98 Incentivi per l'attivazione di centraline termoelettriche Incentivi per il risparmio energetico nell'industria Incentivi contenimento consumi e utilizzo FER Disposizioni in materia di controllo impianti termici Contributi per FER e cogenerazione Programma interventi carbon tax Approvazione regolamento per contributi L.R. 4/99 Contributi L.R. 4/99 e adesione programma tetti fotovoltaici e solare termico
P.A. BOLZANO	L.P. 4/93	Uso razionale energia, risparmio e fonti rinnovabili
P.A. TRENTO	L.P. 4/98 e L.P. 7/00 D.G.P. 1942/00 D.G.P. 12664/00 D.G.P. 2190 D.G.P. 948/01 2447/02 D.G.P. 10067/98	Istituzione azienda speciale energia Approvazione iniziative riduzione emissioni gas serra Approvazione iniziative riduzione emissioni gas serra Provvedimento risparmio energetico e utilizzo FER Adesione al programma tetti fotovoltaici Piano energetico provinciale

5.3 SITUAZIONE ENERGETICA A LIVELLO REGIONALE

5.3.1 Bilanci energetici regionali

Uno dei requisiti fondamentali per procedere all'analisi della situazione energetica territoriale, sia regionale che locale, è quello della disponibilità di dati energetici certi, rilevati regolarmente con criteri e metodi uniformi, confrontabili negli anni e con la massima disaggregazione possibile, in termini di fonti impiegate e di settori di impiego.

I dati regionali, in particolare i bilanci energetici regionali (BER), sono elaborati dall'ENEA, in ambito SISTAN, con una metodologia simile a quella usata dal MAP per il Bilancio Energetico Nazionale (BEN), in modo da garantire la piena confrontabilità e compatibilità.

Come è noto, il bilancio energetico è lo strumento contabile che descrive sinteticamente i flussi di un sistema energetico in tutte le sue fasi, dalla produzione e/o importazione di fonti di energia fino ai loro usi finali. L'analisi comparata dei bilanci energetici consente, quindi, di confrontare le caratteristiche dei sistemi energetici regionali, evidenziandone le specificità e le eventuali criticità. A titolo di esempio si riporta il bilancio energetico di sintesi della Regione Puglia (tabella 5.4).

Il bilancio energetico di sintesi è il risultato dell'aggregazione in cinque classi omogenee delle fonti energetiche (combustibili solidi, prodotti petroliferi, combustibili gassosi, rinnovabili ed energia elettrica) prese in considerazione nella versione estesa del bilancio, con la eliminazione delle duplicazioni dovute all'attività di trasformazione dell'energia. Nella versione estesa del bilancio viene, infatti, riportato il flusso di ciascuna fonte energetica, primaria e derivata, dalla produzione e/o importazione fino agli usi finali in ciascun settore economico.

Anche nella versione di sintesi deve essere verificata l'identità fondamentale del bilancio energetico, data dall'uguaglianza tra disponibilità (offerta) ed impieghi (domanda) di energia.

La disponibilità complessiva di energia di un territorio è rappresentata dal suo Consumo Interno Lordo (CIL), il cui valore viene ottenuto dalla somma algebrica della produzione primaria, del saldo in entrata, del saldo in uscita e della variazione delle scorte.

Gli impieghi sono costituiti dai:

- consumi di energia primaria impiegati per le trasformazioni in energia elettrica;
- consumi propri di energia, dovuti al funzionamento degli impianti di trasformazione o di autoproduzione e alle perdite di trasporto e di distribuzione all'utente finale (consumi e perdite del settore energia);
- bunkeraggi internazionali, ovvero i rifornimenti marittimi ed aerei di fonti energetiche fatti ad operatori esteri in ambito territoriale;
- consumi di fonti energetiche utilizzate come materia prima nei processi industriali (usi non energetici);
- consumi di fonti energetiche utilizzate per gli usi energetici finali in agricoltura, nell'industria, nel residenziale, nel terziario e nei trasporti (consumi finali).

Purtroppo la definizione dei BER non può essere tempestiva poiché risente dei ritardi nella disponibilità dei dati ed in particolare del ritardo nella elaborazione del BEN, a cui necessariamente i BER devono fare riferimento come cornice nazionale. Inoltre per la definizione dei BER sono necessarie le principali statistiche economiche regionali. Generalmente il BEN richiede più di un anno per essere definito e formalmente edito, ed i BER, di conseguenza, sono disponibili solo successivamente.

Tabella 5.4 - Bilancio energetico di sintesi della Regione Puglia. Anno 2000 (ktep)

Disponibilità e impieghi	Fonti energetiche							Totale
	Combustibili solidi (1)	Prodotti petroliferi (2)	Comb. gassosi (3)	Fonti rinnovabili (4)	Energia elettrica (5)			
PRODUZIONE PRIMARIA	67	543	761	189			1.561	
SALDO IN ENTRATA	5.862	6.633	1.552	1			14.049	
SALDO IN USCITA		890			1.459		2.402	
VARIAZIONE SCORTE		34					34	
CONSUMO INTERNO LORDO	5.876	6.252	2.314	191	-1459		13.174	
TRASF. DI EN. ELETTRICA	-2.671	-2.002	-792	-143	5.608			
di cui: <i>autoproduzione</i>	-702	-101		-	804			
CONSUMI/PERDITE SETT. ENERGIA	-869	-209	-1	-15	-2.883		-3.058	
BUNKERAGGI INTERNAZIONALI	-	235	-	-	-		235	
USI NON ENERGETICI	108	487	2	-	-		597	
AGRICOLTURA	-	351	5	-	49		405	
INDUSTRIA	2.227	546	805	2	648		4.228	
di cui: <i>energy intensive</i>	2.223	450	689	2	500		3.864	
CIVILE	2	211	679	30	599		1.522	
di cui: <i>residenziale</i>	2	145	563	30	326		1.067	
TRASPORTI	-	2.211	30	-	19		2.260	
di cui: <i>stradali</i>	-	2.159	30	-	-		2.189	
CONSUMI FINALI	2.228	3.319	1.519	33	1.316		8.414	

Nota: La definizione delle macrofonti energetiche del Bilancio di sintesi non corrispondono a quelle del Bilancio Energetico espanso e sono così definite:

(1) I combustibili solidi comprendono: carbone fossile, lignite, coke da cokeria, prodotti da carbone non energetici e i gas derivati.

(2) I prodotti petroliferi comprendono: olio combustibile, gasolio, distillati leggeri, benzine, carboturbo, petrolio da riscaldamento, GPL, gas residui di raffineria e altri prodotti petroliferi.

(3) I combustibili gassosi comprendono: il gas naturale e il gas d'officina.

(4) Le rinnovabili comprendono: le biomasse, il carbone da legna, l'eolico, il solare termico, il solare fotovoltaico, l'utilizzo energetico dei rifiuti solidi urbani, la produzione idroelettrica, la geotermica ecc.

(5) L'energia elettrica è valutata a 2.200 kcal/kWh per il saldo in entrata e in uscita. Per i consumi finali di energia elettrica si valuta a 860 kcal/kWh.

Per l'arrotondamento automatico dei valori in ktep non sempre le somme coincidono all'unità con i valori esposti.

Fonte: ENEA (I bilanci energetici regionali sono riportati nel volume *I Dati del REA 2003*)

5.3.2 Valutazione generale

Sulla base dei dati dei BER è possibile procedere ad una analisi energetica comparata tra le Regioni italiane che sarà effettuata con gli ultimi dati disponibili relativi al 2000.

Ciascuna Regione ha un sistema energetico fortemente correlato alle sue caratteristiche socio-economiche. La storia, l'economia e la posizione geografica hanno determinato in gran parte anche le caratteristiche energetiche delle Regioni. Oltre i fattori naturali e di sviluppo, le situazioni energetiche regionali sono determinate anche dalle scelte fatte dalle Amministrazioni, dal lato dell'offerta (in merito alle tipologie di insediamenti produttivi e di impianti per la produzione, trasformazione e trasporto dell'energia nel proprio territorio) e dal lato della domanda (iniziative per favorire usi razionali dell'energia).

Il possesso di una buona conoscenza del sistema energetico regionale in termini di offerta (produzione, importazione, stoccaggi, trasformazione, reti di trasmissione e distribuzione) e di domanda (livelli di consumi finali per fonti e per settori d'impiego) e, inoltre, la conoscenza dell'efficienza e delle modalità di produzione e consumo, è di fondamentale importanza per l'impostazione delle politiche energetiche da parte delle Regioni.

Le variabili energetiche di base più rilevanti sono la produzione di energia primaria, il consumo lordo, il consumo complessivo finale, la produzione di derivati petroliferi e di energia elettrica, l'autosufficienza energetica, ed elettrica in particolare; a queste si aggiungono quelle disaggregate (consumi per settori e fonti).

A questi si aggiungono poi gli indicatori di efficienza energetica calcolati rispetto alle principali variabili fisiche, economiche e demografiche.

Un primo confronto regionale è mostrato nella tabella 5.5.

Si evidenzia innanzitutto che alcune Regioni (Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Marche, Molise, Basilicata, Calabria) presentano una produzione di energia primaria abbastanza simile al proprio consumo.

La produzione di energia primaria della Valle d'Aosta e del Trentino è esclusivamente di origine idraulica, mentre nel Molise è presente un'attività estrattiva di petrolio e di gas naturale da alcuni pozzi *off-shore*. Anche in Basilicata vi è produzione di greggio. In Calabria vi è "produzione" locale di gas *off-shore* destinata in parte a coprire il fabbisogno regionale. La Regione Marche ha una produzione apprezzabile di gas naturale, anche *off-shore*, sufficiente anch'esso a coprire attualmente il fabbisogno regionale, mentre la produzione di petrolio regionale risulta pressoché nulla per l'esaurimento dei modesti giacimenti esistenti, alcuni dei quali ubicati in mare.

La maggior parte delle Regioni consuma più energia di quanta disponibile localmente, in termini di risorse energetiche primarie.

Importante, al fine della caratterizzazione energetica, è il rapporto tra consumo finale e consumo lordo, indice della quantità di energia primaria trasformata direttamente nella Regione.

Nella maggior parte delle Regioni i consumi finali costituiscono il 70% dei rispettivi consumi lordi, mentre in Sicilia e Sardegna circa la metà, a fronte di un valore medio nazionale del 68%, al netto degli "usi non energetici".

La Sicilia si caratterizza, infatti, per il più elevato valore degli "usi non energetici" del settore chimico e petrolchimico e per un altrettanto elevato valore dei "consumi e perdite del settore energia".

In termini di produzione elettrica si può evidenziare che la rilevante risorsa idraulica presente nella Valle d'Aosta, fa sì che la Regione sia una forte esportatrice di energia elettrica, con un *surplus* della produzione rispetto alla richiesta del 191,3% nel 2001. Il Trentino ha un *surplus* di energia elettrica dell'85,4% e la Liguria dell'84,6%. Altre Regioni presentano *surplus* di produzione, dal 50,5% della Calabria, 43,6% della Puglia, al 27,4% del Lazio e al 16,8% della Sicilia (tabella 5.6).

Il deficit più rilevante di energia elettrica nel 2001 si registra in Campania, seguita dalle Marche con il 66%.

I consumi finali di energia sono ovviamente molto diversi quantitativamente da Regione a Regione: la Lombardia consuma il 20% circa del totale nazionale; l'Emilia Romagna, il Piemonte ed il Veneto intorno al 10% ciascuna; altre Regioni come Lazio, Puglia e Toscana intorno al 7%. Queste sette regioni consumano, quindi, complessivamente circa il 70% del totale italiano. Anche in Sicilia e in Campania i consumi finali hanno un notevole peso, rispettivamente il 5,6 % ed il 5,2% del totale nazionale.

Per quanto attiene ai consumi delle fonti energetiche, la tabella 5.7 riporta per ciascuna Regione e per l'Italia nel suo complesso i dati assoluti e le quote di ciascuna tipologia rispetto al totale.

La lettura della tabella mostra significative differenze a livello regionale. Per i combustibili solidi spiccano le situazioni della Puglia, seguita a distanza dalla Liguria e dalla Toscana. Per i prodotti petroliferi, quasi tutte le regioni del Sud, la Valle d'Aosta ed il Trentino Alto Adige mostrano dei valori decisamente superiori a quelli medi nazionali (45,4%). L'impiego di gas naturale è pari al 31% a livello nazionale. Tale valore è generalmente superato nelle Regioni centrali ed al Nord, ad esclusione di Lazio, Liguria, Valle d'Aosta e Trentino Alto Adige. Le quote di consumo di energia elettrica nelle Regioni risultano maggiormente in sintonia con la quota nazionale, salvo alcune spiccate differenze come in Sardegna (con una quota superiore per l'assenza del gas naturale) ed in Liguria ed Emilia-Romagna, con una quota inferiore per un maggiore utilizzo di carbone e di gas naturale.

L'analisi dei consumi finali di energia, disaggregati per settore economico (tabella 5.8), mostra che il macrosettore "Agricoltura e Pesca" ha in alcune Regioni un peso relativamente maggiore (Puglia, Molise, Basilicata, Marche, Emilia Romagna e Abruzzo), mentre nella Valle d'Aosta si registra il contributo più ridotto (0,2%), sia per l'assenza del comparto della pesca che per la natura del suo territorio.

Nel settore "industria", Puglia, Sardegna, Umbria, Friuli Venezia Giulia, Basilicata e Sicilia mostrano il peso più rilevante dei consumi finali, a conferma dell'importanza che rivestono, nell'economia di queste Regioni, i grandi insediamenti industriali, in particolare il petrolchimico ed il siderurgico per la Puglia, ed il petrolchimico ed il polo dell'alluminio per la Sardegna. In termini assoluti i maggiori consumi si hanno in Lombardia. Nel Lazio, viceversa, il settore industria pesa solo per l'11,3% dei consumi finali della Regione, indice di un tessuto produttivo costituito prevalentemente da terziario e da piccole-medie imprese appartenenti a settori non *energy-intensive*.

Nel settore "residenziale" generalmente le Regioni del Nord presentano la più alta incidenza dei consumi, superiore alla media nazionale.

Nel settore "terziario" (che comprende anche la Pubblica Amministrazione), la Puglia e l'Umbria presentano il minore peso percentuale, la metà di quello medio nazionale (9,8%). Nello stesso settore, Valle d'Aosta e Lazio registrano, invece, le più elevate incidenze percentuali.

Nel settore "trasporti", infine, la Calabria risulta la Regione con la più alta incidenza percentuale sui consumi finali, oltre venti punti in più rispetto alla media nazionale del 32,4%, dovuta ad un peso ridotto degli altri settori, in particolare del settore "industria", che risulta inferiore di oltre la metà rispetto alla media nazionale.

Nel Lazio il settore “trasporti” assorbe quasi la metà dei consumi finali complessivi della Regione, in Campania il 45%, mentre il Friuli Venezia Giulia risulta la Regione con la minore incidenza dei consumi in questo settore, a fronte però di un consumo nel settore “industria” nettamente al di sopra di quello della media nazionale.

Nel settore “residenziale” incide la diversità strutturale e l’influenza del clima. Tutte le Regioni del Nord presentano, ad eccezione del Friuli Venezia Giulia, valori superiori a quello medio nazionale (22,0%). Le Regioni centro-meridionali mostrano invece valori anche sensibilmente inferiori a quello medio, con la sola eccezione del Lazio, dove risulta evidente l’influenza della Capitale.

Anche nel settore “terziario” si evidenziano notevoli scostamenti dal valore medio nazionale (9,7%). Queste differenze sono imputabili anche all’aggregazione in questo settore dei consumi della Pubblica Amministrazione, ma riflettono sostanzialmente il diverso sviluppo di questo settore, in particolare di quello “avanzato”, a livello regionale.

Tabella 5.5 - Produzione, consumo lordo e consumi finali di energia, per Regione. Anno 2000

	Prod. di energia primaria		Consumo lordo		Consumi finali		Consumi finali/consumo lordo	
	(ktep)	Incidenza %	(ktep)	Incidenza %	(ktep)	Incidenza %	(ktep)	Incidenza %
Valle d'Aosta	630	1,9	586	0,3	429	0,3	429	73,2
Piemonte	3.389	10,3	16.381	8,9	12.018	9,7	12.018	73,4
Lombardia	3.075	9,4	34.891	18,9	24.127	19,5	24.127	69,1
Trentino A. A.	2.361	7,2	3.177	1,7	2.381	1,9	2.381	74,9
Veneto	1.076	3,3	17.014	9,2	11.613	9,4	11.613	68,3
Friuli V. Giulia	401	1,2	5.148	2,8	3.419	2,8	3.419	66,4
Liguria	81	0,2	5.839	3,2	3.667	3,0	3.667	62,8
Emilia Romagna	6.912	21,0	16.556	9,0	12.386	10,0	12.386	74,8
Toscana	1.533	4,7	12.081	6,5	8.304	6,7	8.304	68,7
Umbria	424	1,3	3.169	1,7	2.228	1,8	2.228	70,3
Marche	3.881	11,8	4.666	2,5	2.858	2,3	2.858	61,3
Lazio	410	1,2	12.794	6,9	9.389	7,6	9.389	73,4
Abruzzo	1.335	4,1	3.280	1,8	2.488	2,0	2.488	75,9
Molise	526	1,6	763	0,4	561	0,5	561	73,5
Campania	310	0,9	9.053	4,9	6.340	5,1	6.340	70,0
Puglia	1.561	4,7	13.174	7,1	8.414	6,8	8.414	63,9
Basilicata	1.223	3,7	1.386	0,7	1.024	0,8	1.024	73,9
Calabria	1.648	5,0	2.690	1,5	1.883	1,5	1.883	70,0
Sicilia	1.763	5,4	15.273	8,3	7.039	5,7	7.039	46,1
Sardegna	330	1,0	6.917	3,7	3.401	2,7	3.401	49,2
Italia	32.869	100,0	184.838	100,0	123.969	100,0	123.969	68,1

(*) ottenuta come somma dei valori regionali

Fonte: elaborazioni ENEA

Tabella 5.6 - Superi e deficit di energia elettrica rispetto alla richiesta nelle Regioni (%)

	1990		1995		1999		2000		2001	
	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit
Valle d'Aosta	196,7		230,1		209,9		183,2		191,3	
Piemonte		65,3		62,6		43,2		42,3		45,2
Lombardia		34,0		36,7		37,7		38,0		40,3
Trentino A. A.	63,4		68,2		90,3		90,7		85,4	
Veneto	11,5		25,3		9,1		3,7			1,4
Friuli V. Giulia		13,8		6,7		33,9		27,0		25,3
Liguria	155,2		149,7		77,3		42,1		84,6	
Emilia Romagna		31,5		38,6		54,9		50,1		58,4
Toscana		17,2		3,0		11,1		4,3		4,5
Umbria		61,0		45,1		41,1		43,4		40,2
Marche		88,7		85,3		85,6		82,5		66,0
Lazio	27,5		26,0		54,9		45,4		27,4	
Abruzzo		75,5		67,9		43,4		34,7		37,1
Molise		72,8		57,3		9,2		15,4		17,3
Campania		79,7		81,0		82,9		81,6		80,5
Puglia	3,4			5,0		29,6		39,3		43,6
Basilicata		76,5		73,2		45,5		55,1		52,5
Calabria	72,7		54,5		25,4		26,6		50,5	
Sicilia	19,7		19,0		14,0		16,8		16,8	
Sardegna		3,8		0,3		6,4		4,4		1,6
Italia		14,7		14,3		14,3		14,9		15,9

Fonte: GRTN

Tabella 5.7 - Consumi finali d'energia per fonte e per Regione. Anno 2000

	Comb. solidi	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Energia elett.	Totale	Comb. solidi	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Energia elett.	%			
												(ktep)	(ktep)	(ktep)	(ktep)
Valle d'Aosta	3	264	66	27	69	429	0,7	61,5	15,4	6,3	16,1				
Piemonte	155	4.558	4.846	342	2.117	12.018	1,3	37,9	40,3	2,8	17,6				
Lombardia	163	9.462	9.248	217	5.036	24.127	0,7	39,2	38,3	0,9	20,9				
Trentino A. A.	5	1.291	600	43	441	2.381	0,2	54,2	25,2	1,8	18,5				
Veneto	156	4.874	4.169	52	2.361	11.613	1,3	42,0	35,9	0,4	20,3				
Friuli V. Giulia	45	1.139	1.451	37	743	3.415	1,3	33,4	42,5	1,1	21,8				
Liguria	728	1.453	918	47	521	3.667	19,9	39,6	25,0	1,3	14,2				
Emilia R.	28	4.704	5.629	43	1.981	12.386	0,2	38,0	45,4	0,3	16,0				
Toscana	520	3.414	2.693	106	1.571	8.304	6,3	41,1	32,4	1,3	18,9				
Umbria	22	1.043	668	32	463	2.228	1,0	46,8	30,0	1,4	20,8				
Marche	13	1.387	876	74	508	2.858	0,5	48,5	30,7	2,6	17,8				
Lazio	32	5.503	1.963	220	1.672	9.389	0,3	58,6	20,9	2,3	17,8				
Abruzzo	2	1.175	752	38	521	2.488	0,1	47,2	30,2	1,5	20,9				
Molise	6	279	155	15	106	561	1,1	49,7	27,6	2,7	18,9				
Campania	26	3.644	1.338	77	1.256	6.340	0,4	57,5	21,1	1,2	19,8				
Puglia	2.228	3.319	1.519	33	1.316	8.414	26,5	39,4	18,1	0,4	15,6				
Basilicata	1	478	333	15	198	1024	0,1	46,7	32,5	1,5	19,3				
Calabria	1	1.241	233	17	391	1.883	0,1	65,9	12,4	0,9	20,8				
Sicilia	56	4.541	1070	32	1.340	7.039	0,8	64,5	15,2	0,5	19,0				
Sardegna	1	2.538	0	23	840	3.401	0,0	74,6	0,0	0,7	24,7				
Italia	4.191	56.307	38.527	1.490	23.451	123.965	3,4	45,4	31,1	1,2	18,9				

(*) ottenuta come somma dei valori regionali

Fonte: ENEA

Tabella 5.8 - Consumi finali d'energia per settore economico e per Regione. Anno 2000

	Agricoltura e pesca	Industria	Residenziale	Terziario	Trasporti	Totale	Agricoltura e pesca	Industria	Residenziale	Terziario	Trasporti
	(ktep)						%				
Valle d'Aosta	1	81	148	52	147	429	0,2	18,9	34,5	12,1	34,3
Piemonte	207	4.611	3.222	1.025	2.953	12.018	1,7	38,4	26,8	8,5	24,6
Lombardia	398	8.019	6.370	2.732	6.607	24.127	1,6	33,2	26,4	11,3	27,4
Trentino A. A.	55	547	690	231	856	2.381	2,3	23,0	29,0	9,7	36,0
Veneto	292	4.124	2.725	1.150	3.321	11.613	2,5	35,5	23,5	9,9	28,6
Friuli V. Giulia	62	1.576	662	294	820	3.415	1,8	46,1	19,4	8,6	24,0
Liguria	85	1.161	994	332	1.097	3.668	2,3	31,7	27,1	9,1	29,9
Emilia Romagna	427	4.222	2.688	1.396	3.653	12.386	3,4	34,1	21,7	11,3	29,5
Toscana	139	2.906	1.730	871	2.645	8.291	1,7	35,1	20,9	10,5	31,9
Umbria	56	947	328	150	747	2.228	2,5	42,5	14,7	6,7	33,5
Marche	96	721	614	269	1.158	2.858	3,4	25,2	21,5	9,4	40,5
Lazio	173	1.058	2.202	1.285	4.671	9.389	1,8	11,3	23,5	13,7	49,7
Abruzzo	77	761	522	204	925	2.488	3,1	30,6	21,0	8,2	37,2
Molise	23	200	106	43	190	561	4,1	35,7	18,9	7,7	33,9
Campania	163	1.412	1.371	542	2.851	6.340	2,6	22,3	21,6	8,5	45,0
Puglia	405	4.228	1.067	455	2.260	8.414	4,8	50,2	12,7	5,4	26,9
Basilicata	46	415	161	97	305	1.024	4,5	40,5	15,7	9,5	29,8
Calabria	72	257	346	196	1.013	1.883	3,8	13,6	18,4	10,4	53,8
Sicilia	226	2.697	942	508	2.666	7.039	3,2	38,3	13,4	7,2	37,9
Sardegna	97	1.404	426	241	1.233	3.401	2,9	41,3	12,5	7,1	36,3
Italia	3.100	41.347	27.314	12.073	40.118	123.953	2,5	33,4	22,0	9,7	32,4

(*) ottenuta come somma dei valori regionali
Fonte: ENEA

5.3.3 Indicatori regionali di efficienza energetica

Nella tabella 5.9 sono riportate, per ciascuna Regione e per l'Italia nel suo complesso, le intensità energetiche finali (totale ed elettrica) rispetto al Pil e le intensità dei cinque principali settori di impiego ed i consumi pro capite.

Le principali differenze tra le Regioni riguardano i consumi pro capite di energia, per i quali si registrano il valore quattro volte superiore della Val d'Aosta rispetto alla Calabria, e l'intensità energetica dell'industria, con valori di 698,7- 626,1- 550,3 tonnellate equivalenti di petrolio per milione di euro (tep/ml euro) di VA rispettivamente per Sardegna, Puglia e Sicilia, a fronte di valori di 95,8 e 112,4 tep/ml euro, per Lazio e Marche, che testimoniano la presenza nelle prime tre Regioni di industrie altamente energivore. In agricoltura si evidenzia, inoltre, il divario tra i valori dell'intensità energetica registrati rispettivamente in Valle d'Aosta ed Emilia Romagna. Le intensità dei consumi privati delle famiglie mostrano, invece, valori più allineati alla media nazionale, con differenze che sono in gran parte attribuibili alle diverse condizioni climatiche.

Nel 2000 la Puglia registra il più elevato valore dell'intensità energetica finale del Pil e la Calabria quello più basso. Al valore elevato di questo indicatore per la Puglia contribuisce in modo significativo il valore altrettanto elevato dell'intensità energetica registrato nell'industria.

Una considerazione a parte merita la Valle d'Aosta che risulta, infatti, caratterizzata dal più elevato valore dell'intensità energetica dei consumi privati delle famiglie, da una elevata intensità energetica dei trasporti rispetto al Pil, dalla più elevata intensità energetica del terziario e da un elevato valore dell'intensità elettrica dei consumi privati delle famiglie. La Valle d'Aosta risulta, perciò, in termini energetici, una Regione del tutto particolare, con una specificità che la discosta dalle altre Regioni e dalla media nazionale: è, insieme, forte consumatrice ed esportatrice di energia elettrica. Il consumo energetico pro capite in questa Regione risulta il più elevato (3,6 tep/abitante), quasi il doppio di quello medio nazionale.

Anche il consumo elettrico pro capite risulta in Valle d'Aosta il più elevato, superiore di oltre 2/3 di quello medio nazionale ed di oltre tre volte della Regione con il più basso valore.

La più elevata intensità elettrica del Pil si registra, invece, in Sardegna a causa della presenza di grandi industrie, forti consumatrici di energia elettrica (alluminio in particolare), e dell'assenza del gas naturale, che favorisce il perdurare degli impieghi dell'energia elettrica anche per gli usi finali non obbligati quali, tipicamente, quelli per la produzione di acqua calda sanitaria. La Sardegna registra, infatti, anche il più elevato valore dell'intensità elettrica dei consumi privati delle famiglie ed uno dei più alti valori del consumo elettrico pro capite. Questa Regione presenta inoltre il secondo valore dell'intensità energetica dell'industria dopo la Puglia. Tutto ciò si riflette, ovviamente, anche sull'intensità energetica del Pil che registra, dopo la Puglia, il valore più elevato.

In Umbria l'elevato valore dell'intensità elettrica del Pil, secondo solo a quello della Sardegna, testimonia l'aumento costante dei consumi elettrici registrato negli ultimi anni, in particolare nell'industria siderurgica, in corrispondenza di una analoga crescita del Pil.

Nel settore "terziario" quasi tutte le Regioni settentrionali, con l'eccezione di Trentino Alto Adige e Friuli Venezia Giulia, presentano un'intensità energetica superiore al valore medio nazionale, mentre quelle meridionali registrano valori decisamente inferiori, ad eccezione dell'Abruzzo.

Tabella 5.9 - Principali indicatori di efficienza energetica regionale. Anno 2000

	Intensità energetica finale del Pil	Intensità elettrica del Pil	Consumi energetici pro capite	Intensità energetica dei consumi delle famiglie	Intensità elettrica dei consumi delle famiglie	Intensità energetica dei trasporti rispetto al Pil	Intensità energetica dell'industria manifatturiera	Intensità energetica terziario	Intensità energetica dell'agricoltura
	(tep/M euro95)	(Mwh/M euro95)	(tep/ab)	(tep/M euro95)	(GWh/M euro95)	(tep/M euro95)	(tep/M euro95)	(tep/M euro95)	(tep/M euro95)
Valle d'Aosta	147,6	282,3	3,6	77,6	90,9	50,8	365,2	24,8	34,2
Piemonte	137,2	286,4	2,8	64,7	93,1	33,7	198,1	20,9	104,7
Lombardia	116,9	288,6	2,6	57,6	91,7	32,0	140,6	25,5	109,9
Trentino A. A.	108,7	236,2	2,5	52,3	75,2	39,1	176,4	13,8	70,7
Veneto	123,8	295,6	2,6	49,7	86,5	35,4	161,6	22,9	97,3
Friuli V. Giulia	144,7	367,8	2,9	47,8	94,4	34,8	321,5	21,5	89,7
Liguria	120,8	206,0	2,3	49,2	90,0	36,1	324,6	17,4	118,9
Emilia Romagna	138,6	259,4	3,1	51,3	78,0	40,9	182,2	33,3	126,1
Toscana	119,4	267,9	2,3	40,8	92,4	38,1	188,0	19,2	111,8
Umbria	153,6	372,7	2,7	37,4	96,4	51,5	319,6	18,7	98,9
Marche	107,9	239,8	1,9	37,8	86,1	43,7	112,4	18,2	118,7
Lazio	95,2	199,2	1,8	36,0	103,1	47,4	95,8	14,4	107,0
Abruzzo	129,8	318,5	1,9	43,1	96,0	48,3	194,5	21,0	102,9
Molise	122,3	273,7	1,7	36,5	92,8	41,4	272,8	13,3	103,4
Campania	98,4	227,8	1,1	29,8	114,2	44,3	174,0	10,7	75,5
Puglia	173,3	326,7	2,0	30,9	109,7	46,9	626,1	12,9	133,6
Basilicata	123,3	298,9	1,6	33,7	99,4	38,7	292,1	16,1	94,9
Calabria	82,9	206,4	0,9	20,0	111,2	45,6	144,4	12,9	54,9
Sicilia	118,4	295,6	1,4	21,7	124,5	45,3	550,3	12,1	81,5
Sardegna	157,0	493,7	2,1	28,7	130,3	56,9	698,7	16,1	102,7
Italia	122,4	240,3	2,1	43,5	98,3	39,6	200,1	19,6	102,9

(*) ottenuta dalla somma dei valori regionali

Fonte: ENEA

5.3.4 Prime ipotesi di studio sugli scenari tendenziali della domanda

La precedente analisi ha mostrato la posizione delle singole Regioni circa il proprio sistema energetico relativamente all'offerta, alle trasformazioni, alla domanda e ai consumi effettivi. L'analisi ha riguardato anche gli indicatori principali rispetto alle variabili fisiche, economiche e demografiche. È importante considerare inoltre anche la dinamica della domanda per fonti impiegate e settori di impiego. L'andamento della domanda di energia è funzione delle variabili economiche sia per i settori produttivi sia per i settori civili.

La definizione di Scenari Tendenziali (ST), ovvero a parità di condizioni e senza interventi specifici, richiede appunto la conoscenza delle tendenze in atto sia quantitative che qualitative.

Gli ST, a livello generale e a livello settoriale, vanno definiti per vari motivi, di programmazione pubblica e di pianificazione delle attività private.

Come si vedrà successivamente gli ST sono sistematicamente utilizzati nella definizione dei Piani energetico-ambientali regionali per conoscere quale possano essere gli andamenti rispetto ai quali impostare delle politiche energetiche mirate, per ottenere Scenari Obiettivo (SO). Tutti i Piani energetici regionali elaborati da ENEA per le Regioni contengono una sezione dedicata alla definizione degli ST.

In questa sede si procede ad una valutazione d'insieme per tutte le Regioni.

Dai dati disponibili dal 1990 al 2000, si possono fare delle valutazioni circa i possibili sviluppi della domanda nell'arco temporale di dieci anni (2000-2010).

Le dinamiche (in termini di tassi medi annui di crescita) dei consumi energetici, per fonte e per settore, e dei principali indicatori (intensità energetiche, consumi specifici ed unitari), permettono di stimare le tendenze regionali della domanda energetica al 2010.

Negli scenari tendenziali predisposti per i Piani Energetici Regionali sono stati ipotizzati due andamenti del Pil regionali e delle relative variabili economiche.

Complessivamente la domanda di energia in Italia è aumentata dell'1,1% medio annuo (m.a.) dal 1990 al 2000, a fronte di una crescita del Pil nazionale dell'1,9% m.a. Ciò ha comportato una minore intensità energetica del sistema economico nazionale, con un decremento dello 0,6% m.a..

I consumi di energia elettrica sono invece aumentati del 2,4% m.a. e l'intensità è pertanto aumentata (0,9% m.a.).

Ipotizzando due andamenti del Pil nazionale per i prossimi dieci anni dell'1,5% m.a. (Scenario B) e del 2,5% m.a. (Scenario A), in entrambi i casi con una intensità energetica decrescente al tasso medio dello 0,5% m.a., i consumi nazionali di energia dovrebbero aumentare ad un tasso dell'1,0% m.a. e dell'1,8% m.a.. L'energia elettrica dovrebbe avere andamenti futuri più alti, rispettivamente del 2,2% e del 2,8% m.a..

A livello regionale gli andamenti dell'economia e dell'energia sono diversificati.

Dal 1995 al 2001 il Pil a prezzi costanti è aumentato dall'1,3-1,4% m.a. in Valle d'Aosta, Piemonte e Friuli V.G. al 2,4-2,5% m.a. di Marche e Basilicata. In ogni caso, quasi tutte le restanti Regioni hanno superato il 2% m.a., ad esclusione di Lombardia, Lazio e Molise.

I consumi finali non hanno seguito proporzionalmente le dinamiche del Pil. Infatti si va da un massimo della Sardegna con il 2,7% m.a. ad un minimo della Sicilia con lo 0,3% m.a., nonostante i loro Pil siano rispettivamente aumentati del 2% m.a. e del 2,2% m.a.. Caso a parte è la Val d'Aosta che ha fatto registrare un calo dei consumi dello 0,3% m.a.

La domanda di energia elettrica a livello regionale ha avuto a volte andamenti molto sostenuti, fino alla crescita di oltre il 4% m.a. in Friuli, Abruzzo, Molise e Basilicata.

Nei singoli settori di impiego a livello nazionale i consumi del Terziario hanno fatto registrare i tassi medi più alti: 3% m.a. in totale e 4,3% m.a. di energia elettrica.

Anche a livello regionale il Terziario ha generalmente i tassi più alti, ad esclusione di alcune Regioni dove è stata più forte la dinamica nel settore Industria e, in parte, nel Residenziale.

Le dinamiche dei consumi elettrici sono più alti ovunque.

Le intensità energetiche sono generalmente in calo nei settori Industria e Residenziale e in aumento nel Terziario e nei Trasporti. Le intensità elettriche sono in aumento ovunque ad esclusione del Residenziale.

Dal quadro di dettaglio degli andamenti dei consumi e delle intensità settoriali sono state calcolate le possibili dinamiche della domanda al 2010 per le due ipotesi di Pil e relativi VA settoriali.

A livello regionale le ipotesi di crescita dei Pil sono state fatte mantenendo lo stesso intervallo adottato a livello nazionale tra le ipotesi "B" (1,5% m.a.) e "A" (2,5% m.a.), partendo dal tasso medio annuo registrato per ciascuna Regione nel periodo 1995-2001.

Le tabelle 5.10 e 5.11 riassumono gli andamenti ricostruiti con i due scenari.

I consumi finali totali nelle Regioni, negli scenari A e B, si differenziano da un punto a mezzo punto percentuale.

Nell'ipotesi bassa la crescita della domanda di energia al 2010 oscilla tra lo 0,5 e il 2,6% m.a..

Questo è il risultato di situazioni già in essere nelle singole Regioni dove sono da registrarsi tendenze di ripresa economica ed industriale in particolare, con conseguente significativo aumento della domanda di energia, e di situazioni dove si è più prossimi a saturazione della domanda, soprattutto nel settore residenziale. La domanda di energia elettrica ha una dinamica più sostenuta rispetto alle altre fonti finali di energia, soprattutto in alcune Regioni dove si erano verificati rallentamenti nella domanda, in particolare nelle regioni del Sud. L'ipotesi di maggiore sviluppo economico (Scenario A) comporta una maggiore domanda in tutte le Regioni, ma con differenze diverse tra le Regioni rispetto allo Scenario B, dipendendo dai livelli di sviluppo già raggiunti e da quelli potenziali da raggiungere in ciascuna Regione.

In sostanza le tendenze dei consumi energetici registrati nei dieci anni precedenti hanno avuto una influenza parziale nella valutazione delle tendenze future e nella definizione degli scenari, considerando sia le derivate di efficienza, sia le tendenze (valutate esogenamente) di ripresa in quelle Regioni con aspettative di sviluppo e con programmi in corso.

Nei singoli macrosettori di impiego dell'energia è stato il settore Terziario ad avere nel passato la crescita più forte. Questa tendenza è confermata nei due scenari, pur con minore accentuazione rispetto al passato. In particolare il Terziario è in sviluppo nelle Regioni meridionali, trascinando la domanda di energia globale e ancor più elettrica.

I consumi energetici industriali aumenterebbero meno del passato nello Scenario B e discretamente in quello A. In alcune Regioni del Nord, dove la crescita era già significativa, nello Scenario A si conferma la dinamica soprattutto della domanda elettrica.

Nel Residenziale gli andamenti futuri della domanda sono più modesti, in virtù di una maggiore saturazione del fabbisogno. Il settore è oggetto di un processo migliorativo dell'efficienza soprattutto per la sostituzione dell'elettricità con il gas nel riscaldamento dell'acqua sanitaria.

Nei Trasporti la domanda futura è in ulteriore crescita con una scarsa differenza tra i due scenari dovuta ad una minore elasticità del settore rispetto alle variazioni del Pil, del VA e dei redditi.

Infine la domanda energetica nel settore Agricoltura e pesca continuerebbe ad avere una dinamica debole, anche calante in alcune Regioni nello Scenario B. Con lo sviluppo dell'automazione la domanda sarebbe in ripresa nello Scenario A.

Nei paragrafi successivi saranno valutate le opzioni per la copertura della domanda elettrica in particolare, in accordo con gli scenari sopra descritti.

Tabella 5.10 - Consumi finali di energia ($\Delta\%$ m.a.). Scenario Tendenziale al 2010 *Ipotesi Bassa*

	Consumi finali totali		Consumi finali nell'industria		Consumi finali nel residenziale		Consumi finali nel terziario		Consumi finali nei trasporti	Consumi finali nell'agricoltura e pesca
	Energia	Energia elettrica	Energia	Energia elettrica	Energia	Energia elettrica	Energia	Energia elettrica		
Valle d'Aosta	0,5	0,3	0,5	0,6	2,5	0,5	0,4	2,5	-0,5	-1,0
Piemonte	2,0	1,8	2,5	1,5	1,5	1,0	1,6	2,5	1,5	0,5
Lombardia	1,0	2,0	1,5	2,0	0,0	2,0	2,1	2,8	1,5	-1,0
Trentino A. A.	2,0	2,0	2,0	0,2	2,2	2,0	-0,5	3,0	2,0	0,0
Veneto	1,5	3,0	3,1	2,5	0,8	2,1	2,2	3,0	1,0	-0,4
Friuli V. Giulia	2,0	3,5	3,0	4,0	0,0	1,5	2,2	2,8	2,2	1,0
Liguria	1,0	1,0	2,0	-1,4	1,0	1,2	0,8	2,5	0,6	2,0
Emilia Romagna	1,3	3,1	1,8	3,5	-0,5	2,0	2,6	3,0	1,8	1,5
Toscana	0,5	2,4	0,0	2,5	0,0	0,8	2,1	2,5	1,0	-1,0
Umbria	2,0	2,6	2,5	2,5	0,3	1,8	2,2	2,8	2,1	-2,0
Marche	1,5	3,1	3,1	4,0	-0,5	2,2	2,2	3,0	1,6	-2,4
Lazio	1,5	2,2	0,4	1,4	0,3	0,8	2,2	2,8	1,8	-4,0
Abruzzo	1,8	3,2	2,3	2,2	0,6	1,8	2,0	3,0	2,0	0,2
Molise	0,5	3,2	2,4	2,5	-0,1	1,7	2,6	3,0	-0,9	-2,0
Campania	0,5	1,0	-0,5	-0,2	2,1	0,4	2,5	2,8	1,8	0,5
Puglia	1,0	2,5	0,5	2,8	1,5	0,8	2,6	3,0	1,8	1,0
Basilicata	2,4	3,3	3,0	3,1	1,0	1,4	2,2	2,8	0,6	0,1
Calabria	0,6	0,5	-0,3	-4,8	1,4	1,0	2,4	2,8	1,4	-0,5
Sicilia	0,2	1,5	-0,5	0,5	0,2	0,8	2,1	2,5	1,6	-0,7
Sardegna	2,6	1,2	2,0	0,0	1,5	1,3	2,2	3,0	2,1	2,0
Italia	1,0	2,2	0,6	2,0	0,5	1,3	2,0	2,8	1,8	0,3

Tabella 5.11 - Consumi finali di energia ($\Delta\%$ m.a.). Scenario Tendenziale al 2010 *Ipotesi Alta*

	Consumi finali totali		Consumi finali nell'industria		Consumi finali nel residenziale		Consumi finali nel terziario		Consumi finali nei trasporti	Consumi finali nell'agricoltura e pesca
	Energia	Energia elettrica	Energia	Energia elettrica	Energia	Energia elettrica	Energia	Energia elettrica	Energia	Energia
Valle d'Aosta	1,0	0,8	1,0	1,2	3,0	1,0	1,0	3,0	0,5	0,2
Piemonte	3,0	2,5	3,5	2,5	2,0	1,5	2,4	3,5	2,3	1,0
Lombardia	1,5	2,8	2,0	2,5	0,5	2,5	2,8	3,6	2,2	0,2
Trentino A. A.	2,5	2,5	2,8	0,8	3,2	2,8	0,5	3,6	3,0	0,4
Veneto	2,5	3,8	3,8	3,2	1,5	2,8	3,1	3,5	2,0	0,3
Friuli V. Giulia	2,8	4,1	3,7	4,6	0,8	2,0	3,1	3,3	3,0	1,6
Liguria	1,8	1,8	2,5	0,2	1,6	1,8	1,3	3,0	1,0	3,0
Emilia Romagna	1,8	4,0	2,5	4,3	0,2	3,0	3,2	3,5	2,5	2,0
Toscana	1,0	3,0	0,8	3,2	0,5	1,3	2,9	3,5	1,6	0,6
Umbria	2,8	3,2	3,0	3,3	0,8	2,5	3,1	3,5	2,9	0,2
Marche	2,0	4,1	3,7	4,2	0,2	2,8	2,8	3,5	2,2	0,2
Lazio	2,0	3,0	0,8	2,0	0,6	1,3	3,1	3,3	2,5	0,2
Abruzzo	2,5	4,2	3,2	3,1	1,2	2,3	2,5	3,5	2,5	0,6
Molise	1,2	4,0	3,1	3,3	0,3	2,5	3,5	3,5	0,2	0,2
Campania	1,0	1,5	0,2	0,8	2,6	0,8	3,0	3,2	2,3	0,8
Puglia	1,8	3,0	1,0	3,5	2,0	1,3	3,3	3,5	2,2	1,5
Basilicata	3,2	4,2	3,5	3,5	1,5	1,9	3,1	3,3	1,0	0,5
Calabria	1,0	0,9	0,2	0,2	1,8	1,5	3,2	3,3	1,8	0,2
Sicilia	0,8	2,0	0,2	1,0	0,8	1,5	3,0	3,2	2,2	0,3
Sardegna	3,2	1,8	2,6	0,8	1,9	1,8	3,1	3,5	2,6	2,8
Italia	1,8	2,8	1,5	2,8	1,0	2,0	3,0	3,4	2,3	0,6

Fonte: ENEA

5.4 VALUTAZIONI SETTORIALI IN ATTUAZIONE DELLE POLITICHE DI CONTENIMENTO DEI GAS SERRA

5.4.1 La situazione al 2000 delle emissioni regionali di CO₂

Per settore e per fonte, sono state effettuate delle stime sulla base delle quantità di prodotti trasformati e consumati ricavati dai bilanci energetici regionali redatti da ENEA e riferiti all'anno 2000.

A livello nazionale, dai circa 400 milioni di tonnellate di CO₂ del 1990, si è passati a 452 milioni del 2000, con un incremento del 13%.

L'emissione di CO₂ nel 1990 proveniva per il 64% da prodotti petroliferi. Nel 2000 si è ridotta in modo significativo la quota dei consumi petroliferi e solidi e quindi le relative emissioni, mentre è aumentata di molto la quota relativa al gas metano.

Tra le Regioni le quantità di emissioni di CO₂ sono ovviamente molto diverse, dipendendo dagli impieghi delle fonti energetiche (produzione, trasformazione, usi finali). Le scelte di intervento per la loro riduzione saranno pertanto adeguate alle quantità di emissioni e alle caratteristiche di ciascuna Regione.

Dal 1990 al 2000 si sono avuti forti incrementi complessivi per quasi tutte le Regioni, con l'esclusione della Val d'Aosta, Liguria, Campania e Calabria.

Gli aumenti naturalmente sono dovuti a incrementi di produzione e consumi di energia, e soprattutto all'entrata in funzione di nuove centrali termoelettriche.

La ripartizione delle provenienze della CO₂ nel 2000 per fonte impiegata, è molto diversificata da Regione a Regione. La provenienza dall'impiego di carbone è forte in Liguria e Puglia e abbastanza consistente in Friuli Venezia Giulia e Umbria. Una forte prevalenza da fonte petrolifera, superiore al 70%, si ha in Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Lazio, Campania, Sicilia e Sardegna. Dall'uso del gas naturale si hanno sei Regioni con più del 40% di emissioni di CO₂, fino al 52% della Calabria.

La ripartizione delle emissioni di CO₂ per settore (tabella 5.12), a livello nazionale, nel 2000 è del 30,7% dal Termoelettrico, del 18,4% dall'Industria, del 28,1% dai Trasporti, del 15,7% dal Civile.

In sei Regioni, Veneto, Liguria, Lazio, Puglia, Calabria e Sardegna, la produzione termoelettrica è responsabile delle emissioni per oltre il 40%. In altre Regioni l'incidenza del termoelettrico va dal 13 al 40%, mentre solo in poche situazioni si rilevano modeste quote di CO₂ dovute al termoelettrico.

Dal settore Trasporti si hanno emissioni per oltre il 40% in 6 Regioni, Val D'Aosta, Trentino, Marche, Abruzzo, Campania, Calabria.

L'Industria presenta una punta massima di emissioni in Basilicata, con il 31,5%. In altre Regioni si oscilla dal 27% del Piemonte al 4,4% del Lazio. Infine dal Residenziale e dal Terziario si hanno quantità e quote di emissioni più modeste, più evidenti là dove sono limitate le attività termoelettriche o industriali. Valutazioni più qualitative per le emissioni di CO₂ possono essere fatte con l'ausilio degli indicatori. La tabella 5.13 riassume alcuni indicatori di base per la CO₂. Per comodità del lettore vi sono riportati anche i valori assoluti necessari al calcolo degli indicatori stessi.

Le quantità di CO₂ sono rapportate al Pil di ciascuna Regione, ai consumi lordi di energia e agli abitanti. Rispetto al Pil si hanno valori molto diversificati tra le Regioni, da 254 tCO₂/Meuro delle Marche a 881 tCO₂/Meuro della Puglia, Regione che ha anche alte intensità energetiche, sia in consumi finali che lordi.

Per abitante, è la Liguria ad avere il valore più elevato e la Campania il più basso.

Rispetto ai consumi di energia, le emissioni di CO₂ sono particolarmente alte in Liguria e in alcune altre Regioni (Puglia, Sicilia, Sardegna, Lazio, Veneto e Calabria).

Si tenga conto, in particolare, che nel caso della Liguria e del Lazio incide la forte componente di produzione termoelettrica, gran parte della quale è destinata all'esportazione. Nell'ipotesi di un riequilibrio territoriale a medio termine della produzione termoelettrica, come si vedrà, anche le emissioni potranno essere programmate e controllate.

Tabella 5.12 - Emissioni regionali di CO₂ per settori. Anno 2000 (migliaia di tonnellate)

	Termoelettrico		Trasporti		Residenziale		Terziario		Industria manifatt.		Settore energia		Agricoltura		Totale settori		%
Piemonte	4158	12,8	9365	28,9	6446	19,9	1596	4,9	8785	27,1	1424	4,4	598	1,8	32372	7,2	
Val d'Aosta	0	0,0	470	47,4	336	33,9	64	6,4	117	11,9	0	0,0	3	0,3	991	0,2	
Lombardia	16080	22,9	20989	29,8	13529	19,2	4539	6,5	12920	18,4	1191	1,7	1082	1,5	70329	15,6	
Trentino	107	1,9	2682	46,9	1622	28,3	296	5,2	893	15,6	0	0,0	124	2,2	5724	1,3	
Veneto	19628	42,2	10566	22,7	5765	12,4	1704	3,7	7434	16,0	606	1,3	761	1,6	46464	10,3	
Friuli V.G.	4772	38,3	2548	20,4	1382	11,1	418	3,4	2784	22,3	392	3,1	169	1,4	12464	2,8	
Liguria	9070	46,5	3387	17,4	2096	10,7	416	2,1	3685	18,9	594	3,0	262	1,3	19511	4,3	
E. Romagna	5811	16,6	11554	33,0	5610	16,0	2363	6,8	7892	22,6	597	1,7	1165	3,3	34993	7,7	
Toscana	9167	30,8	8384	28,2	3412	11,5	1237	4,2	6098	20,5	1031	3,5	392	1,3	29720	6,6	
Umbria	1598	24,1	2381	35,9	593	8,9	190	2,9	1719	25,9	0	0,0	156	2,3	6638	1,5	
Marche	474	6,1	3649	46,6	1198	15,3	347	4,4	1135	14,5	752	9,6	277	3,5	7832	1,7	
Lazio	17619	43,2	14807	36,3	3799	9,3	1705	4,2	1783	4,4	609	1,5	477	1,2	40800	9,0	
Abruzzo	1130	16,8	2958	43,9	988	14,7	244	3,6	1172	17,4	19	0,3	222	3,3	6733	1,5	
Molise	422	23,8	614	34,7	196	11,1	34	1,9	381	21,6	57	3,2	65	3,7	1769	0,4	
Campania	1422	8,6	9086	54,9	2390	14,4	502	3,0	2611	15,8	73	0,4	468	2,8	16552	3,7	
Puglia	21350	43,5	7234	14,7	1801	3,7	486	1,0	12791	26,1	4242	8,6	1149	2,3	49055	10,9	
Basilicata	483	18,8	722	28,1	278	10,8	135	5,2	810	31,5	14	0,5	129	5,0	2570	0,6	
Calabria	3156	40,6	3211	41,3	461	5,9	171	2,2	537	6,9	49	0,6	193	2,5	7779	1,7	
Sicilia	13914	34,5	8567	21,3	1222	3,0	365	0,9	6690	16,6	8910	22,1	614	1,5	40281	8,9	
Sardegna	8439	43,9	3992	20,8	811	4,2	272	1,4	2887	15,0	2532	13,2	269	1,4	19202	4,3	
Italia	13800	30,7	127166	28,1	53936	11,9	17085	3,8	83124	18,4	23095	5,1	8573	1,9	451778	100,0	

Fonte: elaborazioni ENEA

Tabella 5.13 - Indicatori regionali di consumo energetico e di emissioni di CO₂ (2000)

	kt CO ₂	Pil M€	Abitanti	Consumo interno lordo (CIL)*	tCO ₂ / M€	tCO ₂ /abitante	tCO ₂ / tep _{CIL}
Piemonte	29.641	87.439,0	4.287.465	16.024	339,0	6,9	1,85
Val d'Aosta	1.022	2.807,0	120.343	586	364,3	8,5	1,74
Lombardia	70.156	206.489,2	9.065.440	33.293	339,8	7,7	2,11
Trentino	5.935	22.024,5	936.256	3.177	269,5	6,3	1,87
Veneto	43.679	94.392,4	4.511.714	15.825	462,7	9,7	2,76
Friuli V.G.	10.477	23.841,7	1.185.172	4.880	439,4	8,8	2,15
Liguria	20.213	30.709,4	1.625.870	5.012	658,2	12,4	4,03
E. Romagna	33.733	89.756,8	3.981.146	15.765	375,8	8,5	2,14
Toscana	26.925	69.004,9	3.536.392	11.441	390,2	7,6	2,35
Umbria	5.409	14.399,5	835.488	3.058	375,6	6,5	1,77
Marche	6.737	26.480,7	1.460.989	4.351	254,4	4,6	1,55
Lazio	40.905	99.905,4	5.264.077	12.476	409,4	7,8	3,28
Abruzzo	6.361	19.546,2	1.279.016	3.280	325,4	5,0	1,94
Molise	1.706	4.497,8	327.987	763	379,3	5,2	2,24
Campania	16.546	64.779,2	5.780.958	8.772	255,4	2,9	1,89
Puglia	42.378	48.103,2	4.085.239	12.342	881,0	10,4	3,43
Basilicata	2.864	7.765,2	606.183	1.385	368,8	4,7	2,07
Calabria	7.549	22.310,4	2.050.478	2.680	338,4	3,7	2,82
Sicilia	31.667	59.252,0	5.087.794	12.570	534,4	6,2	2,52
Sardegna	16.453	21.805,1	1.651.888	6.012	754,5	10,0	2,74
Italia	420.357	1.015.309,5	57.679.895	173.692	414,0	7,3	2,42

* al netto di bunkeraggi ed usi non energetici
Fonte: elaborazioni ENEA da fonti varie

5.4.2 La delibera CIPE 123/2002

Le delibere CIPE 137/98 e 123/02 costituiscono un passaggio importante nell'impegno delle Regioni per lo svolgimento dei loro compiti in campo energetico e ambientale, con l'assunzione di una piena responsabilità, non solo di ciascuna Regione per le attività e gli obiettivi propri, ma per l'insieme delle Regioni, con una impostazione d'integrazione, nell'ambito degli indirizzi nazionali e comunitari.

Specialmente negli ultimi Piani Energetici Regionali prodotti si può constatare come le Regioni intendano misurare i loro programmi d'intervento, con l'obiettivo della riduzione dei gas serra, contribuendo così all'impegno assunto dall'Italia nell'ambito degli obblighi della UE stabiliti dagli accordi internazionali e programmato nella delibera CIPE 137/98 e successiva delibera CIPE 123/02 di aggiornamento.

Le Regioni sono impegnate al raggiungimento di certi obiettivi tramite l'elaborazione dei Piani Energetico-Ambientali come strumenti quadro flessibili, dove sono previste azioni per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, la razionalizzazione della produzione energetica ed elettrica in particolare, la razionalizzazione dei consumi energetici: in sostanza tutte quelle azioni di ottimizzazione delle prestazioni tecniche dal lato dell'offerta e dal lato della domanda.

Fondamentale appare anche l'integrazione con gli altri settori di programmazione e il ruolo dell'innovazione tecnologica, degli strumenti finanziari e delle leve fiscali tariffarie ed incentivanti per sostenere gli interventi in campo energetico.

L'evoluzione legislativa e l'evoluzione del mercato, ovvero il processo di decentramento e di liberalizzazione del mercato dell'energia, sono i due eventi che stanno caratterizzando il nuovo assetto del sistema energetico e delle sue naturali correlazioni e vincoli con i sistemi ambientale ed economico.

Sulla base dello schema utilizzato nella delibera CIPE 123/02 per la quantificazione degli obiettivi di riduzione relativamente alle emissioni di CO₂ da processi di combustione, si possono elaborare alcuni indicatori di situazioni e prestazioni energetiche ed ambientali regionali, così da permettere la stima dell'entità degli impegni da assumere a livello regionale nei vari settori di intervento.

La delibera CIPE 123 prende atto del quadro programmatico delineato nel piano predisposto dal MATT e dei valori di emissioni dei gas ad effetto serra per gli anni 1990 e 2000. Vengono inoltre sviluppati due scenari, uno cosiddetto "tendenziale o a legislazione vigente" ed l'altro di "riferimento". Lo scenario tendenziale viene elaborato assumendo una crescita del Pil del 2% e tenendo conto delle azioni già avviate o decise. Lo scenario di "riferimento" assume sempre una crescita del Pil pari al 2% e considera proiettati al 2010 anche gli effetti delle misure individuate al 30 giugno 2002 dal MATT anche se non ancora definitivamente avviate, che potranno consentire di ridurre complessivamente le emissioni di CO₂ di 39,8 Mt CO₂ equ./anno al 2010 come nella tabella sotto riportata.

Settori:	Riduzione Mt CO ₂ /anno
Termoelettrico	26,0
Civile	6,3
Trasporti	7,5
Totale	39,8

L'obiettivo stabilito dalla legge 120/2002 di recepimento della direttiva europea di adesione al protocollo di Kyoto, è quello di ridurre le emissioni dei gas ad effetto serra al 93,5% dei livelli raggiunti nel 1990.

Nella tabella 5.14 sono riportati i livelli di emissioni al 2010 con riferimento ai due scenari.

Tabella 5.14 - Obiettivi della delibera CIPE 123, in termini di diminuzione di emissioni (Mt CO₂)

	1990	2000	2010		2010 obiettivo Kyoto	c – a(2010)	c – b(2010)
			a	b			
A. Industrie energia, di cui :	147,4	161	170	144	137,8	-32,2	-6,2
A1. termoelettrico	124,9	140	150	124	116,8	-33,2	-7,2
A2. raffinazione e altro	22,5	21	20	20	21	1	1
B. Industria	85,5	77,9	80,2	80,2	79,9	-0,3	-0,3
C. Civile	70,2	72,1	74,1	67,8	65,6	-8,5	-2,2
D. Agricoltura	9	9	9,6	9,6	8,4	-1,2	-1,2
E. Trasporti	103,5	124,7	142,2	134,7	96,8	-45,4	-37,9
TOTALE	415,6	444,7	476,1	436,3	388,6	-87,5	-47,7

a = scenario tendenziale

b = scenario di riferimento

Fonte: elaborazioni ENEA da fonti varie

L'obiettivo Kyoto al 2010 per le emissioni di CO₂ del settore energetico legate a processi di combustione risulta pari a 388,6 Mt CO₂. La proiezione al 2010 nello scenario di riferimento dà luogo a 436,3 Mt CO₂. Il gap tra l'obiettivo fissato dal Protocollo di Kyoto e lo scenario di riferimento al 2010 risulta pari a 47,7 Mt CO₂ come si vede dal quadro seguente.

Emissioni di CO ₂ al 2010 (Mt)	
Scenario tendenziale	476,1
Scenario di riferimento	436,3
Obiettivo Kyoto	388,6
Diff. (Riferimento obiettivo)	47,7

Nella tabella 5.15 sono riportate le opzioni per ulteriori misure da realizzare per superare il *gap* di emissioni nei settori Industriale, Fonti rinnovabili, Civile e Trasporti. Vengono inoltre considerati nella nuova delibera CIPE due meccanismi di flessibilità istituiti dal Protocollo di Kyoto per integrare le azioni nazionali con la realizzazione di azioni comuni con i Paesi industriali e i Paesi con economia in transizione e precisamente il cosiddetto *Joint Implementation (JI)* e, mediante la collaborazione con i Paesi in via di sviluppo, il *Clean Development Mechanism (CDM)*.

Le misure riportate in tabella permettono di ridurre le emissioni di CO₂ tra 22 e 35,1 Mt CO₂, quota non sufficiente a colmare il differenziale tra Kyoto e lo scenario di riferimento; si arriva però a colmare tale deficit di emissioni utilizzando i programmi internazionali *Joint Implementation (JI)* e *Clean Development Mechanism (CDM)* relativi all'energia.

Le politiche regionali in campo energetico si sviluppano secondo le seguenti linee di intervento: meccanismi incentivanti di regolazione del mercato dell'energia ("certificati verdi" per i produttori di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER), titoli di efficienza energetica per i distributori); programmi nazionali di sostegno finanziario (programmi solare termico, tetti fotovoltaici - bando nazionale, interventi nazionali "carbon tax", PON fondi strutturali); programmi regionali di intervento attraverso l'1% dell'accisa sulla benzina, i trasferimenti del decreto legislativo 112/98, la "carbon tax regionale", i tetti fotovoltaici (bandi regionali), i POR e DOCUP dei fondi strutturali 2000-2006, ecc.).

La tabella 5.16 riassume l'insieme delle risorse finanziarie annualmente disponibili da parte delle Regioni per i loro programmi di incentivazione delle fonti rinnovabili e degli usi efficienti dell'energia (il riparto regionale dei fondi derivanti dalla "carbon tax" non è stato riconfermato negli anni successivi).

A. Settore industriale	5,1 - 9,6
Aumento efficienza	2,5 - 5,1
Cogenerazione piccola-media	0,8 - 1,5
Energia da rifiuti	1,8 - 3,0
B. Rinnovabili	1,8 - 3,4
Aumento FER 500-1200 MWe	1,5 - 3,1
Solare termico	0,2
Fotovoltaico	0,1
C. Settore civile	3,8 - 6,5
Prolungamento decr. eff. energ.	3,8 - 6,5
D. Settore trasporti	11,3 - 15,6
Auto e camion a bassi consumi	3,8 - 6,8
Biodiesel nel gasolio	4
Nuove infrastrutture	1,4
Progetti pilota nuovi propulsori	0,6 - 1,5
altre	1,5 - 1,9
Totale energia nazionale	22 - 35,1
Progetti JI e CMD energia	15,5 - 33
Totale energia (naz. e internaz.)	37,5 - 68,1
Fonte: elaborazioni ENEA	

Tabella 5.16 - Risorse finanziarie delle Regioni per attività in campo energetico (milioni di euro)

REGIONI	Carbon tax DMA 21/05/01	Trasf. Energia DL 112/98	1% accisa benzine	Totale energia
Valle d'Aosta	1,18	0,61	0,00	1,79
Piemonte	6,34	2,46	3,64	12,43
Lombardia	12,77	4,72	7,79	25,27
P.A. Trento	1,59	0,87	0,00	2,45
P.A. Bolzano	1,50	1,01	0,00	2,51
Veneto	6,60	2,22	4,05	12,86
Friuli V.G.	2,49	0,85	0,00	3,35
Liguria	2,95	0,83	1,40	5,18
Emilia Romagna	6,69	1,51	3,89	12,09
Toscana	4,88	1,38	3,54	9,80
Umbria	1,94	0,70	0,71	3,35
Marche	2,38	0,70	1,21	4,29
Lazio	5,44	1,57	4,81	11,82
Abruzzo	2,10	0,76	1,02	3,88
Molise	1,14	0,34	0,18	1,66
Campania	3,89	1,23	3,12	8,24
Puglia	5,09	1,37	2,46	8,92
Basilicata	1,36	0,41	0,33	2,11
Calabria	1,97	0,66	1,22	3,86
Sicilia	4,93	1,42	0,00	6,35
Sardegna	2,82	0,81	0,00	3,63
Totale	80,05	26,42	39,36	145,83

Fonte: elaborazioni ENEA da fonti varie

5.4.3 Il settore della produzione elettrica

5.4.3.1 Caratterizzazione dei sistemi elettrici regionali

Nella tabella 5.17 sono evidenziati alcuni indicatori significativi relativi alla potenza efficace, l'energia netta prodotta, il grado di efficienza degli impianti e le emissioni di CO₂ per unità di energia prodotta nelle varie regioni nel 2000.

A livello nazionale si rileva che dal 1990 al 2000:

- la potenza efficiente lorda è passata da 39.116 a 56.432 MW, con un incremento del 44%;
- l'energia netta prodotta è cresciuta del 27,5%;
- le ore equivalenti/anno di funzionamento a potenza efficiente sono diminuite, passando da 4.496 a 3.907;
- l'emissione specifica media è diminuita da 725 a 630 gCO₂/KWh.

A livello regionale va inoltre rilevato:

- il forte incremento di potenza nelle regioni Lazio (+107%) e Puglia (+137%), cui però corrispondono aumenti ben più limitati di energia prodotta;
- l'alto rendimento medio dei parchi termoelettrici di Piemonte, Trentino Alto Adige ed Abruzzo, associato a basse emissioni specifiche conseguenti all'utilizzo di metano.

Tabella 5.17 - Struttura e indicatori della produzione elettrica nelle Regioni nel 2000

Regioni	Potenza efficiente lorda totale	Potenza efficiente lorda termoelettrica	Produzione lorda totale	Produzione termoelettrica	Produzione lorda FER	Emissioni CO ₂	Funzion. a pot. eff. termoelet.	Produzione FER/consumo energia elettrica	Emiss. CO ₂ prod. termoelet.	Emiss. CO ₂ /prod. totale	CO ₂ evitata da prod. FER
	MW	MW	GWh	GWh	GWh	kt	ore	%	g/kWh	g/kWh	kt
Piemonte	5532	2399	17664	9830	7834	4158	4098	29,7	423	235	4932
Val d'Aosta	832	1	2841	0	2841	0	0	287,0	-	0	1789
Lombardia	13690	8054	43730	30597	13133	16080	3799	21,1	526	368	8269
Trentino	3093	85	10738	348	10390	107	4118	188,9	308	10	6542
Veneto	6451	5374	31882	27895	3987	19628	5191	13,6	704	616	2510
Friuli V.G.	1908	1451	7028	5487	1541	4772	3782	16,9	870	679	970
Liguria	3705	3633	10493	10261	232	9070	2824	3,4	884	864	146
E. Romagna	4464	3852	13315	12090	1225	5811	3139	5,0	481	436	771
Toscana	4084	3187	20007	14572	5435	9167	4572	27,3	629	458	3422
Umbria	1074	564	3417	1814	1603	1598	3216	28,0	881	468	1009
Marche	701	485	1254	767	487	474	1581	7,0	618	378	307
Lazio	8585	8163	32507	31396	1111	17619	3846	5,2	561	542	699
Abruzzo	1495	482	4341	2687	1654	1130	5575	26,2	421	260	1041
Molise	580	499	1184	1037	147	422	2078	10,9	407	356	93
Campania	3060	1519	5158	2907	2251	1422	1914	13,9	489	276	1417
Puglia	5947	5830	25237	25031	206	21350	4293	1,2	853	846	130
Basilicata	374	249	1198	1002	196	483	4024	7,7	482	403	123
Calabria	2584	1866	7201	6484	717	3156	3475	13,2	487	438	451
Sicilia	5944	5214	25300	24494	806	13914	4698	4,1	568	550	507
Sardegna	3983	3525	12133	11755	378	8439	3335	3,3	718	696	238
Italia	78085	56432	276629	220455	56174	138800	3907	18,8	630	502	35368

Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN
N.B.: i dati di Toscana e Lazio sono al netto della Geotermia

Nella tabella 5.18 sono riportate le produzioni termoelettriche e le relative emissioni di CO₂ nelle varie Regioni per gli anni 1990, 1998, 1999 e 2000. Tali valori collimano con le valutazioni CIPE per il 1990 e con quelle 2000 per il settore termoelettrico.

Tabella 5.18 - Produzioni termoelettriche e relative emissioni di CO₂. Anni 1990, 1998-2000

Regione	1990		1998		1999		2000	
	GWh	kt CO ₂	GWh	kt CO ₂	GWh	kt CO ₂	GWh	kt CO ₂
Piemonte	3647	1905	9119	3979	8983	3807	9830	4158
Val d'Aosta	0	0	0	0	0	0	0	0
Lombardia	26486	15002	28957	15462	28656	15522	30597	16080
Trentino A. A.	178	93	301	143	308	137	348	107
Veneto	22155	15943	29512	18867	27370	17525	27895	19628
Friuli V.G.	5089	3863	7234	4866	4553	3228	5487	4772
Liguria	17213	14879	13210	11276	12339	10512	10261	9070
Emilia Romagna	12219	7432	8679	4546	10186	5077	12090	5811
Toscana	10090	7513	16136	11168	12818	7856	14572	9167
Umbria	1083	1024	1738	1340	1608	1203	1814	1598
Marche	317	211	367	182	300	138	767	474
Lazio	22367	15594	23703	14220	32266	18596	31396	17619
Abruzzo	95	31	1595	635	1925	785	2687	1130
Molise	143	101	903	443	1038	584	1037	422
Campania	2925	2031	2119	1279	2593	1269	2907	1422
Puglia	14492	12272	22514	17983	22331	17879	25031	21350
Basilicata	242	146	1061	564	1165	627	1002	483
Calabria	9080	4736	7272	3637	6060	2829	6484	3156
Sicilia	20759	13680	22148	14620	23116	14344	24494	13914
Sardegna	9802	7408	10675	7235	10796	7963	11755	8439
Totale Italia	178382	123864	207243	132444	208411	129883	220454	138800

Fonte:elaborazioni ENEA su dati GRTN

5.4.3.2 Analisi delle prospettive del settore termoelettrico

Il settore Termoelettrico è stato oggetto del decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito nella legge 55/02, recante “Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico italiano”, che si propone di evitare il rischio di interruzioni di energia elettrica e di garantire la necessaria copertura del fabbisogno. La costruzione e l’esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, gli interventi di modifica o di ripotenziamento e le infrastrutture sono dichiarati opere di pubblica utilità e soggetti ad una autorizzazione unica rilasciata dal MAP. 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’esito positivo della VIA costituisce parte integrante e condizione necessaria del procedimento autorizzativo. L’istruttoria si conclude una volta acquisita la VIA, in ogni caso entro il termine di 180 giorni dalla data di presentazione della richiesta, comprensiva del progetto preliminare e dello studio di impatto ambientale.

La Conferenza Unificata del 5 settembre 2002 ha poi approvato un accordo tra Governo, Regioni ed Enti locali per l’esercizio dei compiti e delle funzioni di rispettiva competenza in materia di produzione elettrica.

Tra i criteri generali di valutazione dei progetti di costruzione e d’esercizio di centrali termoelettriche sono da sottolineare:

- la compatibilità con gli strumenti di pianificazione esistenti in ambito regionale e locale;
- il grado di innovazione tecnologica e l’utilizzo delle migliori tecnologie ai fini energetici ed ambientali;
- l’utilizzo di energia termica in cogenerazione e la diffusione del teleriscaldamento;
- il riutilizzo prioritario di siti industriali già esistenti anche nell’ambito di piani di riconversione;
- l’esistenza di centrali termoelettriche suscettibili di risanamento, ammodernamento e innovazione tecnologica.

Nel caso uno stesso territorio sia interessato da più progetti, le Regioni possono promuovere la valutazione comparativa degli stessi sulla base dei criteri su esposti.

Le richieste vengono esaminate singolarmente secondo l’ordine di priorità temporale di presentazione delle domande, specificando l’eventuale carattere di priorità attribuito sulla base dei criteri prima citati.

L’aumento di circa 72.000 GWh (tabella 5.20) nella richiesta di energia elettrica al 2010 (stimata in oltre 370.000 GWh), corrispondente ad una crescita della domanda del 2,5% m.a., crescita prevista nei due scenari elaborati precedentemente, può essere coperto per circa 22.000 GWh dal migliore rendimento (dal 40 al 57%) delle trasformazioni a ciclo combinato delle centrali del gruppo ENEL di oltre 15.000 MW (tabella 5.19) e per 50.000 GWh da nuovi impianti. La potenza complessiva delle nuove centrali da installare potrebbe essere pari a circa 10.000 MW.

Ulteriori 4-5.000 MW di nuove centrali potrebbero essere necessari per assicurare un margine nella potenza di riserva ed una maggiore sicurezza nelle richieste di potenza alla punta.

La copertura del fabbisogno di energia elettrica, con i necessari margini di sicurezza nella disponibilità di potenza potrebbe, dunque, essere assicurata con la costruzione di nuovi impianti a ciclo combinato per 25.000-30.000 MW, comprensivi delle trasformazioni previste dal gruppo ENEL.

Un tale rinnovo del parco termoelettrico permetterebbe di soddisfare in sicurezza la domanda elettrica al 2010, con una minore produzione di emissioni di CO₂ rispetto a quanto previsto a quella data nello scenario base di riferimento, pari a oltre 25.000 di tonnellate.

Potendo indirizzare l'offerta di nuovi impianti, il criterio del riequilibrio dei deficit regionali presenta elementi di razionalità fra cui il vantaggio di permettere una diminuzione delle perdite di linea.

Per il consolidamento e l'ulteriore miglioramento nel livello di emissioni di CO₂ nel settore della produzione elettrica, occorrerà realizzare un sensibile incremento nella produzione da fonte rinnovabile, auspicato in sede comunitaria, e promuovere con l'impiego di nuove forme incentivanti le soluzioni produttive che prevedono la cogenerazione di energia termica (di notevole interesse a questo riguardo la recente proposta di direttiva UE COM(2002)415 finale del 22/7/2002).

La compatibilità di centrali a carbone nel quadro di programmi di limitazione dei gas serra è condizionata all'adozione di cicli produttivi ad alto rendimento (50% ed oltre) che ne possano determinare "l'equipollenza ambientale" nei confronti delle esistenti centrali ad olio combustibile.

Tabella 5.19 - Scenari a breve-medio termine nella produzione termoelettrica regionale

REGIONI	Potenza efficiente lorda (MW)		Produzione energia lorda (GWh)		Ore funz. a potenza efficiente		Trasformazioni previste a ciclo combinato	Centrali termoelettriche già approvate (settembre 2003)*	Richieste L. 55/02 settembre 2003**
	2000	2001	2000	2001	2000	2001			
Piemonte	2399	2541	9830	9058	4098	3564	1 (1100 MW)	2 (+ 1020 MW)	8 (+ 5040 MW)
Valle d' Aosta	0	0	0	0	0	0			
Lombardia	8054	8095	30597	28315	3799	3498	3 (3600 MW)	5* (+ 2470 MW)	11 (+ 5270 MW)
Trentino Alto Adige	85	89	348	388	4118	4389			
Veneto	5374	5564	27895	26640	5191	4788		1 (+ 385 MW)	3 (+ 2330 MW)
Friuli Venezia Giulia	1452	1435	5488	5800	3781	4041	1 (800 MW)	1 (+ 800 MW)	1 (+ 400 MW)
Liguria	3633	3633	10261	13377	2824	3682	1 (800 MW)	1 *	3 (+ 2150 MW)
Emilia Romagna	3852	3878	12091	9984	3139	2575	3 (2550 MW)	4 (+ 1712 MW)	4 (+ 2163 MW)
Toscana	3187	3202	14572	15041	4573	4698	2 (1400 MW)	1 *	2 (+ 650 MW)
Umbria	564	564	1814	2167	3218	3844	1 (400 MW)		1 (+ 800 MW)
Marche	485	620	767	2058	1582	3319			
Lazio	8163	8165	31397	27692	3846	3392	1 (1200 MW)		11 (+ 5596 MW)
Abruzzo	482	482	2687	2816	5574	5842			4 (+ 1748 MW)
Molise	499	499	1037	1004	2079	2013		1 (+ 750 MW)	2 (+ 1150 MW)
Campania	1519	1513	2907	2866	1914	1894	1 (400 MW)	2 (+ 1180 MW)	7 (+ 4261 MW)
Puglia	5830	5670	25031	25834	4294	4556	1 (1200 MW)	3 (+ 1920 MW)	6 (+ 3912 MW)
Basilicata	249	249	1002	1095	4023	4398			2 (+ 1150 MW)
Calabria	1866	1893	6484	7850	3474	4147	1 (750 MW)	3 (+ 2400 MW)	5 (+ 2422 MW)
Sicilia	5214	5224	24495	24999	4698	4785	2 (1150 MW)		
Sardegna	3525	3485	11755	12395	3335	3557			
Italia	56430	56800	220455	219379	3907	3862	18 (15350 MW)	24 (+ 12637 MW)	70 (+ 39042 MW)

* nel numero delle centrali termoelettriche approvate sono comprese le trasformazioni a ciclo combinato di Tavazzano, Vado Ligure, Livorno

** comprese le trasformazioni di Monfalcone, Porto Tolle, Civitavecchia e Brindisi

Fonte: elaborazioni ENEA su dati GRTN, ENEL, MAP

Tabella 5.20 - Bilanci elettrici regionali con proiezioni al 2010 delle strutture produttive

Regione	Potenza efficiente lorda		Produzione elettrica lorda		Richiesta di energia elettrica		Produzione netta al consumo		Deficit-surplus		Tasso crescita*	Proiezione della richiesta	Deficit riferimento**	Potenza aggiuntiva riequilibrio***
	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001	annuo	2010	**	***
	MW		GWh		GWh		GWh	GWh	GWh	%	GWh	MW		
Piemonte	5532	5719	17664	17310	26400	26819	15240	14692	-11160	-12127	0,6	27984	-12744	1821
Valle D'Aosta	832	835	2841	3053	990	1033	2803	3011	1813	1978	2,2	1208	1803	-258
Lombardia	13690	13757	43730	43122	62297	63387	38598	37868	-23699	-25519	2,4	77248	-38650	5521
Trento/Bolzano	3093	3109	10738	11045	5501	5812	10489	10774	4988	4962	2,3	6766	4008	-573
Veneto	6451	6639	31882	30803	29308	29811	30391	29397	1083	-414	3,4	39273	-8882	1269
Friuli V.G.	1908	1894	7028	7430	9114	9486	6654	7069	-2461	-2417	3,8	12577	-5508	787
Liguria	3705	3706	10493	13043	6791	6901	9650	12741	2859	5840	1,4	7742	4999	-714
Emilia R.	4464	4490	13315	11386	24443	24980	12208	10382	-12235	-14598	3,6	33242	-21034	3005
Toscana	4084	4049	20007	20332	19879	20283	19017	19362	-862	-921	2,7	25246	-5884	841
Umbria	1074	1068	3417	3681	5719	5852	3240	3500	-2480	-2352	2,9	7378	-3878	554
Marche	701	834	1254	2503	7001	7235	1226	2463	-5775	-4772	3,6	9521	-7058	1008
Lazio	8585	8588	32507	28843	21403	21644	31126	27576	9723	5932	2,6	26968	4158	-594
Abruzzo	1495	1564	4341	4448	6323	6543	4131	4119	-2192	-2424	3,7	8663	-4531	647
Molise	580	610	1184	1222	1352	1417	1144	1172	-208	-245	3,6	1839	-667	95
Campania	3060	3067	5158	5254	16185	16505	2977	3215	-13208	-13290	1,3	18289	-15074	2153
Puglia	5947	5881	25237	26283	16878	17107	23511	24559	6633	7452	2,8	21604	2955	-422
Basilicata	374	414	1198	1324	2558	2668	1148	1268	-1410	-1400	3,8	3530	-2262	323
Calabria	2584	2611	7201	8665	5420	5473	6859	8238	1439	2765	0,7	5799	2439	-348
Sicilia	5944	5972	25300	25762	19633	20062	22933	23425	3300	3363	1,8	23167	258	-37
Sardegna	3983	3982	12133	12886	11317	11812	10820	11622	-497	-190	1,5	13015	-1393	199
ITALIA	78085	78789	276629	278995	298512	304830	254163	256453	-44349	-48377	2,5	371059	-106945	15278

* i tassi di crescita medi annui ipotizzati nelle proiezioni della richiesta di energia al 2010 sono le medie di quelli verificatesi negli ultimi 5 anni

** la proiezione del deficit al 2010 è calcolata con riferimento agli attuali livelli di produzione elettrica

*** la potenza di riequilibrio dei deficit regionali è quella che sulla base di 7000 h/anno di funzionamento è in grado di coprire i deficit al 2010; i valori negativi che si ottengono per le Regioni che rimarranno eccedentarie anche al 2010 sono stati calcolati per ottenere il corretto valore di potenza necessaria al riequilibrio del deficit nazionale

Fonte: elaborazioni ENEA su dati GRTN

5.4.4 La promozione dell'efficienza energetica

Relativamente ai programmi per gli usi efficienti, i decreti sull'efficienza energetica finalizzati alla emanazione dei "Titoli di Efficienza" costituiscono un impegno importante per le Regioni.

Il decreto MAP, di concerto con MATT, 24 aprile 2001 per i distributori di gas metano, (ex art. 16 decreto legislativo 164/2000) stabilisce gli obiettivi nazionali di risparmio energetico (RE) e sviluppo delle fonti rinnovabili (FER) che devono essere conseguiti, in prima applicazione, dalle imprese di distribuzione di gas naturale che forniscono non meno di 100.000 clienti finali.

Le Regioni e le Province Autonome determinano con provvedimenti di programmazione i rispettivi obiettivi e le relative modalità per il loro raggiungimento, nel cui rispetto operano le imprese di distribuzione.

L'AEEG, sentite le Regioni, fornisce le linee guida e le modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica, di valore pari alla riduzione dei consumi certificata, ed effettua anche a campione i controlli per accertare la realizzazione dei progetti.

L'AEEG e le Regioni si coordinano nelle rispettive verifiche attraverso accordi.

Gli obiettivi di risparmio fissati per le aziende che distribuiscono gas sono di 0,10 Mtep/anno nel 2002, 0,40 Mtep/anno nel 2003, 0,70 Mtep/anno nel 2004, 1 Mtep/anno nel 2005, 1,30 Mtep/anno nel 2006.

Almeno il 50% degli obiettivi deve essere realizzato con interventi nel sistema gas metano.

Il decreto per i distributori di energia elettrica (ex art. 9 decreto legislativo 79/1999), riproduce la struttura ed i contenuti del precedente per il gas metano, a parte una diversa individuazione e valorizzazione delle tipologie di intervento previste nei programmi di efficienza energetica.

Non sono ammissibili i progetti volti a migliorare l'efficienza energetica degli impianti di produzione elettrica. Gli obiettivi da conseguire crescono progressivamente da 0,2 Mtep del 2002 a 1,6 Mtep nel 2006. Almeno il 50% degli obiettivi deve essere realizzato con interventi sul sistema elettrico.

Sono interessate da questi 2 decreti, con il limite di 100.000 utenze, 21 società di distribuzione di gas metano e 9 società di distribuzione di energia elettrica.

I programmi che verranno avviati a fronte dei decreti sull'efficienza energetica per energia elettrica e gas sono una importante occasione di integrazione tra programmi nazionali e pianificazione regionale.

Viene quindi affidata alle società di distribuzione di energia elettrica e gas una rilevante percentuale delle azioni e dei programmi di RE e di utilizzo di FER previste dal Paese per rispettare gli impegni sottoscritti in seno all'Unione europea per la riduzione delle emissioni di gas serra al 2010 (riduzione del 6,5% rispetto ai livelli del 1990).

Analoga rilevanza risulteranno avere i programmi di risparmio energetico delle società distributrici sugli obiettivi dei corrispondenti Piani Energetici Regionali.

Risulta quindi evidente l'importanza per entrambi i soggetti (Regioni e Aziende distributrici) di realizzare un'intesa, un accordo di programma o quantomeno di verificare la convergenza delle rispettive azioni agli obiettivi comuni.

L'operatività dei decreti è dunque condizionata alla capacità delle aziende di coordinarsi alle programmazioni regionali in campo energetico.

Le Regioni hanno quindi il compito rilevante di integrare nei loro Piani Energetici gli obiettivi di efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili in carico alle aziende distributrici, concordando le rispettive quote regionali ed individuando le opportune sinergie in termini di programmi di intervento e risorse dedicate.

Nella tabella 5.21 è stata operata una ripartizione regionale degli obiettivi dei due decreti, quantificati in tep ed anche in emissioni di CO₂ evitate. È ipotizzata una ripartizione degli obiettivi in proporzione ad energia elettrica e gas territorialmente distribuiti.

Come detto, gli interventi di carattere nazionale che si realizzeranno in attuazione dei decreti di efficienza energetica su gas ed energia elettrica potrebbero contribuire al pieno raggiungimento dell'obiettivo CIPE per il settore nel corso di due quinquenni di attuazione.

Tabella 5.21 - Stima degli effetti attesi a livello regionale dall'attuazione dei decreti efficienza energetica

REGIONI	Consumi finali anno 2000 (ktep)			Obiettivi efficienza energetica			
	Totali *	Energia elettrica**	Gas metano **	Distributori energia elettrica ktep	Distributori gas 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	1832
Trentino Alto A.	1.525	311	409	30	19	49	134
Veneto	8.292	1.611	3.133	155	149	304	825
Friuli Venezia G.	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	1600	1300	2900	7878

* esclusi i consumi finali nel settore trasporti

** esclusi i consumi del settore trasporti e delle industrie "energy intensive"

Fonte: elaborazioni ENEA

Sulle Linee Guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica, predisposte dall'AEEG, le Regioni hanno rilevato:

- che la materia dell'efficienza e del risparmio energetico è competenza legislativa concorrente regionale e gli stessi decreti ministeriali 24/04/01 riconoscono la competenza programmatoria regionale nella determinazione e conseguimento degli obiettivi di uso razionale dell'energia;
- la necessità di costituire nel campo del conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico e uso razionale dell'energia, e in particolare nel nascente sistema dei titoli di efficienza energetica, un quadro di rapporti fra i provvedimenti esecutivi dell'AEEG e gli atti di normazione e programmazione regionali;
- la necessità di dar luogo a strumenti stabili di concertazione tra Regioni ed AEEG, in ragione del principio di leale collaborazione, al fine di raccordare le funzioni e i compiti di competenza regionale e dell'AEEG;
- l'importanza del coinvolgimento delle Regioni nella gestione del sistema nazionale dei titoli di efficienza energetica e un coordinamento fra tale sistema e le competenze che le Regioni devono esercitare nello stesso campo;

- la necessità di una concertata attuazione dei decreti in oggetto.

Le Regioni hanno ribadito inoltre che il disegno generale dell'iniziativa debba dare risposta positiva alle questioni già poste e precisamente a:

1. la diffusione territoriale degli interventi, garantendo una ricaduta minima per tutte le Regioni in termini di investimenti per l'efficienza energetica realizzati;
2. la definizione delle modalità di copertura economica degli interventi, anche al fine di non generare inopportune competizioni territoriali e sprechi di risorse;
3. il riconoscimento dei compiti di programmazione energetica delle Regioni nel contesto operativo della materia in oggetto;
4. l'esercizio del ruolo delle Regioni nel contesto attuativo in oggetto.

5.4.5 Il settore trasporti

I trasporti costituiscono un settore chiave nei programmi di contenimento delle emissioni con caratteristiche di criticità dovute al sostenuto ritmo di crescita del traffico, soprattutto stradale. I problemi relativi al trasporto passeggeri sono enfatizzati dalla crescita del traffico urbano.

Nella tabella 5.22 riportiamo alcuni dati sulla consistenza del parco circolante nelle regioni nel 1990 e nel 2000. Nel corso del periodo in questione si è avuto un aumento complessivo di veicoli di circa 5.5 milioni di unità quasi interamente dovuto all'aumento delle autovetture a benzina e gasolio, il cui numero è cresciuto in tutte le Regioni. Va anche notato che i maggiori incrementi del circolante sono registrati nelle Regioni meridionali, dove peraltro il rapporto tra popolazione e veicoli è, ancora nel 2000, più alto rispetto alla media nazionale e in particolare rispetto alle regioni del Nord, sia per quanto riguarda i veicoli in generale che per le autovetture (fonte ACI).

Tabella 5.22 - Composizione del parco veicolare. Anni 1990 e 2000

	Numero autovetture al 1990					Numero autovetture al 2000				
	Benzina	Gasolio	Altre Alimen.	Bus	Autocarri	Benzina	Gasolio	Altre Alimen.	Bus	Autocarri
Piemonte	2.107.474	279.633	77.600	5.855	240.247	2.188.121	371.991	75.023	5.681	52.071* 231.934**
Valle d'Aosta	74.521	3.093	324	321	9.639	97.771	29.686	550	339	13.615 15.286
Lombardia	4.078.386	604.363	153.558	9.689	432.565	4.460.011	710.181	115.529	10.118	50.917 431.835
Trentino A.A.	368.725	49.858	10.303	1.442	48.299	401.386	88.618	8.636	1.855	4.383 46.626
Veneto	1.775.522	246.310	194.999	6.273	218.880	2.049.935	382.791	175.177	6.932	14.739 240.130
Friuli V. G.	568.433	44.571	21.799	1.626	49.981	637.279	50.891	12.535	1.657	7.584 47.662
Liguria	724.324	80.933	13.582	2.593	63.801	716.648	88.494	16.133	2.568	11.352 57.464
Emilia-R.	1.745.398	235.742	266.403	5.380	236.032	1.871.619	329.620	24+6.019	6.118	24.430 228.149
Toscana	1.707.609	204.085	81.549	5.076	176.763	1.787.571	243.064	97.569	5.295	29.463 175.390
Umbria	345.514	58.077	38.743	1.492	39.752	391.578	89.904	47.133	1.776	3.521 42.404
Marche	576.928	81.009	97.231	2.475	76.937	639.542	131.613	109.183	2.708	6.526 83.633
Lazio	2.303.382	415.789	86.849	9.707	194.106	2.714.634	498.233	125.648	10.118	32.683 202.855
Abruzzo	446.163	80.122	39.849	2.711	57.347	527.167	121.146	57.935	2.895	4.924 65.466
Molise	95.254	23.541	4.337	767	14.721	112.041	36.252	10.406	845	1.245 17.667
Campania	1.504.183	347.995	107.480	6.538	145.568	2.263.172	544.696	188.225	8.830	27.239 194.674
Puglia	1.062.858	267.475	67.724	4.623	118.425	1.466.668	343.963	144.391	4.982	13.251 141.330
Basilicata	164.258	47.683	3.528	1.291	23.325	205.240	68.882	9.973	1.524	1.507 28.109
Calabria	566.773	136.436	5.106	2.572	62.070	750.545	197.527	28.475	3.737	7.497 86.294
Sicilia	1.713.986	304.167	33.743	5.057	151.715	2.211.976	365.187	92.630	6.611	21.871 200.349
Sardegna	572.163	89.499	8.886	2.243	57.599	708.100	107.805	24.010	2.836	6.600 70.796
ITALIA	22.501.854	3.600.381	1.313.593	77.731	2.416.772	26.201.004	4.800.544	1.585.180	87.425	2.608.053 335.418
*Benzina **Gasolio										

Fonte ACI

La composizione del parco circolante vede una netta prevalenza delle autovetture a benzina in tutte le Regioni italiane. La maggiore penetrazione delle vetture a gasolio si ha nelle regioni meridionali. Il ruolo delle altre alimentazioni è limitato al 5% sul totale del Paese, con marcate differenze regionali.

Nel settore dei trasporti la modalità stradale è responsabile della produzione di CO₂ per circa il 90%; il resto (10%) va diviso tra la modalità ferroviaria, navale e aerea. In linea con gli impegni assunti a Kyoto e confermati recentemente in sede europea, l'obiettivo per il settore entro il periodo 2008-2012 corrisponde ad una riduzione tra 18 e 21 milioni di tonnellate.

Nella Seconda Comunicazione Nazionale sui Cambiamenti Climatici, tra gli interventi più significativi sono previsti la sostituzione di 12 milioni di auto circolanti con veicoli a basso consumo ed il trasferimento del trasporto di almeno 25 milioni di tonnellate di merci dalla strada alla ferrovia ed al cabotaggio.

Nella tabella 5.23 vengono riportati gli interventi possibili al 2010 e le riduzioni attese espresse in milioni di tonnellate di CO₂.

Tabella 5.23 - Opzioni per ulteriori misure nazionali di riduzione (MtCO₂eq/anno)

<ul style="list-style-type: none"> • Misure tecnologiche 	
Sostituzione auto circolanti con auto a bassi consumi e emissioni (120 gCO ₂ /km) con risparmi tra 1,5÷2,5 Mtep;	3,5÷6
Miglioramento efficienza energetica dei veicoli da trasporto pesante con risparmio tra 0,1÷0,3 Mtep;	0,3÷0,8
Miscelazione del gasolio per autotrazione con biodisel fino al 5%;	4
Revisione metodo calcolo tassa proprietà veicoli e correlazione con revisioni periodiche.	1,3
<ul style="list-style-type: none"> • Misure infrastrutturali 	
Riorganizzazione traffico urbano;	
Promozione reti ferroviarie regionali e connessioni con parcheggi scambiatori;	0,8
Piani urbani della mobilità (PUM);	0,6
Soluzioni telematiche per i trasporti.	1,5÷3
	0,5
<ul style="list-style-type: none"> • Ricerca e sviluppo 	
Progetto pilota per l'impiego di sistemi di propulsione a idrogeno e a celle combustibile, per la produzione di energia, per le motrici ferroviarie e per i motori auto;	0,1÷0,3
Sviluppo e impiego sperimentale di materiali che consentano la riduzione della massa dei veicoli e dei convogli ferroviari;	
Realizzazione e diffusione di propulsori ottimizzati monofuel metano e monofuel GPL ad iniezione diretta.	0,2÷0,6
	0,5÷1,2

Fonte: CIPE 123/02

Nella tabella 5.24 sono riportate le emissioni per Regione, nell'anno 2000, relative alle diverse fonti energetiche utilizzate nel trasporto su strada. Le Regioni che contribuiscono maggiormente alle emissioni del settore sono quelle del Nord, circostanza che riflette il più elevato rapporto tra veicoli e popolazione.

Tabella 5.24 - Prospetto delle emissioni regionali di CO₂ dal settore trasporti nel 2000

REGIONI	BENZINE SENZA PB		BENZINE CON PB		GASOLIO		GPL		GAS		TOTALE					
	ktep	ktCO ₂	%	ktep	ktCO ₂	%	ktep	ktCO ₂	%	ktep		ktCO ₂	%			
Piemonte	1052	3050	34,8	307	890	10,2	1460	4525	51,7	107	282	3,2	5	12	0,1	8759
Valle d' Aosta	52	150	32,5	19	56	12,2	82	254	55,3	0	0	0,0		0	0,0	460
Lombardia	2258	6547	35,3	651	1888	10,2	3043	9434	50,9	237	627	3,4	18	42	0,2	18539
Trentino Alto Adige	261	756	28,3	69	200	7,5	538	1666	62,5	12	33	1,2	5	12	0,4	2667
Veneto	1093	3169	30,7	415	1203	11,7	1751	5427	52,6	156	412	4,0	47	110	1,1	10322
Friuli Venezia Giulia	356	1034	43,0	130	377	15,7	304	942	39,1	18	49	2,0	2	5	0,2	2406
Liguria	396	1147	35,2	130	377	11,6	541	1677	51,5	16	43	1,3	6	14	0,4	3258
Emilia Romagna	1094	3174	28,8	345	1000	9,1	1829	5669	51,5	361	953	8,7	94	221	2,0	11018
Toscana	1037	3006	38,7	311	902	11,6	1131	3507	45,1	107	282	3,6	34	80	1,0	7776
Umbria	189	547	24,5	83	241	10,8	407	1262	56,5	56	147	6,6	15	35	1,6	2232
Marche	328	951	27,3	129	373	10,7	587	1820	52,2	82	217	6,2	54	127	3,6	3488
Lazio	1349	3913	33,8	517	1499	12,9	1602	4965	42,9	454	1200	10,4	3	7	0,1	11584
Abruzzo	267	774	26,9	118	342	11,9	494	1531	53,2	82	217	7,5	7	16	0,6	2881
Molise	43	126	22,2	24	69	12,2	108	336	59,2	13	34	6,0	1	2	0,4	568
Campania	784	2272	26,6	447	1295	15,1	1401	4344	50,8	242	640	7,5	2	5	0,1	8557
Puglia	624	1808	25,7	339	984	14,0	1160	3596	51,0	222	585	8,3	30	71	1,0	7044
Basilicata	80	232	24,2	48	139	14,5	172	532	55,7	20	53	5,5			0,0	956
Calabria	305	885	30,7	166	482	16,7	439	1362	47,3	58	152	5,3			0,0	2881
Sicilia	828	2400	32,5	435	1260	17,1	1077	3338	45,2	145	383	5,2			0,0	7382
Sardegna	361	1046	33,5	147	428	13,7	489	1517	48,6	51	134	4,3			0,0	3124
ITALIA	12754	36988	31,9	4829	14005	12,1	18615	57706	49,8	2441	6444	5,6	323	759	0,7	115902

Fonte: elaborazioni ENEA

L'aumento del parco auto circolante (dal 1990 al 2000) sommato all'aumento della percorrenza media annua (da 9.500 km nel 1990 a 11.500 nel 2000 per mezzi a benzina e da 20.700 km nel 1990 a 22.000 km nel 1998 per mezzi a gasolio) e al minor numero di passeggeri per autovettura (4,77 nel 1971, 1,74 nel 2000) hanno in qualche modo annullato gli effetti dei miglioramenti tecnologici dei veicoli: in altre parole, pur a fronte di un miglioramento dei motori ed una conseguente riduzione delle emissioni unitarie per veicolo, l'aumento significativo del consumo di benzina e gasolio nel trasporto di merci e passeggeri produce un aumento complessivo di emissioni di CO₂.

Le indicazioni riportate nella Seconda Comunicazione e nel Libro Bianco della Commissione europea indicano che gli effetti più significativi nella riduzione delle emissioni sono legati all'introduzione delle auto a basso consumo, alla promozione dei carburanti a minori emissioni, allo spostamento delle merci da strada a ferrovia ed all'introduzione dei piani urbani del traffico con la messa in campo di quelle che nel Libro Bianco vengono indicate come "le buone pratiche".

Le auto equivalenti sono state calcolate utilizzando i seguenti coefficienti di conversione dati dal rapporto tra il consumo unitario di questi veicoli e quello dell'auto secondo lo schema della tabella 5.25.

Tabella 5.25 - Coefficienti di conversione in auto equivalenti

	Veicoli a benzina	Veicoli a gasolio
Coefficiente di conversione degli autocarri in auto equivalenti	1,87	3,5
Coefficiente di conversione dei motoveicoli in auto equivalenti	0,23	--
Coefficiente di conversione degli autobus in auto equivalenti	2,07	8,03
Coefficiente di conversione dei motocarri in auto equivalenti	0,23	--

Fonte: ENEA

Le marcate differenze tra le emissioni specifiche sono la conseguenza di numerosi fattori: dalla struttura del parco veicolare regionale alla percorrenza media delle diverse categorie di veicoli. Con l'esclusione della Valle d'Aosta, comunque, si è realizzato nel periodo considerato un aumento delle emissioni specifiche dai veicoli a benzina ed al contempo un aumento ancora più considerevole delle emissioni specifiche delle auto a gasolio.

La tabella 5.26 riporta un confronto tra le emissioni di CO₂ per auto equivalenti riferite agli anni 1990 e 2000.

Tabella 5.26 - Emissioni di CO₂ per auto equivalente, per Regione. Anni 1990 e 2000

REGIONI	ANNO 1990						ANNO 2000					
	Auto equivalenti		Emissioni totali (kt)		Emissioni specifiche (t/auto)		Auto equivalenti		Emissioni totali (kt)		Emissioni specifiche (t/auto)	
	Benzina	Gasolio	Benzina	Gasolio	Benzina	Gasolio	Benzina	Gasolio	Benzina	Gasolio	Benzina	Gasolio
Piemonte	2242320	1011923	3281	3531	1,46	3,49	2362274	1354147	3940	4525	1,67	3,34
Valle d'Aosta	83665	29135	208	248	2,49	8,51	114314	131646	206	254	1,80	1,93
Lombardia	4340769	1918718	6445	8404	1,48	4,38	4715327	2498248	8436	9434	1,79	3,78
Trentino-Alto Adige	394209	205300	777	1153	1,97	5,62	426074	291729	956	1666	2,24	5,71
Veneto	1885626	938882	3433	3990	1,82	4,25	2147481	1398421	4373	5427	2,04	3,88
Friuli Venezia Giulia	602247	194717	895	834	1,49	4,28	672488	261761	1411	942	2,10	3,60
Liguria	786733	280592	1344	1531	1,71	5,46	793368	349086	1524	1677	1,92	4,80
Emilia-Romagna	1874431	948298	3403	4402	1,82	4,64	1996281	1305649	4174	5669	2,09	4,34
Toscana	1846038	734312	3435	2871	1,86	3,91	1914432	1018218	3908	3507	2,04	3,44
Umbria	366713	189872	668	834	1,82	4,39	413404	277053	788	1262	1,91	4,56
Marche	621093	319688	997	1488	1,61	4,65	682101	489173	1324	1820	1,94	3,72
Lazio	2412139	1049419	4486	5208	1,86	4,96	2856852	1407760	5412	4965	1,89	3,53
Abruzzo	471982	271779	882	1094	1,87	4,03	555896	398583	1116	1531	2,01	3,84
Molise	100757	74411	158	369	1,57	4,96	117845	113243	195	336	1,65	2,97
Campania	1596405	817114	2625	3751	1,64	4,59	2411539	1360224	3568	4344	1,48	3,19
Puglia	1126541	655970	1919	3209	1,70	4,89	1515921	926429	2793	3596	1,84	3,88
Basilicata	171697	128842	286	512	1,67	3,97	214171	188483	371	532	1,73	2,82
Calabria	600213	341121	1027	1342	1,71	3,93	790434	555266	1367	1362	1,73	2,45
Sicilia	1805630	794245	2553	3019	1,41	3,80	2336595	1194179	3661	3338	1,57	2,80
Sardegna	599309	280466	1119	1051	1,87	3,75	740897	403509	1473	1517	1,99	3,76
ITALIA	23.928.517	11.184.804	39.941	48.841	1,67	4,62	27.777.651	15.912.831	50993	57706	1,87	3,62

Fonte: elaborazioni ENEA su dati ACI

5.5 FONTI RINNOVABILI

Tutte le Regioni italiane hanno attivato i loro programmi nel campo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) sia mediante l'utilizzo di Fondi Strutturali che attraverso l'attuazione di decreti ministeriali, nonché con proprie iniziative regionali e locali.

Gli indirizzi regionali in merito alle FER sono, in molti casi, inseriti in Leggi e Delibere regionali e nei Piani Energetici Regionali, dove sono fatte valutazioni delle potenzialità, degli investimenti necessari, dell'apporto all'offerta locale, degli impatti e dei benefici ambientali.

Per l'esame di dettaglio degli interventi messi in atto dalle singole Regioni nel settore delle FER si rimanda al volume "Le fonti rinnovabili" allegato a questo Rapporto.

5.5.1 Linee di incentivazione: Fondi Strutturali

I Fondi Strutturali contribuiscono a realizzare l'obiettivo della coesione economica e sociale dell'Unione europea. Le loro risorse sono utilizzate per ridurre il divario tra le Regioni dell'Unione e promuovere le pari opportunità professionali dei diversi gruppi sociali. L'azione dei Fondi Strutturali si concentra principalmente su una serie di obiettivi prioritari.

Il documento generale che definisce le linee strategiche per la programmazione dei Fondi Strutturali è il Quadro Comunitario di Sostegno (QCS), che contiene un'analisi della situazione di partenza, la strategia di interventi per l'azione congiunta dell'Unione europea e dello Stato, gli assi prioritari di intervento, i loro obiettivi specifici, la valutazione dell'impatto atteso, la dotazione finanziaria, l'identificazione dei Programmi Operativi e le condizioni di realizzazione.

I Fondi Strutturali sono quattro: FESR (Fondo Europeo di Sviluppo Regionale), FSE (Fondo Sociale Europeo), FEOAG (Fondo Europeo Agricolo di Orientamento e Garanzia) e SFOP (Strumento Finanziario di Orientamento della Pesca).

5.5.1.1 Obiettivi

Per il periodo di programmazione 2000-2006, la normativa dei Fondi Strutturali, approvata dal Consiglio il 21 giugno 1999, concentra le azioni strutturali su tre obiettivi prioritari.

L'Obiettivo 1 è teso a promuovere, rilanciare e adeguare lo sviluppo strutturale delle Regioni in ritardo, in cui il Prodotto interno lordo (Pil) è inferiore al 75% della media dell'Unione europea.

I due terzi delle azioni dei Fondi Strutturali sono utilizzate in applicazione dell'obiettivo 1. Circa il 20% della popolazione totale dell'Unione europea è interessata dalle misure adottate nel quadro di tale obiettivo (Fondi interessati: FESR, FSE, FEOAG e SFOP).

Le Regioni italiane coinvolte sono: Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna e in regime transitorio il Molise.

L'Obiettivo 2 è finalizzato a favorire la riconversione economica e sociale delle zone con difficoltà strutturali diverse da quelle ammissibili dall'Obiettivo 1. Esso riguarda le zone in fase di mutazione economica, le zone rurali in declino, le zone dipendenti dalla pesca che si trovano in una situazione di crisi e quartieri urbani in difficoltà. In tale obiettivo rientra circa il 18% della popolazione dell'Unione europea (Fondi interessati: FESR e FSE). In Italia i Comuni interessati sono situati nelle Regioni del Centro-Nord.

L'Obiettivo 3 è finalizzato a favorire l'adeguamento e l'ammodernamento delle politiche e dei sistemi nazionali di istruzione, formazione e occupazione. Esso si inquadra nella strategia europea per l'occupazione e funge da quadro di riferimento per tutte le azioni a favore delle risorse umane (Fondo interessato: FSE). L'Obiettivo 3 si applica all'intero territorio europeo ad eccezione delle zone comprese nell'Obiettivo 1.

5.5.1.2 Risorse finanziarie

Per quanto riguarda gli interventi dell'Obiettivo 1, le risorse comunitarie per il periodo di programmazione 2000-2006 ammontano a 21.935 milioni di euro, di cui 187 milioni di euro destinati al Programma Operativo Regionale della Regione Molise.

Il cofinanziamento pubblico nazionale è stabilito in via indicativa in 18.274 milioni di euro, di cui 14.285 milioni a valere sulle risorse dello Stato e 3.929 milioni a carico dei bilanci regionali, con una percentuale di partecipazione stimata in quote del 70% e del 30%, rispettivamente. Viene proposto di massimizzare il coinvolgimento del settore privato nel finanziamento e nella gestione degli interventi, in particolare nei progetti infrastrutturali. Allo scopo è prevista una partecipazione indicativa del capitale privato per 10.914 milioni di euro. Le risorse comunitarie, nazionali e private ammontano, pertanto, a 50.826 milioni di euro (oltre 98 mila miliardi di lire).

Per quanto riguarda gli interventi dell'Obiettivo 2, le risorse comunitarie per il periodo di programmazione 2000-2006 ammontano a 2.522 milioni di euro, di cui 377 milioni destinati al sostegno transitorio. Il cofinanziamento pubblico nazionale è stabilito in via indicativa in 2.522 milioni di euro, con una percentuale di partecipazione, stimata in quote del 70% e del 30%, rispettivamente dello Stato e delle Regioni.

Per l'Obiettivo 3 le risorse comunitarie ammontano a 3.887 milioni di euro, mentre quelle regionali e statali ammontano complessivamente a 4.750 milioni di euro.

5.5.1.3 Programmi operativi

Nell'individuazione dei programmi operativi attuativi della strategia di sviluppo e nella conseguente attribuzione di compiti e di funzioni tra i diversi livelli dell'amministrazione, alle Regioni è stato assegnato un ruolo centrale, anche con riferimento alle linee di intervento per la cui formulazione e attuazione vengono mantenuti rilevanti poteri alle Amministrazioni centrali.

La scelta di centralità del territorio e, conseguentemente, di modalità di intervento regionalizzate, da un lato è confortata dal complessivo disegno normativo in direzione del decentramento, dall'altro valorizza l'esercizio del ruolo di indirizzo e di coordinamento attribuito alle Amministrazioni centrali in tutte le fasi del ciclo di programmazione: programmazione, gestione e attuazione, monitoraggio e valutazione.

Gli interventi previsti per l'Obiettivo 1 sono contenuti nei 7 Programmi Operativi Regionali (POR) e nei relativi Complementi di Programmazione (contengono informazioni dettagliate utili ai fini dell'attuazione dei programmi operativi).

Per l'Obiettivo 1, oltre ai POR, le linee di intervento settoriali a valenza nazionale da attuare attraverso 7 Programmi Operativi Nazionali (PON) e relativi Complementi di Programmazione sono: "Sicurezza per lo sviluppo del Mezzogiorno"; "Ricerca Scientifica, Sviluppo Tecnologico, Alta formazione"; "Trasporti"; "La Scuola per lo Sviluppo"; "Pesca"; "Sviluppo imprenditoriale locale"; "Assistenza Tecnica e Azioni di sistema". Questi ultimi programmi, redatti dai Ministeri interessati, sono formulati ed attuati nel rispetto del principio di partenariato con le Regioni.

Per quanto riguarda l'Obiettivo 2 le Regioni interessate, che sono tutte quelle che non rientrano nell'Obiettivo 1, redigono un Documento Unico di Programmazione, detto DOCUP, con i relativi Complementi di Programmazione.

I documenti di programmazione dell'Obiettivo 3 sono, come per l'Obiettivo 1, i POR e i Complementi di Programmazione e sono redatti, come per l'Obiettivo 2, da tutte le Regioni che non rientrano nell'Obiettivo 1. Esistono inoltre interventi a valenza nazionale inseriti in un Programma Nazionale (PON) redatto dal Ministero del Lavoro e della Previdenza Sociale.

I Fondi Strutturali, oltre alle azioni previste nell'ambito del raggiungimento dei tre Obiettivi prioritari, finanziano, tramite i Programmi di Iniziativa Comunitaria (PIC), i seguenti settori:

- a) cooperazione transfrontaliera, transnazionale interregionale volta a incentivare uno sviluppo armonioso, equilibrato e durevole dell'insieme dello spazio comunitario (INTERREG);
- b) rivitalizzazione economica e sociale delle città e delle zone adiacenti in crisi, per promuovere uno sviluppo urbano sostenibile (URBAN);
- c) sviluppo rurale (LEADER);
- d) cooperazione transnazionale per promuovere nuove forme di lotta alle discriminazioni e alle disuguaglianze di ogni tipo in relazione al mercato del lavoro (EQUAL).

5.5.1.4 Interventi in campo energetico previsti dal Programma Operativo Nazionale Assistenza Tecnica e Azioni di Sistema (PON ATAS)

La misura 1.2 del PON ATAS prevede azioni di assistenza tecnica e supporto operativo per l'organizzazione e la realizzazione delle attività di indirizzo, di coordinamento e orientamento delle Amministrazioni centrali non titolari di PON, ma con competenze "trasversali", di attuazione e/o di coordinamento/indirizzo.

La misura viene attuata sulla base di Progetti Operativi (PO), presentati all'Autorità di gestione del presente PON dalle Amministrazioni centrali trasversali. Tali Progetti Operativi, contengono e rendono coerenti tra loro strumenti e servizi funzionali alle finalità della misura (servizi di assistenza tecnica, attività consulenziali, risorse umane specializzate, strumenti metodologici, studi specifici, forniture informatiche, ecc.).

Uno dei Progetti Operativi proposto dal MAP ha il seguente titolo: "Interventi di supporto per il potenziamento delle attività di coordinamento, indirizzo, assistenza tecnica alle Regioni nel settore dell'energia".

Tale Progetto Operativo prevede tre Azioni i cui soggetti attuatori sono l'ENEA per l'Azione 1, l'IPI (Istituto per la Promozione Industriale) per l'Azione 2 e il MAP per l'Azione 3.

Azione 1 - Sostegno alla progettazione e realizzazione dei Piani Energetici Regionali

Linea A: Assistenza tecnica e attività di indirizzo alle Regioni per la loro attività di programmazione territoriale nel settore dell'energia.

Linea B: Trasferimento alle Regioni di una metodologia per l'implementazione di un sistema informativo energetico-ambientale a scala locale attraverso la costituzione di un apposito tavolo concertativo.

Linea C: Attività di consulenza alle Regioni in merito all'attuazione di misure per la produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione dell'intensità energetica nei settori di uso finali dell'energia, nonché per la realizzazione di una banca dati, articolata per sportelli regionali, sulle tecniche e tecnologie più avanzate.

Azione 2 - Supporto per l'attuazione delle misure nel settore energia contenute nei POR

Linea D: Assicurare supporto alla pubblica amministrazione locale per l'utilizzo di tecniche di finanziamento per interventi energetici anche attraverso l'individuazione di misure compensative per Regioni e aree periferiche penalizzate nell'approvvigionamento energetico.

Linea E: Azioni di sistema volte ad assicurare la verifica, il monitoraggio, la coerenza degli interventi realizzati nel settore dell'energia.

Linea F: Assistenza tecnica ed attività di indirizzo alle Regioni per la realizzazione di interventi territoriali nel settore dell'energia attraverso azioni di affiancamento nella definizione di accordi e convenzioni con enti e soggetti produttori di energia.

Azione 3 - Istituzione della segreteria tecnica

In conformità a quanto previsto dalla delibera CIPE n. 156 del 21 dicembre 2000 su “Finalizzazione risorse assistenza tecnica” o dal paragrafo 6.4.3 del Quadro Comunitario di Sostegno (QCS) 2000-2006 è prevista l’istituzione presso il MAP-DGERM di una apposita segreteria tecnica con il fine di assicurare un’efficiente gestione degli interventi cofinanziati dai Fondi Strutturali dell’obiettivo 1 e di incentivare la produttività del relativo personale.

La segreteria tecnica potrà avvalersi dell’assistenza tecnica da parte dei soggetti attuatori ENEA e IPI.

Piano finanziario

REGIONE	COSTO TOTALE (Milioni di euro)	RISORSE STATALI (Milioni di euro)	RISORSE COMUNITARIE (Milioni di euro)	SOGGETTI ATTUATORI (Milioni di Euro)	TASSO PARTECIPAZIONE FONDO STRUTTURALE
AZIONE 1	2,79	0,70	2,09	0,21	75%
AZIONE 2	2,79	0,70	2,09	0,21	75%
AZIONE 3	0,42	0,1	0,31	0,03	75%
TOTALE	6,00	1,50	4,50	0,45	75%

5.5.1.5 Interventi in campo energetico previsti dai POR dell’Obiettivo 1

Basilicata

La misura 1.6 del POR mira al potenziamento ed alla riqualificazione dell’offerta energetica regionale, al contenimento dei consumi regionali di energia ed al miglioramento dell’efficienza delle reti di distribuzione dell’energia elettrica a servizio degli insediamenti produttivi.

La misura si articola in tre azioni:

- Azione A (Efficienza energetica): promuove il miglioramento dell’efficienza energetica regionale mediante il sostegno ad interventi di risparmio energetico sul patrimonio edilizio pubblico, privato e produttivo, la realizzazione di impianti di produzione di energia a partire dalle fonti rinnovabili e la promozione del suo utilizzo nel campo pubblico, civile e produttivo;
- Azione B (Efficienza delle reti elettriche): intende elevare il grado di affidabilità delle reti di distribuzione dell’energia elettrica a servizio del sistema produttivo regionale mediante il finanziamento di interventi di stabilizzazione e di potenziamento delle reti esistenti;
- Azione C (Attività di supporto): promuove, attraverso lo svolgimento di mirate campagne informative e divulgative, la produzione di materiale illustrativo e multimediale e l’educazione sia delle utenze civili che di quelle produttive in materia di risparmio energetico e di impiego di fonti energetiche alternative e rinnovabili.

Destinatari finali sono: per l’Azione A gli Enti pubblici e privati, nonché il sistema produttivo; per l’Azione B il sistema produttivo regionale; per l’Azione C le utenze civili e produttive.

È prevista inoltre, nell'ambito della misura 1.3 del POR dal titolo: "Rifiuti ed Inquinamento", la realizzazione di impianti per il trattamento dei rifiuti al fine di ottenere combustibile destinato alla produzione di energia, anche attraverso il coinvolgimento di operatori e capitali privati di impianti.

Un bando relativo alla misura 1.6 del POR è stato pubblicato il 6/5/2002 sul BUR della Regione; esso disciplina le modalità e le procedure per la concessione ed erogazione di contributi in conto capitale per gli interventi di contenimento dei consumi energetici e per la produzione di energia da fonti rinnovabili nell'edilizia previsti dall'art. 8 della legge n. 10/91. Le risorse finanziarie assegnate pari a euro 5.000.000 sono, relativamente ai soggetti beneficiari pubblici e privati, così ripartite: euro 3.000.000 per le istanze presentate dai soggetti pubblici; euro 2.000.000 per le istanze presentate dai soggetti privati.

Calabria

La misura 1.11 del POR promuove una serie di interventi volti a completare, qualificare e rendere più consono alle compatibilità ambientali il sistema di produzione, trasmissione e utilizzo dell'energia in Calabria. La misura si articola in tre Azioni:

- Azione 1.11.a (Produzione di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico): comprende una serie integrata di interventi per la riduzione delle emissioni di gas serra, che abbracciano la produzione da fonti rinnovabili, il risparmio energetico ed altri investimenti comunque finalizzati a questo obiettivo;
- Azione 1.11.b (Miglioramento della qualità del servizio elettrico): è finalizzata alla realizzazione di interventi per il miglioramento dell'affidabilità e della capacità dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica a sostegno del sistema produttivo nelle zone attualmente carenti e svantaggiate;
- Azione 1.11.c (Miglioramento e completamento della rete di adduzione del metano): sostiene il completamento della rete primaria di adduzione del gas metano nella Regione attraverso la realizzazione di alcune tratte di adduttori mancanti.

Destinatari finali sono: popolazione civile; sistema produttivo; Enti pubblici e privati; imprese o altri soggetti che svolgono o intendono svolgere attività di interesse energetico; piccole e medie imprese industriali, di servizi e artigiane; consorzi e società consortili; società consortili a capitale misto pubblico privato.

Nell'ambito della misura 1.7 (Sistema di gestione integrata dei rifiuti), il piano di gestione dei rifiuti prevede, a valle del processo di riutilizzo e riciclo, l'incenerimento con recupero energetico di una frazione dei rifiuti.

I bandi relativi all'azione 1.11a sono stati emessi a cura delle Province. Gli importi relativi al costo totale degli interventi sono: Cosenza 6,2 milioni di euro, Catanzaro 1,8 milioni di euro, Crotone 0,96 milioni di euro, Vibo Valentia 2,1 milioni di euro, Reggio Calabria 5,7 milioni di euro.

Campania

La misura 1.12 del POR, dal titolo "Sostegno alla realizzazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili e al miglioramento dell'affidabilità della distribuzione di energia elettrica a servizio delle aree produttive", si propone di accrescere la quota del fabbisogno energetico regionale soddisfatta da energia prodotta da fonti rinnovabili, promuovere lo sviluppo del comparto energetico regionale e migliorare l'affidabilità della distribuzione di energia elettrica a fini produttivi.

La misura si articola in due azioni:

- Azione A: prevede un regime di sostegno per la realizzazione e/o dell'ampliamento di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolica, solare-fotovoltaica, geotermica; biomassa; idroelettrica inferiore a 10 MW). A quest'azione, in coerenza con quanto indicato nel POR, sono assegnate risorse finanziarie almeno pari al 75% delle disponibilità della misura.
- Azione B: prevede, in specifiche aree e/o agglomerati industriali e comunque esclusivamente nell'ambito dei Progetti Integrati, il miglioramento dell'affidabilità della distribuzione di energia elettrica e della qualità del servizio in favore dei sistemi produttivi locali. A quest'azione, in coerenza con quanto indicato nel POR, sono assegnate risorse finanziarie pari al massimo al 25% delle disponibilità della misura.

Soggetti destinatari dell'intervento: imprese produttrici di energia da fonti rinnovabili; PMI.

La misura 1.7 (Sistema regionale di gestione e smaltimento dei rifiuti) promuove il completamento dell'attuazione del piano regionale rifiuti, che tra le altre cose prevede, per l'aspetto relativo allo smaltimento, la realizzazione di impianti di termovalorizzazione.

Un bando della Regione Campania, relativo alla misura 1.12 del POR Campania, è stato emesso con deliberazione dell'Assessorato alle Attività Produttive del 15/11/2001. Esso disciplina le procedure per la richiesta di concessione, da parte delle PMI campane, e per la erogazione del contributo pubblico in conto capitale, nella misura massima del 75% del costo dell'investimento ammesso (IVA esclusa) per la realizzazione di interventi di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica, di potenza nominale non superiore a 20 kW, installati su complessi edilizi destinati all'attività produttiva della sede della società, ovvero su strutture dell'unità locale o in siti di cui se ne ha la disponibilità. Il contributo pubblico complessivo è pari a circa 11,2 milioni di euro.

Molise

La misura 1.8 del POR, dal titolo "Metanizzazione", è finalizzata a portare a compimento la metanizzazione del territorio regionale, in modo da collegare tutti i Comuni molisani al servizio di erogazione del gas.

Soggetto destinatario dell'intervento è la popolazione dei Comuni sprovvisti di rete di metanodotto.

Puglia

La misura 1.9 del POR, dal titolo "Incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili", persegue l'obiettivo della produzione di energia elettrica nell'ambito degli accordi nazionali e comunitari in materia di inquinamento atmosferico. In particolare, saranno incentivate le seguenti tipologie di intervento per nuovi impianti: produzione di energia da biomasse con potenza nominale complessiva installata nel singolo impianto superiore a 10 MW termici o a 3 MWe, riduzione dell'inquinamento atmosferico mediante la produzione di energia con impianti eolici aventi una potenza nominale complessiva installata nel singolo campo non superiore a 10 MWe.

Le risorse destinate alla misura sono indicativamente ripartite in parti uguali tra le due tipologie di intervento.

Destinatari finali dell'intervento sono le imprese produttrici di energia.

Nell'ambito della misura 1.8 (Miglioramento del sistema di gestione dei rifiuti) è prevista la progettazione e realizzazione di impianti per il trattamento dei rifiuti al fine di ottenere e utilizzare combustibile (CDR) destinato alla produzione di energia.

Sardegna

La misura 1.6 del POR, dal titolo “Energia”, ha l’obiettivo prioritario del raddoppio dell’incidenza delle fonti rinnovabili al 2010 (dal 2 al 4%) in linea con le linee strategiche nazionali conseguenti alla Conferenza di Kyoto del dicembre 1998.

Poiché attualmente è l’energia idroelettrica a costituire la principale fonte rinnovabile in Sardegna, si tratta di salvaguardare in primo luogo tale risorsa; per questo è necessario affrontare il problema relativo al mantenimento in esercizio delle attuali centrali idroelettriche, tenuto conto che l’età di gran parte di tali strutture si avvicina al limite teorico del loro periodo *standard* di vita tecnico-economica (le centrali di Uvini, della potenza di 13 MW, e di Santu Miali, della potenza di 27 MW, risalgono al 1962).

Si prevede, inoltre, di realizzare 2 centrali idroelettriche per lo sfruttamento dell’energia potenziale dell’acqua vettoriata dagli acquedotti in corso di realizzazione.

Verrà inoltre perseguito l’impiego di fonti quali l’eolico, il solare termico, il fotovoltaico e le biomasse in modo da consentire un avvicinamento all’obiettivo del raddoppio dell’incidenza delle fonti rinnovabili per il 2010. Tali fonti, secondo le stime riportate nel progetto di piano energetico all’esame della Regione, offrono un potenziale di 470–500 ktep/anno per l’eolico, 415 ktep/anno per il solare termico, 133 ktep/anno per il fotovoltaico e 28 ktep/anno per le biomasse.

Soggetto destinatario dell’intervento è l’utenza delle suddette aree territoriali.

Nell’ambito della misura 1.4 (Gestione integrata dei rifiuti, bonifica dei siti inquinati e tutela dall’inquinamento), il piano di gestione dei rifiuti prevede, a valle del processo di riutilizzo e riciclo, l’incenerimento con recupero energetico di una frazione dei rifiuti.

Sicilia

La misura 1.16 del POR, dal titolo “Reti Energetiche”, prevede di completare la rete metanifera dell’isola attraverso interventi di distribuzione del gas metano nei centri urbani, nelle aree agricole intensive e negli agglomerati industriali, a partire dai punti di consegna della SNAM. La misura prevede inoltre di potenziare le reti di distribuzione dell’energia elettrica nei poli industriali e/o artigianali per eliminare, e/o ridurre agli *standard* europei, le interruzioni di elettricità nei processi di lavorazione.

Soggetti destinatari della misura 1.16 sono le collettività interessate e i sistemi produttivi locali.

La misura 1.17 del POR, dal titolo “Diversificazione produzione energetica”, prevede la realizzazione di interventi finalizzati alla produzione di energia da fonti rinnovabili ad alto indice di risparmio energetico e basso livello di emissioni inquinanti e climalteranti (biomasse, energia solare, eolica e geotermica).

La misura si articola in cinque diversi settori di intervento, in base alle tecnologie di utilizzo di fonti energetiche rinnovabili: energia eolica, biomassa, solare fotovoltaico, solare termico e geotermia.

Per il settore dell’energia eolica la misura prevede impianti eolici con potenza complessiva minima di 1 MW, realizzati con aerogeneratori di potenza minima pari a 500 kW. Nel caso di impianti eolici localizzati nelle isole minori potranno essere proposti impianti con potenza complessiva inferiore a 1 MW. Obiettivo atteso: realizzazione di impianti per una potenza nominale complessiva di 200 MW.

Nel settore delle biomasse sono previsti interventi finalizzati alla produzione di energia elettrica e termica attraverso l’utilizzo di residui agricoli, forestali, industriali, di cui la Sicilia presenta una elevata disponibilità, mediante trattamenti termici (combustione, gassificazione) o processi biologici/chimici di digestione e fermentazione di materiale organico. Obiettivo atteso: realizzazione di impianti per una potenza elettrica complessiva pari a 60 MW.

Nel campo del solare fotovoltaico si intendono realizzare impianti a servizio di utenze industriali e turistiche, con l'obiettivo di realizzare impianti per una potenza complessiva pari a 5 MW.

Per quanto riguarda il solare termico sono previsti interventi di produzione di energia termica a bassa ed alta temperatura (solare termodinamico), a servizio di utenze collettive, attività produttive e speciali (es. dissalazione). Nell'ambito degli impianti solari a bassa e media temperatura, saranno favoriti gli interventi che dimostrano un più elevato "fattore di copertura solare", rispetto al fabbisogno energetico dell'utenza.

Nel settore della geotermia è previsto lo sfruttamento dei giacimenti geotermici presenti nel territorio regionale e nelle isole minori per la produzione di energia elettrica.

Soggetti destinatari della misura 1.17 sono le grandi, medie e piccole imprese, i consorzi di PMI e le aziende fornitrici di servizi energetici a rete.

Nell'ambito della misura 1.14 (Infrastrutture e strutture per la gestione integrata dei rifiuti) è previsto il ricorso ai rifiuti per la produzione di combustibile da utilizzare per la produzione di energia.

Un bando relativo alla misura 1.17 è stato emesso con pubblicazione sul bollettino ufficiale della Regione Sicilia in data 31/01/2003; tale bando incentiva la realizzazione di interventi finalizzati alla produzione di energia da fonti rinnovabili, con un totale di risorse finanziarie pubbliche (comunitari, nazionali e regionali) di 105 milioni di euro.

Dati finanziari delle misure in campo energetico contenute nei POR dell'Obiettivo 1

REGIONE	MISURA	COSTO TOTALE (Milioni di euro)	TOTALE RISORSE PUBBLICHE (Milioni di euro)	RISORSE COMUNITARIE (Milioni di euro)	RISORSE STATALI (Milioni di euro)	RISORSE REGIONALI (Milioni di euro)	CONTRIBUTI PRIVATI (Milioni di euro)	TASSO PARTECIPAZIONE FONDO STRUTTURALE
BASILICATA	1.6	34,2	16,8	8,9	5,5	2,4	17,4	26%
CALABRIA	1.11	164,8	61,8	30,9	30,9	0	103,0	19%
CAMPANIA	1.12	470,3	235,1	117,6	82,3	35,3	235,1	25%
MOLISE	1.8	20,7	7,2	3,1	2,9	1,2	13,4	15%
PUGLIA	1.9	80	40	20	14	6	40	25%
SARDEGNA	1.6	19,9	19,9	9,9	7	3	0	50%
SICILIA	1.16	355	125	56,2	48,1	20,6	230	16%
SICILIA	1.17	213	105	47,2	40,4	17,3	108	22%

I dati riportati nella tabella non tengono conto delle risorse finanziarie che saranno destinate al recupero energetico dei rifiuti, in quanto non disponibili.

5.5.1.6 Interventi in campo energetico previsti dai DOCUP dell'Obiettivo 2

Friuli Venezia Giulia

L'Azione 3.1.2. dal titolo "Valorizzazione delle fonti energetiche rinnovabili", compresa nella misura 3.1 del Documento Unico di Programmazione per l'Obiettivo 2, prevede i seguenti interventi:

- a) realizzazione di nuove centraline idroelettriche con potenze inferiori a 3 MW. L'intervento si attua attraverso la concessione di aiuti a favore delle PMI, agli Enti locali territoriali e ai Consorzi per lo sviluppo industriale già in possesso del decreto di concessione;
- b) progetto geotermia: mirato allo sfruttamento dell'energia geotermica presente in una vasta area del territorio lagunare, al fine del riscaldamento di edifici pubblici. Con tale intervento si prevede la realizzazione nel Comune di Grado di un impianto pilota, della potenza massima di 2 MW, per lo sfruttamento delle acque calde presenti a 800-900 m di profondità;
- c) progetto teleriscaldamento: diretto alla realizzazione, nel Comune di Arta Terme, di un impianto pilota di teleriscaldamento, che prevede l'utilizzo di biomassa di origine forestale per la produzione di calore e la sua distribuzione, mediante una rete di teleriscaldamento, a vantaggio di strutture pubbliche e private.

Liguria

La Misura 2.3 del Documento Unico di Programmazione per l'Obiettivo 2, dal titolo "Sviluppo fonti energetiche rinnovabili e risparmio energetico", prevede interventi che riguardano la realizzazione di: impianti eolici, impianti solari termici, impianti solari fotovoltaici, recupero di centraline idroelettriche, ovvero realizzazione di nuove centraline idroelettriche, impianti di cogenerazione e distribuzione del calore in teleriscaldamento di potenza non superiore a 5 MW termici alimentati da biomasse di origine agro-forestale, impianti di cogenerazione e distribuzione del calore in teleriscaldamento alimentati da biogas, reti di distribuzione di calore in teleriscaldamento alimentate da impianti che utilizzano biomasse agro-forestali.

La misura 2.1 del Documento Unico di Programmazione per l'Obiettivo 2, dal titolo "Gestione ciclo rifiuti e sostegno alla tutela ambientale", prevede anche interventi per la realizzazione di impianti di trattamento rifiuti con recupero energetico.

Con delibera della Giunta Regionale del 14/03/2002 è stato emesso un bando relativo alla misura 2.3.

Toscana

L'obiettivo delle misure 3.1 e 3.2 del DOCUP è quello di favorire la riduzione delle emissioni dei gas serra, nel rispetto delle scadenze previste per gli obiettivi mondiali e comunitari, attraverso l'aumento dell'efficienza nel settore elettrico, la sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti, la riduzione dei consumi energetici e l'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Le due misure hanno entrambi come titolo "Ottimizzazione del sistema energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili", ma diversi sono i destinatari dell'intervento: nel primo caso gli Enti locali territoriali e loro associazioni, nel secondo imprese, società, consorzi ed imprese cooperative. Gli interventi ammissibili riguardano in particolare:

- progetti di centrali di produzione di energia da fonti rinnovabili e, precisamente, centrali idroelettriche di piccola-media potenza (fino a 10 MW), parchi eolici, parchi solari, centrali di produzione sia elettrica sia termica alimentate da biomasse nonché progetti che prevedono l'utilizzo di fluidi geotermici a bassa entalpia;
- progetti di teleriscaldamento urbano, con particolare riferimento alle aree degradate, progetti di centrali di cogenerazione per utenze civili, industriali e miste (con esclusione degli impianti che utilizzano rifiuti o scarti di processi produttivi, salvo le biomasse) e progetti finalizzati all'ottimizzazione dei consumi energetici.

Per le misure 3.1 e 3.2 sono stati emessi due bandi, il primo nel settembre 2002 (Aiuti alle imprese per investimenti a finalità ambientali) e il secondo nel gennaio 2003 (Ottimizzazione del sistema energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili).

Lombardia

La misura 3.4 del DOCUP, dal titolo "Iniziative per la sostenibilità ambientale della produzione e dell'uso dell'energia", si propone di sviluppare iniziative dimostrative in campo energetico finalizzate alla diminuzione della dipendenza dal combustibile fossile nelle aree interessate.

Le iniziative da sostenere riguardano l'attivazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili (eolica, solare, geotermica, idroelettrica fino a 10 MW, biomasse vegetali, ecc.) ed interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, nei casi di proprietà pubblica e quando utilizzati per edifici destinati dalla pubblica amministrazione allo svolgimento dei propri fini istituzionali.

In data 21/6/2002 è stato pubblicato sul bollettino ufficiale della Regione un bando relativo alla misura 3.4.

Veneto

L'obiettivo della misura 2.2 del DOCUP, dal titolo "Investimenti di carattere energetico", è quello di:

- A) aumentare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili;
- B) incentivare il risparmio energetico e il miglioramento dell'efficienza 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 reti di distribuzione del calore; impianti idroelettrici fino a 10 MWe; 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 a 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 prevedano 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 misura 2.2. è stato pubblicato in data 12/7/2002 sul bollettino ufficiale della Regione.

Trento

L'obiettivo della misura 2.2 del DOCUP, dal titolo "Interventi per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e per la riduzione delle emissioni che contribuiscono alla alterazione del clima", è relativo a:

- sviluppo e potenziamento dell'uso delle risorse rinnovabili disponibili localmente, mediante l'incentivazione degli impianti di combustione a biomassa ottenibile dalla manutenzione dei boschi o da materiali derivanti dagli scarti di lavorazioni;
- installazione di impianti solari termici e fotovoltaici;
- messa in opera di isolamenti termici e di tecniche che limitino la dispersione di energia privilegiando l'utilizzo di materiali locali a basso impatto ambientale;
- possibilità di realizzazione di piccoli impianti idroelettrici su condotte esistenti o di ripristino di piccoli impianti dismessi, qualora risultino oggi convenienti con le nuove tecnologie.

Soggetti destinatari dell'intervento sono imprese, cooperative, consorzi, privati singoli o in associazione ed enti pubblici.

Lazio

La misura 1.3 del DOCUP dal titolo: “Produzione di fonti energetiche rinnovabili”, prevede:

- interventi di produzione energetica da fonti rinnovabili (fotovoltaico e solare termico, eolico, utilizzo fluidi geotermici, centrali idroelettriche di piccola potenza inferiore a 10 MW, biomassa);
- interventi finalizzati all’uso razionale dell’energia diretti al conseguimento del risparmio energetico, al miglioramento dell’efficienza energetica dei processi tecnologici che usano e trasformano energia, allo sviluppo delle fonti di energia assimilate alle rinnovabili, quali la cogenerazione, il calore recuperabile nei fumi di scarico e da impianti termici, impianti elettrici e processi industriali nonché le altre forme di energia recuperabili in processi, impianti e prodotti, ivi compresi i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nella illuminazione degli edifici, con interventi sull’involucro edilizio e sugli impianti; nell’ambito di tale azione non sarà ammissibile il cofinanziamento di impianti di produzione che utilizzano scarti di processi produttivi, salvo le biomasse.

Destinatari dell’intervento sono soggetti pubblici ed Enti locali, in forma singola o associata, in relazione alle competenze assegnate dalla legislazione vigente o individuate nei piani di settore.

In data 09/11/2002 è stato pubblicato sul bollettino ufficiale della Regione un bando relativo alla misura 1.3.

Dati finanziari delle misure in campo energetico contenute nei DOCUP dell’Obiettivo 2

REGIONE	MISURA	COSTO TOTALE (Milioni di euro)	TOTALE RISORSE PUBBLICHE (Milioni di euro)	RISORSE COMUNITARIE (Milioni di euro)	RISORSE STATALI (Milioni di euro)	RISORSE REGIONALI (Milioni di euro)	ALTRI ENTI PUBBLICI (Milioni di euro)	CONTRIBUTI PRIVATI (Milioni di euro)	TASSO PARTECIPAZIONE FONDO STRUTTURALE
FRIULI*	3.1.2								
LIGURIA	2.3	7,2	7,2	2,2	2,2	1,4	1,4	0	30%
TOSCANA	3.1	10,2	10,2	3,5	3,1	3,5	0	0	35%
TOSCANA	3.2	16,0	16,0	5,6	4,9	4,6	0	0	35%
LOMBARDIA	3.4	20,3	20,3	10,1	7,1	3,0	0	0	50%
VENETO	2.2	18,1	18,1	9,1	6,3	2,7	0	0	50%
TRENTO	2.2	6,1	5,1	1,5	2,5	1,1**	0	1,0	16%
LAZIO	1.3	6,4	5,8	2,9	2,0	0,6	0,3	0,6	45%

*Sono disponibili i dati relativi alla misura 3.1 ma non quelli dell’Azione 3.1.2

**Risorse Provinciali

5.5.2 Linee di incentivazione: decreti ministeriali

5.5.2.1 Tetti fotovoltaici

Il decreto 16 marzo 2001 del MATT pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 29 marzo 2001, n. 74, definisce e avvia il programma “Tetti fotovoltaici” finalizzato alla realizzazione nel periodo 2000-2002 di impianti fotovoltaici di potenza da 1 a 50 kWp collegati alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione e integrati/installati nelle strutture edilizie e relative pertinenze.

Il programma è organizzato in due sottoprogrammi: uno rivolto ai soggetti pubblici (Comuni capoluoghi di Provincia o situati in aree protette, Province, Enti locali, Università ed Enti di ricerca) il cui costo per il MATT risulta pari a 20 miliardi di lire e l'altro, che in seguito chiameremo sottoprogramma Regioni, indirizzato, attraverso le Regioni e le Province Autonome di Trento e Bolzano, ai soggetti pubblici e privati, il cui costo per il MATT risulta pari a 40 miliardi di lire. Il contributo pubblico in conto capitale previsto per entrambi i programmi è fino al 75% del costo d'investimento ammesso, non inclusivo dell'IVA.

Il sottoprogramma rivolto ai soggetti pubblici ammette impianti sotto i 20 kW; le modalità di partecipazione sono state oggetto di apposito bando pubblicato sulla GU n. 74 del 29 marzo 2001 a cura del MATT. Tutti i fondi sono stati assegnati, con una notevole eccedenza di domande ammissibili.

Il sottoprogramma Regioni ammette impianti da 1 a 20 kW; le modalità di partecipazione sono state oggetto di appositi bandi emanati dalle Regioni e dalle Province Autonome con le disponibilità derivanti dal riparto effettuato dal MATT e da proprie destinazioni di bilancio.

Le procedure e le modalità dei bandi regionali sono state definite sulla base di specifiche tecniche concordate in seno al Coordinamento Interregionale Energia con il supporto dell'ENEA.

Con i decreti del MATT del 24 luglio 2002 (pubblicato sulla GU n. 199 del 26 agosto 2002) e dell'11 aprile 2003 (pubblicato sulla GU n. 223 del 25 settembre 2003), sono previsti ulteriori finanziamenti ministeriali del sottoprogramma Regioni con un cofinanziamento delle Regioni del 50%.

Con il decreto del MATT del 12 novembre 2002 pubblicato sulla GU n. 67 del 21 marzo 2003 è previsto un ulteriore finanziamento ministeriale del sottoprogramma Soggetti Pubblici. Al rifinanziamento partecipano tutte le Regioni e le Province Autonome che hanno comunicato al MATT la disponibilità a cofinanziare al 50% i progetti presentati da Enti locali insistenti nel proprio territorio (hanno aderito tutte le Regioni ad esclusione di Marche, Umbria e Provincia di Trento).

Per i dettagli relativi all'origine dei finanziamenti del sottoprogramma Regioni, alla ripartizione delle risorse fra le singole Regioni ed agli impianti approvati a finanziamento dal MATT, si rimanda alle tabelle presenti sul volume “Le fonti rinnovabili”, allegato a questo Rapporto.

5.5.2.2 Solare termico

Un altro programma di incentivazione delle fonti rinnovabili riguarda il settore del solare termico. Si tratta di un programma di incentivazione di sistemi solari termici per la produzione di calore a bassa temperatura rivolto alle Amministrazioni pubbliche e agli Enti pubblici, ivi incluse le società collegate o controllate dei suddetti enti, ed alle aziende distributrici del gas di proprietà comunale che, in relazione all'art. 16 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, devono raggiungere obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili.

Il MATT ha impegnato fondi complessivi pari a 12 miliardi di lire, di cui 8 miliardi per la concessione di contributi in conto capitale alle Pubbliche Amministrazioni e agli Enti pubblici e 4 miliardi di lire per la concessione di contributi in conto capitale agli interventi realizzati dalle Aziende speciali locali distributrici del gas. Viene inoltre impegnata la cifra di 2,5 miliardi di

vecchie lire come quota di cofinanziamento all'ENEA per garantire l'assistenza tecnico-scientifica al programma solare termico, incluso il programma "Comune solarizzato" ed il monitoraggio degli edifici solarizzati.

Per maggiori dettagli si rimanda al volume "Le fonti rinnovabili", allegato a questo Rapporto.

5.5.2.3 Programmi utilizzando gli introiti della "Carbon tax"

In attesa e in preparazione delle decisioni e delle norme che saranno adottate dall'Unione europea in materia di politiche e misure comuni e coordinate di attuazione del Protocollo di Kyoto, è stata emanata la legge 1 giugno 2002 n. 120, al fine di individuare le politiche e le misure nazionali che consentano di raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni con il minor costo. Con l'emanazione di questa legge il MATT, di concerto con i Ministeri interessati, presenta al CIPE una relazione contenente la proposta di revisione della delibera CIPE n. 137 del 19 novembre 1998, con l'individuazione delle politiche e delle misure finalizzate a:

- raggiungimento dei migliori risultati in termini di riduzione delle emissioni mediante il miglioramento dell'efficienza energetica del sistema economico nazionale e un maggior utilizzo delle fonti energetiche;
- aumento della superficie forestale;
- piena utilizzazione dei meccanismi istituiti dal Protocollo di Kyoto per la realizzazione di iniziative congiunte con gli altri Paesi industrializzati (*Joint implementation*) e con quelli in via di sviluppo (*Clean development mechanism*).

Il MATT, entro il 30 marzo di ogni anno, individua i programmi pilota da attuare a livello nazionale e internazionale per la riduzione delle emissioni e l'impiego di piantagioni forestali per l'assorbimento del carbonio. I programmi pilota hanno l'obiettivo di definire i modelli di intervento più efficaci dal punto di vista dei costi, sia a livello interno che nell'ambito delle iniziative congiunte previste dai meccanismi istituiti dal Protocollo di Kyoto. A questo scopo è autorizzata la spesa annua di 25 milioni di euro per il biennio 2002-2004.

Decreto 21 maggio 2001 - Ripartizione dei finanziamenti ai programmi regionali sulla "Carbon Tax" (GU n. 205 del 4-9-2001)

Con la ripartizione finanziaria dei 155 miliardi di lire stanziati nel 1999 tra le 21 Regioni e Province Autonome si dà avvio alla realizzazione dei programmi regionali per la riduzione delle emissioni di CO₂ (tabella 5.27).

Entro 60 giorni dalla pubblicazione sulla GU, le Regioni e le Amministrazioni pubbliche dovranno definire le priorità di intervento e le modalità procedurali di attuazione dei loro programmi nell'ambito delle risorse trasferite.

Le Regioni faranno pervenire al MATT una informativa semestrale sull'attuazione dei programmi.

Tabella 5.27 - Ripartizione finanziamenti nei programmi regionali "Carbon tax"

	Finanziamento assegnato (€)	Quota sul totale (%)	Tipologie interventi
Abruzzo	2.103.245,42	2,6	Biomasse - fotovoltaico - riduzione consumi civile e industriale - mobilità
Basilicata	1.362.727,31	1,7	Fotovoltaico - riduzione consumi civile
Calabria	1.974.994,71	2,5	Fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi civile
Campania	3.888.296,57	4,9	Rinnovabili - riduzione consumi civile e industriale
Emilia R.	6.693.320,66	8,4	Fotovoltaico - riduzione consumi industriale - teleriscaldamento - trasporti ibridi e gas
Friuli Venezia G.	2.493.905,29	3,1	Biomasse - cogenerazione - riduzione consumi industriale - teleriscaldamento - trasporti
Lazio	5.438.210,06	6,8	Biomasse - eolico - teleriscaldamento - cogenerazione - biogas
Liguria	2.946.864,85	3,7	Biomasse - fotovoltaico - solare termico - teleriscaldamento - metanizzazione - trasporti
Lombardia	12.767.386,26	15,.	Biomasse - fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi industriale ed agricolo - teleriscaldamento - trasporti
Marche	2.376.842,07	3,0	Fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi civile e industriale - mobilita'
Molise	1.142.223,45	1,4	Fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi civile
Piemonte	6.336.202,08	7,9	Biomasse - fotovoltaico - cogenerazione - teleriscaldamento - metanizzazione - trasporti - riduzione consumi civile e industriale
Puglia	5.087.540,48	6,4	Riduzione consumi civile e industriale - mobilita'
Sardegna	2.818.644,61	3,5	Biomasse - energia isole minori - trasporti
Sicilia	4.934.772,01	6,2	Biomasse - fotovoltaico - solare termico - energia isole minori
Toscana	4.880.662,82	6,1	Biomasse - fotovoltaico - cogenerazione
Umbria	1.942.666,05	2,4	Biomasse - eolico - fotovoltaico - cogenerazione - biogas - mobilità
Valle d'Aosta	1.177.864,14	1,5	Biomasse - fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi civile - cogenerazione - biogas
Veneto	6.598.931,45	8,2	Fonti rinnovabili - riduzione consumi industriale - mobilità
P.A. Bolzano	1.499.291,94	1,9	Biomasse - fotovoltaico - solare termico - teleriscaldamento
P.A. Trento	1.586.227,64	2,0	Biomasse - fotovoltaico - solare termico - cogenerazione - metanizzazione - trasporti -risparmio
Totale	80.050.819,88	100,0	

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MATT

Decreto 4 giugno 2001 n. 467 (Carbon tax)

Gli interventi individuati dal MATT sono distinti nei due Programmi nazionali di ricerca per la riduzione delle emissioni (per complessivi 50 miliardi di vecchie lire) e di cooperazione internazionale nell'ambito dei meccanismi di Kyoto (per 35 miliardi di vecchie lire).

Il MATT provvederà al trasferimento delle risorse ai soggetti pubblici responsabili dell'attuazione dei programmi (Ministeri, Regioni, Province e Comuni, Enti di ricerca).

L'ENEA è coinvolto tra l'altro nell'organizzazione dell'archivio nazionale sulle emissioni e in programmi dimostrativi di applicazione di sistemi fotovoltaici e di intervento per ridurre le emissioni climalteranti nelle industrie chimiche.

Il decreto 5 febbraio 2002 ha modificato il precedente decreto n. 467/01 sopprimendo alcuni sottoprogrammi del Programma nazionale di ricerca e introducendo nuovi sottoprogrammi nel programma di cooperazione internazionale.

5.6 PIANIFICAZIONE ENERGETICO-AMBIENTALE REGIONALE E LOCALE

5.6.1 *Aspetti generali*

L'importanza della definizione dei Piani Energetico-Ambientali Regionali è stata richiamata nel giugno 2001 nel "Protocollo d'intesa della Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome per il coordinamento delle politiche finalizzate alla riduzione delle emissioni di gas-serra nell'atmosfera", noto come "Protocollo di Torino", che si prefigge lo scopo di "pervenire alla riduzione dei gas serra, così contribuendo all'impegno assunto dallo Stato italiano nell'ambito degli obblighi della UE stabiliti dagli accordi internazionali e programmato nella delibera CIPE 137/98 del 19.11.98."

A tal fine nel Protocollo è indicata una serie di impegni diretti ad assicurare lo sviluppo sostenibile. Fra questi vi è l'impegno all'elaborazione dei Piani energetico-ambientali come strumenti quadro flessibili, dove sono previste azioni per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, la razionalizzazione della produzione energetica ed elettrica in particolare, la razionalizzazione dei consumi energetici: in sostanza tutte quelle azioni di ottimizzazione delle prestazioni tecniche dal lato dell'offerta e dal lato della domanda. Fondamentale appare anche il richiamo alla necessità di raccordo ed integrazione con gli altri settori di programmazione e al ruolo dell'innovazione tecnologica, degli strumenti finanziari e delle leve fiscali tariffarie ed incentivanti.

Nel Protocollo di Torino le Regioni individuano nella pianificazione energetico-ambientale lo strumento per indirizzare, promuovere e supportare gli interventi regionali nel campo dell'energia assumendo a livello di Regione impegni ed obiettivi congruenti con quelli assunti per Kyoto dall'Italia in ambito comunitario (abbattimento al 2010-2012 delle emissioni di CO₂ a livelli inferiori del 6,5% rispetto a quelli del 1990).

Sulla base dello schema utilizzato nella delibera 137/98 del CIPE nella quantificazione degli obiettivi di riduzione relativamente alle emissioni di CO₂ da processi di combustione, si possono focalizzare gli elementi di analisi ed elaborare alcuni indicatori di situazioni e prestazioni energetiche ed ambientali regionali, così da permettere la stima dell'entità degli impegni da assumere a livello regionale nei vari settori di intervento. Tali interventi diventano parte integrante dei Piani Energetico-Ambientali Regionali.

Il Piano Energetico Regionale è dunque il principale strumento attraverso il quale le Regioni possono programmare ed indirizzare gli interventi, anche strutturali, in campo energetico nei propri territori e regolare le funzioni degli Enti locali, armonizzando le decisioni rilevanti che vengono assunte a livello regionale e locale (si pensi ad esempio ai piani per lo smaltimento dei rifiuti, ai piani dei trasporti, ai piani di sviluppo territoriale, ai piani di bacino per la gestione delle risorse idriche).

Il Piano Energetico Regionale costituisce il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che assumono iniziative in campo energetico nel territorio di riferimento. Esso contiene gli indirizzi, gli obiettivi strategici a lungo, medio e breve termine, le indicazioni concrete, gli strumenti disponibili, i riferimenti legislativi e normativi, le opportunità finanziarie, i vincoli, gli obblighi e i diritti per i soggetti economici operatori di settore, per i grandi consumatori e per l'utenza diffusa.

La programmazione energetica regionale va attuata anche per "regolare" ed indirizzare la realizzazione degli interventi determinati principalmente dal mercato libero dell'energia (DL 79/99 e 164/00).

La pianificazione energetica si accompagna a quella ambientale per gli effetti diretti ed indiretti che produzione, trasformazione, trasporto e consumi finali delle varie fonti tradizionali di energia producono sull'ambiente. Il legame tra energia e ambiente è indissolubile e le soluzioni possono essere trovate insieme, nell'ambito del principio della sostenibilità del sistema energetico.

Il Piano può essere guidato anche da funzioni "obiettivo" tipicamente ambientali, come il perseguimento degli obiettivi di Kyoto, mediante una serie di misure di natura energetica e di innovazioni tecnologiche, pur nell'ambito del primo punto esposto. In tal modo il PER diventa PEAR.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale deve contenere le misure relative al sistema di offerta e di domanda dell'energia. Relativamente all'offerta nel Piano sono rappresentate e valutate le possibili soluzioni, da quelle tradizionali a quelle basate sulle fonti alternative e rinnovabili, con attenzione agli aspetti di disponibilità nel territorio, di economicità, di potenzialità per lo sviluppo di specifiche industrie locali, di impatto ambientale sia per l'assetto del territorio sia per le emissioni. La gestione della domanda può costituire una parte importante del piano, in quanto la facoltà di intervento della Regione, a vario titolo, è molto ampia e la razionalizzazione dei consumi può apportare un grande vantaggio a livello regionale e locale.

Il Piano deve avere carattere di trasversalità rispetto agli altri Piani economici settoriali e territoriali della Regione. Il Piano deve essere intersettoriale, sia per la valutazione della domanda, che per l'individuazione dell'offerta, la quale può essere legata alle caratteristiche tipologiche e territoriali della stessa utenza. I bacini di domanda e offerta dovrebbero incontrarsi sul territorio (casi tipici sono il teleriscaldamento, la cogenerazione industriale e per grandi servizi pubblici).

Occorre considerare le implicazioni energetiche di tutti gli altri Piani regionali settoriali e territoriali. Il fattore energia è, al contempo, funzione degli altri settori di attività e vincolo per gli stessi. Il Piano Energetico Ambientale deve costituire uno dei punti di riferimento per le altre programmazioni.

Il Piano ha carattere aperto e scorrevole in quanto deve recepire tutte le nuove situazioni, le opportunità positive, le modifiche economiche, sia strutturali che congiunturali, o vincoli e condizioni, che possono venire dall'interno e dall'esterno.

Il Piano Energetico Ambientale va concertato sia orizzontalmente sul territorio che verticalmente con soggetti economici (imprese, operatori energetici, consumatori).

La concertazione tra Regioni, Province e Comuni è un processo che si rende necessario sulla base della ripartizione dei compiti già stabiliti nel DL 112/98.

Oltretutto è necessario operare un coordinamento regionale delle varie iniziative provinciali e comunali, sia di pianificazione energetica, sia di attuazione dell'Agenda 21 e di altre iniziative avviate in sedi diverse. La concertazione deve recepire le diverse esigenze, ma deve anche portare elementi di unitarietà nel territorio, dove comunque si eserciterebbe congiuntamente l'azione di pianificazione regionale, provinciale e comunale, ciascuna secondo i precisi mandati del DL 112/98.

La concertazione con soggetti economici e sociali è necessaria per attivare iniziative e risorse finanziarie, nonché per coinvolgere i consumatori dei settori produttivi e civili in iniziative a carattere diffuso.

La pianificazione energetica deve recepire ed utilizzare le disposizioni governative (decreti dei Ministeri delle Attività Produttive e dell'Ambiente), cui si aggiungono i possibili interventi finanziabili con i Fondi Strutturali 2001-2006, mediante le misure per l'energia e per l'ambiente.

I risultati prevedibili nelle singole Regioni, con l'attuazione dei decreti, sono anche piuttosto consistenti per i prossimi anni. Si avvia un processo che potrà essere ripetuto per gli anni successivi dalle Amministrazioni regionali e locali.

5.6.2 Struttura e metodologia per il Piano Energetico-Ambientale

La definizione, la stesura e l'attuazione del Piano Energetico-Ambientale è di totale dominio dell'Amministrazione regionale. Non sono definibili metodi e contenuti per la realizzazione del PEAR che possano essere ritenuti obbligati, poiché ogni Amministrazione può adottare le soluzioni

che più ritiene adatte alle proprie caratteristiche politiche, territoriali, economiche, sociali, energetiche ed ambientali.

Il Piano è innanzitutto un atto “politico”, il cui corpo centrale è costituito dalle scelte strategiche che vengono operate dalla Regione.

Anche l’istruttoria tecnica può seguire strade e metodologie diverse per arrivare a definire un Piano, anche se è opportuno omogeneizzare i criteri generali per effettuare le scelte ed avere specifiche unitarie e riconoscibili per la valutazione dei singoli progetti.

Come si è detto, va fatta innanzitutto una prima grande distinzione tra “Documento di studio per il Piano” e “Piano Energetico-Ambientale” vero e proprio.

5.6.2.1 Documento di studio per il Piano

Tale documento contiene tre parti tra loro collegate:

- a) Quadro conoscitivo del sistema economico-sociale-energetico-ambientale-territoriale della regione, la sua analisi e interpretazione, di cui:
- la contabilità energetica territoriale fatta di bilanci energetici e di serie storiche;
 - l’analisi della domanda per settori e fonti, e dell’offerta relativamente ai flussi, agli impianti e alle infrastrutture;
 - la valutazione delle emissioni inquinanti, con particolare riferimento ai gas serra, sulla base di fattori unitari, per fonti e per settori, che produce una matrice quantitativa della stessa dimensione e struttura dei bilanci energetici;
 - gli indicatori calcolati rispetto alle variabili economiche, demografiche, ambientali, strutturali e fisiche per analizzare gli aspetti qualitativi dell’impiego di energia, onde valutare le specificità, le anomalie e individuare obiettivi di uso efficiente dell’energia in ogni settore d’impiego e fonte utilizzata;
 - l’analisi e la valutazione economica del sistema energetico, dei prezzi di acquisto della materia prima e dei prodotti finiti, dei costi di produzione, di trasmissione e trasporto dell’energia e dei costi fiscali.

Nello studio di Piano il quadro conoscitivo costituisce un vero e proprio Sistema Informativo Regionale per l’Energia e l’Ambiente (SIREA), disponibile anche per gli operatori energetici e per gli utenti grandi e piccoli che volessero orientarsi per assumere iniziative.

Il SIREA contiene informazioni e banche dati quali-quantitative che vanno aggiornate con immissioni di dati nuovi appena disponibili, generalmente con periodicità annuale.

- b) Quadro valutativo dei possibili interventi energetici nella Regione, di cui:
- la valutazione delle potenzialità per interventi di risparmio energetico nei vari settori di impiego, delle tecnologie utilizzabili, dei risultati ottenibili e dei costi da sostenere;
 - la valutazione delle potenzialità di utilizzo delle fonti rinnovabili, della loro localizzazione, dei relativi bacini di offerta e di domanda, dei costi e dei benefici;
 - l’individuazione dei soggetti, imprenditori e utenti, che possono impegnarsi nell’attuazione degli interventi;
 - l’individuazione delle opportunità e disponibilità delle risorse finanziarie che possono essere utilizzate per gli interventi;
 - l’individuazione degli strumenti progettuali e gestionali che possono essere attivati per l’esecuzione degli interventi;
 - l’individuazione delle disposizioni legislative, normative a diversi livelli, che costituiscono la guida per la massa in opera delle iniziative;
 - l’acquisizione di indicazioni ed opportunità che provengono da disposizioni nazionali ed europee (es. decreti ministeriali).

- c) Quadro degli scenari dove verranno simulati insieme diversi di interventi, di cui:
- la definizione dello scenario tendenziale, costruito nell'ipotesi di assenza di interventi, per un arco temporale di 10 anni (2012). Lo scenario sarà articolato per fonti/settori, sulla base delle tendenze in atto nello sviluppo economico e produttivo e delle tendenze dello sviluppo delle tecnologie impiegate. Ovvero facendo ipotesi diverse sullo sviluppo economico e utilizzando il *trend* dei coefficienti tecnici (intensità energetiche, consumi specifici, pro-capite);
 - l'individuazione di insiemi di interventi possibili e la definizione di scenari obiettivo sulla base di prime indicazioni derivanti da documenti di indirizzo della Regione o da comunicazioni dirette. Si assumono due o più ipotesi di andamento dell'economia e di altre variabili esogene.
 - la valutazione dei risultati conseguibili energetici, economici ed ambientali, calcolati per settore e per fonte, ricavati dalla differenza tra gli scenari obiettivo e quelli tendenziali.

5.6.2.2 Piano Energetico-Ambientale Regionale operativo

Il Piano vero e proprio è costituito dall'insieme delle scelte operative fatte dalle singole Regioni in sede tecnica e in definitiva in sede politica, sulla base delle diverse opzioni risultanti dallo studio di Piano, con la definizione di:

- obiettivi strategici;
- interconnessione con gli altri settori e piani;
- obiettivi quantitativi e qualitativi;
- risorse finanziarie;
- programmi e progetti da realizzare;
- tempi di realizzazione;
- coinvolgimento delle varie strutture amministrative;
- soggetti interessati e partecipanti;
- strumenti operativi e gestionali;
- strumenti di verifica.

Le scelte operative sono effettuate anche sulla base della consultazione delle parti interessate, interne ed esterne alla Regione. Gli accordi raggiunti potranno essere oggetto di Patti territoriali e di Accordi Volontari.

Per un efficace decentramento e bilanciamento delle politiche energetiche ed ambientali sul territorio, le Amministrazioni regionali e locali necessitano di una valida azione di supporto: la funzione istituzionale dell'ENEA, da un lato, e lo sviluppo di agenzie energetiche regionali e locali, dall'altro, sembrano venire incontro a questa necessità.

L'ENEA svolge essenzialmente un ruolo di supporto tecnico-scientifico ed organizzativo del Piano, nella definizione del quadro conoscitivo (struttura dei consumi energetici, scenari energetico-ambientali, potenziali di risparmio energetico e di sfruttamento di risorse energetiche rinnovabili) e nella individuazione degli interventi nei vari settori.

Più in generale l'ENEA svolge il ruolo di coordinatore tecnico-scientifico tra il sistema nazionale e le Regioni e tra queste, al fine di dare una continuità territoriale alla programmazione regionale, che permetta confronti tra le Regioni stesse, basati su metodologie e criteri tecnici comuni.

La Regione svolge un ruolo politico che si concretizza nella determinazione delle linee di indirizzo, degli *standard* e delle normative di attuazione e nella programmazione degli interventi e delle necessarie risorse finanziarie (Piano di indirizzo e Piano finanziario).

Le agenzie regionali e locali per l'energia devono, dal canto loro, acquisire capacità di progettazione adeguate, in grado di supportare le strategie di sviluppo locale, gestire la

programmazione concertata, favorire l'informazione e la diffusione di tecnologie innovative ed efficienti nel campo dell'energia e dell'ambiente.

In definitiva, punto fondamentale di snodo nel processo di decentramento in campo energetico-ambientale è l'affermarsi di una prassi programmatoria regionale, esplicitata attraverso un Piano Energetico Regionale pienamente integrato nel Piano Regionale di Sviluppo e collegato alle altre pianificazioni settoriali in una ottica di sviluppo sostenibile.

Nel corso degli ultimi due anni vi è stata una ulteriore accelerazione nella definizione dei Piani da parte di diverse Regioni. L'attuale stato di definizione dei PEAR è riportato nella tabella 5.28. In dodici ambiti regionali e provinciali i Piani sono stati approvati dalle rispettive Giunte e dal Consiglio Regionale, mentre in molte altre Regioni sono in corso gli studi per la stesura o l'aggiornamento di Piani precedenti.

L'ENEA è intervenuta nella predisposizione di quasi tutti i Piani, su richiesta delle Regioni. Il supporto è generalmente costituito dall'impostazione del Piano, dalla definizione del quadro conoscitivo regionale e locale relativo al sistema energetico sotto tutti gli aspetti (bilanci energetici, indicatori), dalla definizione degli Scenari e dalle valutazioni delle potenzialità delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico. L'attività ENEA è svolta in collaborazione con strutture locali, come agenzie regionali, università, consorzi, società private e singoli esperti.

Tabella 5.28 - Stato di definizione dei Piani Energetico-Ambientali Regionali, settembre 2003

Regione/Provincia Autonoma	Stato di attuazione
Valle d'Aosta	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2003
Piemonte	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2002
Lombardia	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2003
P. A. Trento	Approvato dalla Giunta Provinciale nel 1998 e aggiornato nel 2003
P. A. Bolzano	Approvato dalla Giunta Provinciale nel 1997
Veneto	In fase di definizione
Friuli-Venezia Giulia	Definita una Bozza di Piano nel 2003
Liguria	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2003
Emilia Romagna	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2002
Toscana	Approvato dal Consiglio Regionale 2000
Umbria	In fase di approvazione
Marche	In fase di progettazione
Lazio	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2001
Abruzzo	In fase di progettazione
Molise	In fase di definizione
Campania	In fase di definizione
Puglia	In fase di definizione
Basilicata	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2000
Calabria	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2002
Sicilia	In fase di definizione
Sardegna	Approvato dalla Giunta Regionale nel 1999 e aggiornato nel 2003

Fonte: elaborazioni ENEA su informazioni regionali

I PEAR realizzati hanno una impostazione caratterizzata da:

- una più marcata integrazione orizzontale con altri piani non energetici (Piano regionale di sviluppo, Piano territoriale, Piano trasporti, Piano rifiuti, ecc.), dai quali trarre le indicazioni per meglio definire gli obiettivi energetici da perseguire e, viceversa, per richiedere a questi la necessaria valutazione energetica delle soluzioni individuate, con una concezione sempre più integrata e trasversale del fattore energia;
- una maggiore integrazione con gli aspetti di carattere ambientale, ulteriore fattore di scelta, oltre a quello energetico ed economico, dei possibili interventi. Di fatto, tutti i Piani realizzati hanno considerato prioritario l'obiettivo dell'abbattimento delle emissioni inquinanti derivanti dalla trasformazione e dal consumo delle fonti di energia e, per tale aspetto, si può parlare di Piani Energetico-Ambientali;
- una diversa concezione delle modalità di raggiungimento degli obiettivi del Piano, con una attenzione crescente alla concertazione e condivisione delle scelte con i soggetti interessati.

5.6.3 Piani Energetici Comunali e Provinciali

L'art. 5, comma 5, della legge 10/91, dispone che i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti debbano prevedere, all'interno del proprio Piano Regolatore Generale (PRG), uno specifico piano relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia. Questo disposto di legge, pur con tutti i suoi limiti, offre tuttavia ai Comuni un'occasione unica per integrare il fattore energia nelle scelte che l'Amministrazione deve compiere per migliorare l'ambiente urbano e la qualità della vita nelle città, scelte che si estrinsecano attraverso la predisposizione e l'uso di altri strumenti di programmazione quali quelli in materia di rifiuti urbani, di depurazione delle acque di scarico, di approvvigionamento idropotabile, di traffico, o di regolamentazione quali le Norme Tecniche di Attuazione del PRG, il Regolamento d'Igiene, il Regolamento Edilizio.

L'obbligo della predisposizione del Piano Energetico Comunale (PEC) riguarda 136 Comuni, con una popolazione complessiva interessata di circa 21 milioni di abitanti, pari al 36% del totale dei cittadini italiani. A dieci anni di distanza, risulta che oltre 30 città (il 25% di quelle obbligate) hanno predisposto il Piano Energetico, anche se la popolazione complessivamente coinvolta (intorno a 8 milioni di abitanti) rappresenta il 35% del totale della popolazione dei 136 Comuni interessati.

Dall'analisi complessiva dei PEC finora realizzati risulta che:

- l'efficienza energetica delle nostre città appare nettamente migliorabile, con possibili riduzioni dei consumi energetici del 10-15%, ottenibili attraverso interventi tecnicamente ed economicamente realizzabili in molti settori (abitazioni, ospedali, scuole, industrie, ecc.);
- l'emissione di inquinanti climalteranti dovrebbe conseguentemente ridursi in questi settori, con un notevole contributo al rispetto degli impegni presi dall'Italia con il Protocollo di Kyoto, mentre più difficile risulta la diminuzione delle emissioni nel settore dei trasporti;
- la produzione di energia da fonti rinnovabili a livello urbano è ancora troppo esigua se non insignificante;
- più ridotta è la percentuale (10%) dei Comuni delle Regioni centro-meridionali che hanno predisposto il PEC, mentre al Nord questa percentuale sale al 30%.

A livello provinciale le competenze definite dalla legge 10/91 erano abbastanza modeste, limitandosi praticamente ai compiti di controllo sugli impianti di riscaldamento ambienti relativi ai territori comunali con meno di 40.000 abitanti.

Il Piano Energetico Provinciale (PEP) trovava dunque difficoltà a collocarsi, in questo settore, con funzione di snodo e collegamento tra il Piano Energetico Regionale e quello Comunale, questi ultimi introdotti dall'art. 5 della legge 10/91.

Come si è visto nell'apposito riquadro, con il decreto legislativo 112/98 le Province hanno assunto competenze importanti, fra cui:

- la redazione e l'adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico;
- l'autorizzazione alla installazione ed all'esercizio degli impianti di produzione di energia fino a 300 MW termici.

A queste si aggiungono le funzioni amministrative che la Provincia è chiamata a svolgere insieme al Comune in materia di controllo sul risparmio energetico e sull'uso razionale dell'energia, oltre a quelle eventualmente previste e concordate con la Regione.

Se poi si considerano, da un lato le altre competenze provinciali in materia di scuole, rifiuti, raccolta differenziata, inquinamento atmosferico e tutela ambientale e, dall'altro, le caratteristiche di "orizzontalità" della pianificazione energetica (in particolare dei confronti dell'ambiente) può senz'altro conseguire una collocazione evidenziata e corposa del PEP all'interno del Piano Territoriale di Coordinamento, che rimane il riferimento centrale come documento quadro di pianificazione provinciale.

Sebbene le Province (ad eccezione di quelle autonome di Trento e di Bolzano) non siano quindi obbligate per legge a predisporre un proprio Piano Energetico, alcune di queste (25 su 103, fra cui Agrigento, Belluno, Benevento, Biella, Brescia, Cremona, Grosseto, Macerata, Mantova, Milano, Modena, Pesaro, Reggio Calabria, Sassari, Torino, Trento, Urbino), hanno ritenuto opportuno dotarsi di questo strumento di programmazione. La Provincia riveste, infatti, un ruolo importante nella pianificazione di settori di attività all'interno dei quali risultano fondamentali gli aspetti energetici, quali il coordinamento delle attività di pianificazione territoriale ed urbanistica, la tutela dell'ambiente dalle emissioni inquinanti, la programmazione delle attività di gestione dei rifiuti e la tutela delle risorse idriche.

Lo “sviluppo sostenibile” costituisce il principale obiettivo della politica energetica provinciale. Sulla base di questo obiettivo i Piani provinciali perseguono, come finalità specifiche, il contenimento dei consumi di energia, lo sviluppo delle fonti rinnovabili locali di energia e la tutela dell’ambiente.

L’impegno delle Province è testimoniato anche dalla forte presenza di Agenzie provinciali per l’energia e l’ambiente, avviate con il sostegno comunitario e successivamente inserite nel contesto territoriale con attività per le Amministrazioni, fino a costituire una Rete.

5.6.4 La pianificazione energetico-ambientale territoriale e il processo di Agenda 21 Locale

Gli ultimi anni hanno segnato sicuramente notevoli passi in avanti nella costruzione di politiche per l’ambiente urbano: è cresciuta infatti complessivamente la sensibilità degli operatori pubblici per la tutela e valorizzazione di beni la cui esistenza è spesso minacciata da un uso dissennato del territorio.

Dopo la Conferenza mondiale di Rio de Janeiro del 1992 sull’ambiente e lo sviluppo, affinché l’Europa rispondesse positivamente alla sfida dello sviluppo sostenibile, è stata organizzata nel 1994 la Conferenza di Aalborg, che ha messo la prima pietra per l’evoluzione dell’Agenda 21 in Europa e nel cui ambito è nata la Campagna europea città sostenibili. La Conferenza di Lisbona del 1996 e quella di Hannover del 2000 hanno rappresentato un momento di confronto importante per i Paesi che hanno raccolto questa sfida.

Oggi in Italia sono numerose le amministrazioni che, firmando la Carta di Aalborg e aderendo alla Campagna europea città sostenibili, stanno promuovendo processi di Agenda 21 Locale sul proprio territorio. Un primo impulso decisivo in questa direzione è venuto nel 1999 a Ferrara dalla nascita del Coordinamento nazionale Agende 21 Locali, recentemente trasformato in Associazione, che ha avuto un ruolo di primo piano nel diffondere, valorizzare e monitorare le esperienze di Agenda 21 Locale e nel favorire la *partnership* e lo scambio di informazioni tra gli Enti locali.

In un contesto di maggiore consapevolezza, lo stesso MATT ha più chiaramente affrontato il nodo delle politiche urbane e del loro rapporto con l’ambiente ed il territorio, avviando nuove iniziative per la promozione di strumenti innovativi di gestione ambientale integrata nella Pubblica amministrazione quali incentivi economici mirati (co-finanziamento sulla base di bandi) e sostegno tecnico (linee guida, formazione, progetti pilota, ecc.) per la diffusione di sistemi di analisi e organizzazione delle conoscenze (indicatori di sostenibilità, impronta ecologica, contabilità ambientale) e promuovendo esperienze di progettazione partecipata come l’Agenda 21 Locale.

Le analisi sull’attuazione di tali politiche ambientali a livello locale, e in particolar modo delle Agende 21, hanno rilevato alcuni caratteri specifici connessi alla loro implementazione.

Dalle esperienze analizzate è possibile desumere che l’Agenda 21 ha consentito alle Amministrazioni locali di colmare un vuoto oggettivo nella progettazione sostenibile del territorio. Grazie all’efficacia, ormai riconosciuta, del processo di progettazione partecipata essa veicola le migliori risorse locali (consapevolezza, volontà politica, volontariato sociale, disponibilità di investimento da parte delle imprese) individuando soluzioni di successo riferite a problematiche effettivamente sentite come prioritarie. Essa rappresenta inoltre il percorso attraverso cui si creano le condizioni ottimali per attuare effettivamente la pianificazione territoriale e l’occasione per mettere a punto sistemi di obiettivi e Piani d’azione in grado di trasformarsi, anche sul piano formale, nei Piani previsti dalle leggi regionali (Piani di Sviluppo, Piani territoriali e strutturali, Piani di settore) o comunque in grado di orientare in senso sostenibile i loro contenuti. Infine essa ha spesso consentito di identificare il sistema di obiettivi e indicatori da utilizzare a supporto delle procedure di valutazione ambientale dei Piani, previste dalla normativa regionale e nazionale.

Le più recenti normative indicano il Piano Territoriale di Coordinamento ed il Piano Strutturale o Regolatore Generale come i quadri di riferimento entro cui stabilire le direttive strategiche per il coordinamento del territorio su tutti i temi di carattere di area vasta e comunale: dall’uso del suolo, alle infrastrutture, ai trasporti, ai paesaggi e all’ambiente.

Se questi ultimi hanno una valenza normativa forte, che ne fa strumenti cardine di governo del territorio, l'Agenda 21 Locale è uno strumento che basa la sua forza su una capacità di coinvolgimento molto più ampia dei tradizionali strumenti istituzionali.

In tal senso l'Agenda 21 può dare un contributo forte soprattutto nel momento formativo ed in quello esecutivo degli strumenti attuativi della pianificazione urbanistica e territoriale, potendo contare su un'adesione allargata, volontaria e responsabile, sia di soggetti istituzionali che di associazioni, del mondo imprenditoriale e di altre organizzazioni.

Esperienze avviate in molte realtà locali evidenziano come la correlazione fra gli strumenti di governo del territorio e l'Agenda 21 Locale crei forti sinergie, da utilizzare al fine della buona riuscita di programmi di gestione e sviluppo del territorio. In entrambi i percorsi ci si basa su un sistema di conoscenza che presuppone il riconoscimento delle risorse presenti, del loro valore relativo, dei principali punti di criticità del sistema, e si assume come obiettivo generale la realizzazione di uno scenario ambientale sostenibile, facendo in modo che il processo per il raggiungimento di tale scenario sia di tipo partecipato, ottenuto anche attraverso il confronto con i principali soggetti economici e sociali.

Rispetto agli strumenti di pianificazione territoriale l'Agenda 21 Locale mostra peraltro le seguenti specificità:

- è un processo volontario, attuabile da amministrazioni di differente livello (Comuni, Province, Regioni), non previsto da leggi specifiche (al contrario degli altri strumenti che invece sono atti "obbligator");
- gli impegni che ne seguiranno (in particolare quelli contenuti nel piano d'azione locale) dovranno utilizzare strumenti giuridici d'altra natura (ad esempio patti territoriali, accordi di programma, ecc.) rispetto ai tradizionali strumenti di governo del territorio che invece potranno prevederne di specifici e cogenti;
- ha un margine di flessibilità operativa maggiore rispetto ad altri strumenti, potendo contare su tempi e modi più efficaci per il raggiungimento degli obiettivi.

Un esempio di Piano Energetico nell'ambito delle azioni di sviluppo sostenibile è costituito dall'esperienza del Comune di Lecco.

Nel 2001 il Comune di Lecco, dopo aver avviato con successo il proprio processo di Agenda 21 Locale, attivando il Forum Civico e i relativi gruppi di lavoro, ha provveduto all'elaborazione del PEC strutturandolo secondo criteri di sostenibilità, e sulla scorta degli obiettivi definiti dal Forum. Il Piano energetico è stato pensato come uno strumento capace di accogliere e veicolare le proposte ed i suggerimenti dei portatori di interesse (*stakeholder*), integrandoli nelle strategie di pianificazione locale (PRG) e nelle azioni di sviluppo sostenibile.

Gli obiettivi condivisi del Piano Energetico hanno delineato un orizzonte di intervento che comprendesse azioni per favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili, nonché per sensibilizzare gli utenti all'uso razionale dell'energia ed adeguare il Regolamento Edilizio ai principi del consumo intelligente e sostenibile delle risorse energetiche.

Lo schema metodologico ha previsto un Bilancio Energetico ed Ambientale del territorio lecchese e, in funzione dei risultati del Bilancio, l'elaborazione di uno scenario "naturale" al 2010 e di altri due scenari (minimo e massimo), nei quali prevedere gli effetti di una programmazione energetica sostenibile. Per concretizzare tali scenari si è fatto riferimento ad un quadro di azioni ben definite. Il PEC, in questo senso, ha individuato interventi di risparmio energetico nel settore residenziale e terziario ed ha posto l'accento sullo sviluppo, nel settore delle fonti rinnovabili, delle pompe di calore e degli impianti mini-idroelettrici. Nel caso specifico del solare termico e del solare elettrico (fotovoltaico) il Piano ha previsto di sfruttare pienamente tutte le opportunità offerte dai recenti finanziamenti proposti dal MATT e dalla Regione Lombardia.

APPENDICE 5A - VALUTAZIONI E ANALISI SULLE AZIENDE SPECIALI ENERGETICHE TERRITORIALI¹

1. Premessa

Le analisi e le valutazioni nazionali sulle problematiche relative all'energia devono includere un organico e sistematico sguardo sulla componente espressa dalle Aziende speciali (tali ai sensi della legge 142/90) energetiche che oggi, con la normativa vigente, stanno subendo un profondo processo di ristrutturazione.

Tali aziende sono di fatto imprese che erogano localmente servizi energetici e rappresentano una parte importante, se non determinante, nelle politiche territoriali energetico-ambientali, che si intrecciano e si incrociano con quelle regionali e nazionali.

È quindi molto importante avere un quadro analitico del sistema con cui si interfacciano le politiche energetico-ambientali nazionali, regionali e locali.

2. Processo di riforma delle aziende speciali

Con l'art. 35 della Finanziaria 2002 si è messo in atto un processo di riforma che porterà l'Italia fra i Paesi più aperti alla concorrenza in Europa. Esso detta le norme in materia di servizi pubblici locali, suddividendoli in due categorie: i servizi pubblici "di rilevanza industriale" e quelli "privi di rilevanza industriale". Appartengono ai primi i servizi a rete, quali quelli idrici, a gas ed elettrici, nonché quelli di trasporto pubblico.

L'art. 35 rappresenta l'inizio della riforma del sistema dei servizi locali; ispirandosi a principi e criteri di liberalizzazione dei mercati, esso introduce la regola generale dell'affidamento dei servizi di rilevanza industriale attraverso gare con procedure ad evidenza pubblica.

La legge finanziaria 2003 affronta nuovamente il tema dei servizi pubblici locali attraverso una decisa ulteriore spinta alla liberalizzazione, le cui fasi operative restano in capo ai Sindaci. La legge sopprime i concetti relativi alla "rilevanza industriale", sostituendoli con quelli relativi alla "rilevanza economica". Con tale modifica, le norme dettate dall'art. 35 si applicano a tutti i servizi pubblici locali, fatta eccezione per quelli "privi di rilevanza economica" (quali le istituzioni che erogano servizi sociali o culturali), che potranno essere gestiti dall'Ente locale mediante affidamento diretto.

Il principio di fondo, in linea con i dettami della UE, è di una graduale apertura alla concorrenza con tappe differenziate in base alle leggi di settore e alle caratteristiche del servizio. Per le attività economicamente rilevanti il Comune dovrà decidere se effettuare gare d'appalto per affidare il servizio in gestione (in questo caso stipulare un contratto di servizio con il vincitore della gara) oppure continuare a gestire in proprio l'attività, ma questo sarà possibile solo se l'azienda resterà completamente di sua proprietà senza cessioni di quote al capitale privato. All'interno di questi due limiti vi sono alcune posizioni intermedie (ad esempio la gara per il cosiddetto *partner* privato) sulle quali resta aperto un vivace dibattito tra operatori, sindaci, imprenditori privati e organi legislativi di ogni livello.

¹ Bibliografia:

- § R. Fazioli - La riforma dei servizi pubblici locali, ed. Autonomie Locali, aprile 2002;
- § G. Molinas (ATIA) - Gli Ambiti Territoriali Ottimali (D.lgs. 22/97), luglio 2003;
- § Cispel-Confesercizi;
- § Sole 24 Ore, supplemento Guida Enti Locali, settembre 2003;
- § Hera SpA, Hera e il Piano Energetico Regionale, febbraio 2003;
- § Federgasacqua;
- § Federelettrica;
- § U. Farinelli - Staffetta Quotidiana Petrolifera, 6 ottobre 2003.

Le tabelle successive danno una rappresentazione quali-quantitativa delle dimensioni e dell'importanza delle aziende energetiche territoriali speciali.

3. Il Sistema Confservizi

La Confservizi è la confederazione che associa tutte le aziende che erogano servizi sul territorio locale. Essa comprende 1600 aziende, 650 delle quali sono già state trasformate da aziende speciali in società di capitali, regolate dal codice civile.

Tali aziende gestiscono i servizi che rendono possibile la vita domestica e produttiva: acqua, energia elettrica, gas, igiene urbana e trasporti.

Come detto sopra, gli Enti locali dovranno decidere entro breve cosa fare di queste aziende: metterle sul mercato in parte o totalmente, quotarle in Borsa, aggregarle attraverso fusioni o acquisizioni. Se da un lato c'è la spinta a "fare cassa", dall'altro c'è la paura di liberarsi di strutture che proprio ora, dopo anni di incertezze, cominciano a dare importanti frutti economici, aumentando così il proprio valore. Si tratta di un comparto economico con oltre 21 miliardi di euro di ricavi, 160 mila addetti, e investimenti per quasi 5 miliardi di euro all'anno.

Le aziende speciali stanno inoltre sempre più diventando vere e proprie aziende *multiservice* attraverso una doppia strategia che prevede:

- il consolidamento del proprio *core business* (energia, gas, acqua, igiene ambientale e trasporti) attraverso la crescita delle vendite sul mercato nazionale e internazionale;
- la diversificazione delle attività in altri settori quali le telecomunicazioni e, più in generale, attività della *new-economy* (*e-commerce, trading on line*).

Tabella A1 - Il sistema Confservizi nei settori energia e ambiente. Anno 2003

	ELETTRICO	GAS	RIFIUTI	TRASPORTI	TOTALE
Totale Addetti	8179	7503	35919	75983	127504
Ricavi (ML€)	2145	4054	3609	4511	14319
Utile di esercizio (ML€)	285	138	42	170	635
Investimenti (ML€)	576	250	574	778	2178

Fonte: Confservizi e Sole 24 Ore

Tabella A2 - Il servizio gas effettuato dalle aziende speciali. Anno 2002

Natura giuridica	Utenti	Gas venduto in m ³	Numero aziende
Azienda speciale	543.669	847.626.494	30
Consorzio	643.724	1.255.396.238	23
Economia	295.407	715.659.068	31
SpA	4.286.992	8.216.933.707	76
Srl	38.295	61.655.976	5
Varie	11.996	20.674.490	2
Totale	5.820.083	11.117.945.972	165
REG	utenti	gas venduto	n. aziende
PIE	192.511	398.327.646	9
LOM	1.903.540	3.374.828.536	60
LIG	399.884	424.923.932	2
FVG	196.572	296.125.804	6
TAA	49.992	156.876.090	5
VEN	563.017	1.398.934.472	15
TOS	700.299	1.316.546.954	14
EMR	1.219.607	2.992.540.388	22
totale Nord	5.225.422	10.359.103.822	133
<i>Quota percentuale</i>	89,78%	93,17%	80,12%
UMB	38.238	92.687.477	5
ABR	10.930	9.699.454	1
LAZ	6.485	6.292.737	2
MAR	210.857	393.924.125	13
totale Centro	266.510	502.603.793	21
<i>Quota percentuale</i>	4,58%	4,52%	12,65%
PUG	116.032	136.650.896	2
SIC	149.849	64.852.587	3
CAL	5.244	5.409.347	1
CAM	57.026	49.325.528	6
totale Sud	328.151	256.238.358	12
<i>Quota percentuale</i>	5,64%	2,30%	7,23%
Totale Italia	5.820.083	11.117.945.972	166
	100,00%	100,00%	100,00%

Fonte: Confservizi

Tabella A3 - Il servizio energia elettrica fornito dalle aziende speciali. Anno 2002

Aziende	Località	Produzione (GWh)	Utenti
AEC	ALA	21,70	4124
CAFL	AOSTA	8,60	3042
SCFL	AOSTA	4,70	672
AEC	AVIO	20,94	2132
AEC	BOLZANO	709,82	115224
ASM	BRESCIA	743,38	115098
AEAB	BRUNICO	72,20	10066
SIEC COOP	CHIAVENNA	22,80	7337
IPEE SNC	CRODO	0,04	20
AEM	CHIOMONTE	2,18	1821
AEM	CREMONA	237,24	40322
ACSM	FIERA DI PRIMIERO	30,64	8503
AMG	GORIZIA	80,00	21657
AEC	GRIGNO	13,45	1378
AMI	IMOLA	469,52	48606
ASM	LACES	21,51	2241
SEVAL SpA	LEVICO TERME	20,75	760
AIR	MEZZOLOMBARDO	50,37	6947
AEM SpA	MILANO	2911,8	430817
META SpA	MODENA	685,00	116221

ODOARDO ZECCA Srl	ORTONA	20,87	6908
ASPEA	OSIMO	70,67	12384
SEA SPA SOCIETA' ELETTRICA DI FAVIGNANA	PALERMO	8,37	3042
AMEA SpA	PALIANO	13,89	4657
SECAB	PALUZZA	13,94	4453
AMPS SpA	PARMA	259,71	65631
CEIS	PONTE DELLE ARCHE	5,50	5969
SEP SpA - Società Elettrica Ponzese SpA	PONZA	9,28	574
CEPF	POZZA DI FASSA	13,71	2556
AESC	PRATO ALLO STELVIO	7,13	1198
SOC. COOP. ELETTRICA PRO-COLLORO	PREMOSELLO CHIOVENDA	1,50	627
AST	RECANATI	54,20	7874
ALTO GARDA SERVIZI SpA	RIVA DEL GARDA	61,83	3678
ACEA SpA	ROMA	6905,66	782021
COMUNE DI RONCONE - SERVIZI ELETTRICI	RONCONE	3,30	n.d.
ASM SpA	ROVERETO	168,27	27018
AASSP	SAN MARINO	155,18	25892
AMIAS	SELVINO	5,38	6793
AMSP	SEREGNO	101,30	19836
ASM	SONDRIO	66,76	13964
ASPM	SORESINA	20,18	9311
CEDIS	STORO	28,58	4261
AEC	TELT	2,52	865
ASM	TERNI	222,55	52813
ASM	TIONE DI TRENTO	12,56	2637
AEM	TIRANO	24,03	6149
ASSM	TOLENTINO	72,97	10928
AEM SpA	TORINO	1886,79	250554
AMET	TRANI	73,80	26217
ACEGAS SpA	TRIESTE	605,43	139694
IMPRESA ELETTRICA D'ANNA & BONACCORSI snc	USTICA	5,01	1164
VALDISOTTO SERVIZI SpA	VALDISOTTO	66,2	3011
AASM	VERCELLI	89,80	25814
AGSM	VERONA	585,00	62403
AIM	VICENZA	227,80	57803
AEM	VIGO DI CADORE	4,86	1492
ASM	VOGHERA	78,10	22367
	TOTALI	18.079,42	2609546

Fonte: Federelettrica

Tabella A4 – Dati nazionali a seguito applicazione art. 35 legge finanziaria 2002

Anni	1998	1999	2000	2001	2002
Società di capitali	90	151	279	405	448
Ricavi vendite (ML€)	14918	16721	18737	20993	21585
Investimenti (ML€)	3134	3452	3760	5100	4485
Totale addetti	155.629	154.120	159.260	158.421	157.020

Fonte: Confservizi e Sole 24 ore

Tabella A5 – La popolazione servita dai servizi pubblici locali in Italia

	Abitanti	%/Totale
Acquedotto	41.142.833	71
Energia elettrica	9.874.494	17
Gas	17.245.499	30
Smaltimento	34.088.285	59

Fonte: Confservizi

4. Conclusioni

Dai dati sopra esposti si evince che la tendenza è quella di avere sempre più aziende di dimensioni che operano in un territorio sovra-comunale (pari a quello provinciale) o in alcuni casi addirittura regionale.

Questo è particolarmente vero nel Nord Italia e nel Centro; mentre nel Sud e sulla dorsale appenninica rimangono situazioni frammentarie alcune delle quali di scarsa entità.

Varie ipotesi fanno comunque prevedere che verso il 2010-2015 in Italia non ci saranno più di 20-30 aziende *multiutility* (a seguito delle dinamiche di fusione e concentrazione in atto) con caratteristiche e dimensioni di tipo “regionale”.

Questo fatto comporta che:

1. la distribuzione del gas sarà tutta gestita da queste aziende;
2. così pure buona parte della distribuzione di energia elettrica;
3. la gestione dei rifiuti nella sua totalità sarà gestito da queste aziende;
4. la gestione dei trasporti locali in buona parte.

Queste aziende pertanto sono, e più saranno di fatto, i punti di riferimento, i “capisaldi delle politiche industriali” nel territorio, in quanto, non essendo delocalizzabili, rappresentano l’infrastruttura industriale per i servizi di riferimento.

L’incidenza che avranno sulle politiche energetico-ambientali sarà crescente in quanto a livello locale-territoriale si potranno attuare (o meno) quelle linee di intervento che la programmazione regionale (ma anche nazionale) intende perseguire.

Il continuo contatto con l’utenza, sia civile che industriale (cioè con settori che compongono la domanda), fa già da oggi di loro “attori privilegiati” per il monitoraggio e la valutazione di azioni e interventi di accompagnamento previsti nella programmazione regionale.

Il settore, ad oltre dieci anni dall’avvio del complesso disegno di riforma, sembra ormai presentare i numeri per potersi configurare come una vera e propria industria. Esso rappresenta infatti il 4% del valore aggiunto dell’economia italiana e incide per il 5% nella spesa complessiva delle famiglie.

In termini di fatturato ha raggiunto, stando ai dati del 1999, quasi 30 milioni di euro presentando una crescita del 30% rispetto allo stesso valore del 1994.

Inoltre, negli ultimi tre anni si è attestato un utile di oltre 12 miliardi di euro, pari all’8% del fatturato.

Anche la voce degli investimenti ha subito un notevole incremento, passando dal 13% al 30% del fatturato.

Le note meno positive riguardano le modalità organizzative di questo settore.

La poca chiarezza normativa e giuridica, nonché l’eccessiva frammentazione dell’offerta, rappresentano ancora il principale problema da superare.

Gli Enti locali continuano in molti casi (oltre 7000) a gestire direttamente i servizi, specie per quanto riguarda il comparto dell’igiene urbana (45%) e quello idrico (57%).

Il ruolo dei privati – nonostante sia in rapida crescita ed evoluzione - rimane sostanzialmente coinvolto nella distribuzione del gas naturale (oltre 315 imprese) e nel campo della igiene urbana (circa 250 imprese private addette alla fase di raccolta e smaltimento).

I pochi dati in precedenza esaminati testimoniano una continua evoluzione che ancora oggi investe questo settore.

La conseguenza più diretta è l'accentuarsi di quei fenomeni che concorrono a modificare il contesto competitivo nel quale le imprese si trovano a formulare le loro strategie. In particolare la competitività delle aziende è in continua crescita, la redditività media di settore è decisamente aumentata e si è andata notevolmente affermando la necessità da parte delle imprese di offrire una gamma di servizi più ampia e di livello qualitativo sempre migliore.

Ad oggi, ci troviamo di fronte ad un settore che presenta decisivi elementi dinamici, caratterizzati da un lato dalla notevole crescita delle aziende in termini economico-finanziari e dall'altro da un apparato giuridico ancora non completamente stabilizzato.

Capitolo 6

LE TECNOLOGIE DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA E LE SPESE PER LA RICERCA

CAPITOLO 6 - LE TECNOLOGIE DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA E LE SPESE PER LA RICERCA

6.1 L'EVOLUZIONE DELLE TECNOLOGIE ENERGETICHE

Lo sviluppo di sistemi e cicli avanzati per la produzione di energia, le cui caratteristiche si presentano molto promettenti in termini di prestazioni, controllo delle emissioni e flessibilità nell'utilizzo dei combustibili, rappresenta una importante opportunità per il Paese, in grado di rilanciare la competitività del sistema dell'offerta nazionale di tecnologie di settore e di coniugare le competenze e gli sforzi dei vari attori interessati, garantendo nello stesso tempo continuità agli investimenti già effettuati negli ultimi anni.

All'interno del sistema industriale nazionale esistono le risorse, le conoscenze e le esperienze necessarie per offrire beni e servizi strettamente legati alle caratteristiche delle realizzazioni per l'impiantistica energetica avanzata. Tuttavia l'Italia appare in ritardo nell'impegno di ricerca sulle tecnologie energetiche più innovative.

La tendenza strutturale di medio-lungo termine al rialzo dei prezzi dei prodotti petroliferi - ulteriormente condizionato nell'ultimo anno dalle crisi internazionali di natura economica e politica - e alla maggiore dipendenza dall'estero dell'approvvigionamento energetico, che riguarda tutta l'Unione europea e in particolare l'Italia, richiede di mettere oggi in cantiere progetti rilevanti di ricerca e sviluppo nel settore delle tecnologie energetiche che consentano di affrontare le sfide che inevitabilmente si presenteranno in futuro.

Nel seguito è riportata una panoramica sull'evoluzione delle tecnologie utilizzate per la produzione di energia.

6.1.1 Le tecnologie di utilizzo dei combustibili fossili

Il miglioramento delle prestazioni del sistema elettrico nazionale, visto in una prospettiva di sviluppo sostenibile, necessita di tecnologie e metodologie che ne devono incrementare il rendimento energetico ed ampliare le fonti di energia utilizzabili, tendendo al drastico ridimensionamento delle emissioni ambientali. L'utilizzo dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica, se da un punto di vista tecnologico è un settore che non consente innovazioni sostanziali nel breve periodo, ha tuttavia registrato negli ultimi anni una decisa evoluzione, tra l'altro ancora in corso, verso la riduzione dell'impatto ambientale - principalmente delle emissioni in atmosfera - con il contenimento al contempo dei costi di produzione. I requisiti ambientali sono divenuti parte integrante delle specifiche di progettazione, costruzione ed esercizio dei nuovi impianti, al pari dei tradizionali requisiti tecnico-economici di efficienza, affidabilità, disponibilità e costo. L'impiego di gas naturale per la produzione di energia elettrica sarà nell'immediato futuro sempre più diffuso (si prevede che negli anni 2020-2030 la metà dell'energia elettrica prodotta in Europa impiegherà questo combustibile); anche gli investimenti in questo settore, soprattutto per i nuovi impianti, terranno pertanto conto di queste previsioni. Nel seguito viene fornito, per ogni classe di impianti, un quadro sintetico dello stato di sviluppo attuale della tecnologia, del grado di penetrazione nel mercato italiano e, ove pertinente, degli interventi di *retrofitting* e *repowering* già effettuati o in corso.

6.1.1.1 Impianti convenzionali con turbina a vapore

In questa classe rientra la maggior parte degli impianti esistenti, funzionanti con il tradizionale ciclo termico a vapore in regime sub-critico o super-critico, alimentati generalmente a carbone (impianti a polverino) o in grado di bruciare combustibili diversi (impianti *multifuel*) e, nel caso particolare dell'Italia, alimentati spesso ad olio combustibile. Sulla spinta delle sempre più rigorose normative ambientali, nel decennio 1990-2000 i produttori italiani hanno ormai quasi

completato gli interventi di *retrofitting* di tali installazioni, fatta eccezione per alcuni impianti ormai a fine vita e con caratteristiche tecniche obsolete (cicli sub-critici), per i quali la vita residua e la perdita di efficienza conseguente all'intervento non giustificano il costo dell'investimento. Interventi di *retrofitting* hanno riguardato in particolare:

- l'installazione di desolforatori, precipitatori elettrostatici e de-nitrificatori dei fumi;
- l'installazione di sistemi di controllo della combustione attraverso la sostituzione dei bruciatori;
- l'introduzione di sistemi di iniezione di composti di calcio e sodio per il controllo della SO₂, e di ammoniaca ed urea per il controllo degli NO_x nella fase di combustione.

Tuttavia, il solo *retrofitting* contribuisce negativamente alla riduzione della CO₂, in quanto comporta in generale una riduzione dell'efficienza dell'impianto. Al fine di contenere anche le emissioni di CO₂, ridurre i costi di produzione ed estendere la vita degli impianti, in molti casi al *retrofitting* sono stati preferiti interventi di *repowering* che comportano, in generale, oltre alla installazione di tecnologie di abbattimento degli inquinanti, vere e proprie ristrutturazioni dell'impianto stesso con sostituzione dei componenti principali, introduzione di sistemi di combustione a letto fluido o installazione, in particolare in Italia, di cicli combinati con turbina a gas in testa a cicli a vapore esistenti. Tali interventi richiedono in generale investimenti maggiori, ma comportano, oltre ai benefici ambientali, miglioramenti sostanziali della efficienza e della disponibilità di impianto, riduzioni dei costi di manutenzione e flessibilità nell'uso di combustibili diversi (impianti policombustibili).

Negli impianti di nuova concezione invece, tutti a ciclo super-critico, ed in quelli più avanzati a ciclo ultrasuper-critico, il miglioramento delle efficienze, dovuto all'incremento delle pressioni e delle temperature di processo, compensa largamente la riduzione dell'efficienza dovuta all'introduzione dei sistemi di abbattimento degli inquinanti. Gli impianti super-critici, operanti a pressioni di 225 bar e temperature del surriscaldato di 540 °C, ormai in uso in tutto il mondo da circa 25-30 anni, hanno registrato un incremento dell'efficienza (38-45%) di circa 8-10 punti rispetto ai tradizionali impianti sub-critici (33-35%).

Gli impianti ultrasuper-critici (300-350 bar, 600 °C), pur con efficienze superiori al 45%, non hanno ancora trovato una penetrazione nel mercato (almeno in Italia) a causa degli elevati costi di investimento e della concomitante competitività di altre tecnologie. La tecnologia si è comunque affermata nei Paesi scandinavi, dove esiste da tempo una legislazione sul controllo della CO₂, e si sta sviluppando in Germania dove sono in ordine impianti per 2.000 MW con rendimenti attesi del 47-48%; il Giappone ha un piano di impianti ultrasuper-critici di grande impegno, ed i principali paesi asiatici la stanno valutando attentamente per il futuro.

6.1.1.2 Impianti a ciclo combinato con turbina a gas

Il rilevante sviluppo della tecnologia delle turbine a gas, ed in particolare dei cicli combinati con turbina a gas, iniziato già nel decennio 1980-90, è proseguito anche nel decennio 1990-2000; tale sviluppo è stato trainato da una serie di fattori che fanno dei cicli combinati gli impianti di generazione dell'elettricità attualmente più competitivi in termini economici ed ambientali. Tra questi fattori vanno senza dubbio menzionati:

- il ridotto impatto ambientale della combustione del gas naturale (basse emissioni di precursori di piogge acide e gas serra);
- i costi contenuti e i tempi di costruzione (3 anni);
- l'elevato livello di efficienza conseguibile (55-60%);
- la modularità di impianto;
- la flessibilità di esercizio.

Sono attualmente in commercio turbine a gas con potenze unitarie da 5 a 250 MW ed impianti modulari a ciclo combinato con potenze installate che vanno da 100 a 750-1000 MW. L'elevata efficienza dei cicli combinati è resa possibile dall'altissima temperatura di ingresso del gas in turbina (1100-1200 °C), ed ulteriori sviluppi sono previsti nel breve termine con ingressi a 1.400 °C, grazie al miglioramento della tecnologia e dei materiali delle pale dei primi stadi della turbina. L'entalpia dei gas in uscita dalla turbina a gas è quindi largamente sufficiente a produrre vapore surriscaldato di alta qualità e ad alimentare un ciclo con turbina a vapore a valle della turbina a gas. I cicli combinati alimentati a gas naturale hanno prodotto, in circa 20-25 anni, una vera rivoluzione nel settore della produzione elettrica mondiale, guadagnando rapidamente il ruolo di impianti adibiti alla produzione di base grazie ai ridotti costi di produzione.

In Italia, degli oltre 60 nuovi impianti proposti recentemente al Ministero delle Attività Produttive (MAP) nell'ambito del decreto "sblocca-centrali", la maggior parte prevede l'impiego di cicli combinati a gas; è evidente che solo un numero limitato di tali iniziative si trasformerà in centrali elettriche, a causa sia della difficoltà di reperire nuovi siti, sia dell'onerosità dei processi autorizzativi, ma in ogni caso tale dato rappresenta un indicatore significativo del potenziale di redditività connesso all'impiego di tale opzione tecnologica sul mercato italiano. Nella prospettiva d'inserimento di nuovi operatori si apre altresì l'opportunità di sostituzione di una larga parte degli impianti esistenti, valorizzando i siti e le interconnessioni esistenti (rete elettrica, acqua di raffreddamento), lasciando in riserva parte dei vecchi apparati.

6.1.1.3 Impianti di gassificazione dei combustibili solidi

Il combustibile utilizzato negli impianti a ciclo combinato è prevalentemente gas naturale, ma può essere impiegato anche gas a più basso potere calorifico derivato ad esempio dalla gassificazione del carbone, della biomassa o dei residui di lavorazioni industriali (ad esempio i residui di raffinaria).

Questi impianti integrati di gassificazione e ciclo combinato – nei quali la parte gassificazione è di entità tecnologica ed economica confrontabile con il ciclo combinato – offrono notevoli miglioramenti in termini di efficienza e di emissioni: rispetto agli impianti tradizionali a carbone presentano, per esempio, riduzioni di emissione di CO₂ dell'ordine del 15%, senza richiedere additivi nel processo di combustione ed un quasi completo recupero dello zolfo in forma commerciale.

Va peraltro osservato che, allo stato attuale, la competitività economica di questi complessi impianti non è ancora raggiunta nella generalità delle situazioni, anche se è prevedibile un'evoluzione positiva nei prossimi anni. Infatti, è già possibile registrare numerose realizzazioni di notevole impegno ed interesse industriale negli Stati Uniti e, con diversi tipi di sovvenzioni, in Europa. Qui, in particolare, si segnala l'impianto olandese a carbone di Bugenum (nel Sud dell'Olanda), che è il più grande impianto del genere, già in funzione da alcuni anni, e l'impianto a carbone di Puertollano in Spagna, al quale partecipa anche l'ENEL. Altri dettagli sull'evoluzione di questa tecnologia sono riportati nel paragrafo 3.3 di questo Rapporto.

Le tecnologie pulite del carbone: stato e prospettive future

Polverizzazione del carbone (Pulverised Fuel - PF)

È la tecnica di combustione oggi maggiormente diffusa nella produzione di energia ed è adottata da tutti gli impianti italiani a carbone in funzione che prevedono l'utilizzo della sola turbina a vapore. Consiste nella macinazione finissima del carbone il cui pulviscolo viene iniettato in camera di combustione con un flusso d'aria tramite appositi bruciatori; l'efficienza di combustione è superiore al 99% consentendo un completo utilizzo del combustibile che non viene quindi riversato nell'atmosfera. Questa tecnologia sta avendo ulteriori sviluppi nei bruciatori a bassa emissione di NO_x che utilizzano carboni sempre più finemente polverizzati.

Tecnologia Ultrasupercritica (Ultra Super Critical - USC)

Rappresenta l'evoluzione della tecnologia tradizionale PF con turbina a vapore. I parametri termodinamici vengono spinti fino a 600-630 °C e le pressioni fino a 300-320 bar, introducendo innovazioni di tipo fluidodinamico sul macchinario e tecnologie più avanzate di combustione. La tecnologia USC si è affermata nei Paesi scandinavi dove già esiste una legislazione sul controllo della CO₂ e si sta sviluppando in Germania dove sono in ordine impianti per 2000 MW con rendimenti attesi del 47-48%; il Giappone ha un piano USC di grande impegno ed i grandi Paesi asiatici la stanno valutando attentamente per il futuro.

Gassificazione del carbone (Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC)

Rappresenta un'alternativa al sistema attuale di combustione del carbone e consiste nel portare il polverino ad elevata temperatura a contatto con vapore ed ossigeno. Tramite reazioni chimiche viene prodotto un gas utilizzato nelle turbine a gas, mentre i fumi caldi di scarico sono in grado di generare vapore che alimenta una turbina a vapore. I rendimenti attesi sono dell'ordine del 50%. L'aspetto ambientale della tecnologia è molto interessante in quanto lo zolfo presente nel carbone può essere quasi completamente recuperato in forma commerciale e le ceneri sono convertite in scorie vetrificate, ambientalmente inerti. Lo stato dell'arte di questa tecnologia è rappresentato da sei progetti dimostrativi funzionanti con taglie comprese tra 80 e 318 MW, di cui quattro negli USA e due in Europa (Olanda e Spagna), realizzati con varie tecnologie che si sono progressivamente affermate (Texaco, Shell, Dow, Krupp, Prenflo). Nel 2001 Sinopec e Shell hanno costituito una *joint venture* paritetica per la realizzazione di un progetto di gassificazione del valore di 136 M\$ da realizzarsi entro il 2004 nella provincia cinese dell'Hunan, con impiego di tecnologia Shell e capacità giornaliera di 2.000 tonnellate. A livello nazionale, oltre al già citato Progetto Sulcis, si segnala l'impegno dell'ENEL nell'ambito del Progetto europeo di gassificazione di Puertollano (Spagna) che vede coinvolte le maggiori imprese elettriche europee (EDF, EDP, Endesa, NP); l'impianto è entrato in servizio nel 1996 ed ha richiesto un investimento di circa 1.500 miliardi di lire con impiego di *project financing*.

Combustione a letto fluido (Fluidised Bed Combustion - FBC)

Si tratta di un sistema di combustione del carbone in un letto di particelle riscaldate sospese in un flusso gassoso che consente una loro rapida miscelazione. Attualmente sono disponibili due tipi di letto fluido pressurizzato: a letto ribollente ed a letto circolante, mentre quelli a pressione atmosferica hanno già raggiunto un grosso successo commerciale anche se con prestazioni limitate. Le efficienze attese sono dell'ordine del 42-45% e si collocano tra gli IGCC e gli impianti convenzionali, mentre le prestazioni ambientali sono decisamente promettenti in quanto consentono di eliminare gli SO_x al 90% come residui gassosi stabili e di ridurre gli NO_x prodotti date le più basse temperature di combustione. Sono attualmente in funzione sette impianti dimostrativi con potenze fino a 350 MW. A livello europeo emerge la tecnologia ABB Alstom con impianti in Germania, Svezia e Spagna. In Gran Bretagna il Department of Trade and Industry ha comunicato l'avvio di un progetto per la realizzazione di un impianto dimostrativo da 1.000 MW a letto fluido in grado di raggiungere rendimenti dell'ordine del 55%, con il coinvolgimento di circa 40 imprese elettriche europee ed un investimento di circa 900 mila £, compresi fondi comunitari e governativi.

Cicli combinati a combustione esterna (Externally Fired Combined Cycles - EFCC)

Si tratta di impianti nei quali un ciclo combinato convenzionale può essere alimentato dai fumi provenienti dalla combustione esterna di combustibili "poveri" (biomasse, rifiuti) o di carbone. Essi prospettano rendimenti dell'ordine del 45-50%, ma il loro stadio di maturazione è situato non prima del 2010 in quanto risulta critico lo sviluppo dello scambiatore di calore, a causa delle alte temperature e dei fumi fortemente aggressivi. Negli USA è in corso un importante programma di sviluppo su scala dimostrativa finanziato dal DOE. In Europa significative attività di R&S sugli scambiatori ceramici sono in corso su iniziativa di Ansaldo, ENEA, ENEL, in collaborazione con altre primarie imprese europee quali la tedesca Balcke-Durr ed il CEA-CEREM francese, con il sostegno finanziario della Commissione europea; un prototipo industriale di scambiatore a tubi ceramici verrà sperimentato a partire dal 2003 presso la centrale ENEL Produzione di Livorno. Alcune attività sono svolte anche dal CESI in collaborazione con ENEL Produzione nell'ambito delle risorse per lo sviluppo delle ricerche di interesse per il sistema elettrico.

6.1.1.4 Impianti a letto fluido

Le tecnologie di combustione a letto fluido (atmosferico o pressurizzato) consentono di integrare il controllo degli inquinanti direttamente nella fase di combustione, senza ricorrere a processi di trattamento degli effluenti gassosi. Aggiungendo al combustibile particelle di calcare (*limestone*) ed operando la combustione in corrente d'aria fluente dal basso, è possibile abbassare la temperatura di combustione sfruttando il miglior trasporto di massa e di calore e riducendo così all'origine la produzione di NO_x, mentre le particelle di calcare provvedono nel contempo all'assorbimento della SO₂. Gli impianti a letto fluido consentono inoltre di bruciare, con un ridotto impatto ambientale, carboni di vario tipo o altri combustibili fossili di basso pregio.

A causa della presenza dell'additivo, la produzione di CO₂ risulta leggermente maggiore rispetto ai tradizionali impianti a polverino, ma è compensata in generale dai maggiori rendimenti conseguibili. In ambito internazionale, gli impianti a letto fluido atmosferico (AFBC) trovano già un significativo impiego commerciale, mentre quelli a letto pressurizzato (PFBC) sono ancora in fase di prototipo commerciale a causa della maggiore complessità impiantistica. Entrambi sono in genere progettati con caratteristiche modulari che consentono una notevole flessibilità in termini di potenza unitaria installata (100-600 MW). Le efficienze sono dell'ordine del 40-42%, fino a valori del 44-45% nel caso dei PFBC. Sono attualmente in funzione sette impianti dimostrativi con potenze fino a 350 MW ed a livello europeo emerge la tecnologia ABB Alstom con impianti in Germania, Svezia e Spagna.

In Italia tale tecnologia non ha trovato finora particolare attenzione a causa del ridotto impiego del carbone nella produzione termoelettrica, della competitività dei cicli combinati alimentati a gas naturale e del previsto eventuale ricorso, nel medio-lungo termine, ad impianti con gassificatore dei residui pesanti di raffineria (tar) di cui il Paese dispone in notevole quantità, per la cospicua presenza dell'industria di raffinazione del greggio.

6.1.1.5 Cicli di generazione ad emissioni estremamente basse

Nella prospettiva di ricorrere all'idrogeno come combustibile alternativo ai combustibili fossili, si studiano nuovi sistemi di produzione dell'energia elettrica basati sull'utilizzo di H₂ e O₂ ed articolati in cicli combinati (turbine e ciclo vapore) o su cicli misti (celle a combustibile e cicli a vapore), che possono consentire la realizzazione di soluzioni impiantistiche ad "emissioni nulle (*zero emissions*)".

Questi sistemi possono essere integrati con gli impianti di gassificazione con trasformazione del gas di sintesi (*syngas*) in H₂: infatti in essi è già prevista una sezione di produzione dell'O₂ richiesto dal processo di gassificazione, da utilizzare anche per la combustione dell'idrogeno. Questa soluzione può essere considerata ad "emissioni nulle" (in pratica l'impianto non ha un camino) poiché unico prodotto della combustione è il vapore acqueo (sono quindi assenti gli NO_x perché nel comburente non c'è azoto, gli SO_x e le polveri per via del trattamento di purificazione a monte del *syngas*), mentre la CO₂ presente nel *syngas* a valle del processo di *shift-conversion* viene totalmente separata e rimossa prima della combustione.

In tali cicli la produzione dell'idrogeno può essere ottenuta a partire da tecnologie pressoché mature di purificazione del gas grezzo (anche se non ancora sperimentate nel settore energetico), di *shift-conversion* per la trasformazione dell'ossido di carbonio in CO₂, di separazione della CO₂ mediante processi fisici o chimici. L'impianto innovativo di generazione elettrica, viceversa, si basa su alcuni componenti, quali in particolare i combustori idrogeno-ossigeno e su espansori a vapore ad alta temperatura, con tecnologia delle turbine a gas, che richiedono ancora un adeguato sviluppo tecnologico.

È importante in ogni caso sottolineare come tale soluzione consentirebbe un uso assolutamente pulito del carbone, per l'assenza di qualsiasi immissione gassosa in atmosfera, con la possibilità di conseguire rendimenti netti superiori al 50%, come risulta da studi condotti presso il Dipartimento di Ingegneria Meccanica dell'Università di Cagliari.

L'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) di Parigi ha recentemente sviluppato, in collaborazione con i principali Paesi membri, un importante studio strategico specifico sulle tecnologie *zero emissions*, allo scopo di valutare il contributo che i combustibili fossili possono dare al controllo delle emissioni di gas serra nei prossimi decenni.

6.1.1.6 Celle a combustibile

Le celle o pile a combustibile (*fuel cells*-FC) sono fra i sistemi avanzati più promettenti per la produzione di energia elettrica, sia per le loro positive caratteristiche energetiche e ambientali che per l'ampiezza delle possibili applicazioni.

La cella a combustibile è un dispositivo elettrochimico, che converte direttamente l'energia chimica di un combustibile in energia elettrica. In una tipica cella, il combustibile gassoso (p.e. H₂) è alimentato con continuità all'anodo – elettrodo negativo dove avviene l'ossidazione del combustibile e la produzione di elettroni, mentre il comburente (aria oppure O₂) viene fornito al catodo – elettrodo positivo dove avviene la riduzione dell'ossigeno con gli elettroni provenienti dal circuito esterno collegato all'anodo. La reazione chimica ha luogo tramite scambio di ioni attraverso l'elettrolita e produce corrente elettrica, chiudendo il circuito tra gli elettrodi.

Una singola cella produce normalmente una tensione inferiore a 1 V e correnti comprese tra 300 e 800 mA/cm². Per ottenere la tensione desiderata più celle sono disposte in serie, a formare il cosiddetto *stack*; gli *stack*, a loro volta, sono assemblati in moduli per ottenere generatori della potenza richiesta.

Un impianto completo comprende di solito, oltre allo *stack*, un sistema di conversione del combustibile di partenza in un gas ricco di idrogeno, un sistema per la gestione del calore prodotto ed uno per la conversione della corrente continua, prodotta dalla cella, in corrente alternata.

Esistono diversi tipi di celle a combustibile, con diverse caratteristiche e diverso grado di sviluppo. Normalmente le celle sono classificate in base alla natura dell'elettrolita, che regola la temperatura di funzionamento e determina le caratteristiche costruttive e operative della cella (materiali impiegati, efficienza, composizione dei gas reagenti, taglie e applicazioni ottimali).

Alcune tecnologie hanno raggiunto uno stadio di sviluppo che dovrebbe consentire la disponibilità di prodotti commerciali nel breve-medio termine, sia per applicazioni stazionarie che per la trazione. I combustibili utilizzati sono diversi (prevalentemente gas naturale per i sistemi stazionari, idrogeno/metanolo per la trazione).

Celle a combustibile ad elettrolita polimerico (Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell, PEMFC o PEFC; Solid Polymer El. F.C., SPEFC)

L'elettrolita è una membrana a scambio ionico (polimero acido sulfonico fluorurato tipo NAFION o similari), eccellente conduttore protonico. Gli elettrodi sono porosi ed impregnati di platino con funzione di catalizzatore. L'unico liquido presente è l'acqua. La temperatura di funzionamento è di 70-90 °C. Vengono sviluppate soprattutto per applicazioni alla trazione e per la generazione portatile e stazionaria fino a taglie di alcune centinaia di kW. La disponibilità dei primi prodotti commerciali può essere prevista a breve (1-3 anni), anche se il raggiungimento della competitività della tecnologia, con un'ampia diffusione della stessa, richiederà tempi lunghi (> 5 anni per le applicazioni stazionarie, > 10 anni per la trazione).

Celle a combustibile alcaline (Alcaline Fuel Cell, AFC)

L'elettrolita è una soluzione acquosa di KOH, che agisce da conduttore di ioni OH⁻. Anodo e catodo consistono in un elettrodo poroso a base di nichel o di carbonio rivestito con vari possibili elettrocatalizzatori (Ag, Pt, Au, Pd, ossidi metallici). Questa tipologia di celle lavora a bassa temperatura (80-90 °C) e richiede gas di alimentazione estremamente puri. È promettente soprattutto per applicazioni speciali (militari, spaziali), anche se esiste qualche esempio di impiego nella trazione.

Celle ad acido fosforico (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC)

L'elettrolita è una soluzione molto concentrata di acido fosforico, che viene trattenuto da una matrice di carburi di silicio e agisce da conduttore ionico (ioni H⁺) per temperature di funzionamento di 150-220 °C. Gli elettrodi sono costituiti generalmente da una matrice porosa

rivestita in platino. Sistemi da 200 kW per cogenerazione, alimentati a gas naturale (rendimento elettrico 40%, impatto ambientale trascurabile, buona affidabilità e durate superiori alle 40.000 ore), sono commerciali, ma con scarse prospettive di riduzione dei costi attuali (> 3.000 €/kW).

Celle a combustibile a carbonati fusi (Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC)

L'elettrolita è usualmente una miscela di carbonati alcalini (Li, Na, K) trattenuta da una matrice ceramica. La cella opera tra 600 °C e 700 °C, temperature alle quali i carbonati formano un sale altamente conduttivo, con ioni di carbonato CO_3^{2-} che permettono la conduzione ionica. A queste temperature non sono necessari metalli nobili (p.e. Pt) per catalizzare la reazione e sono sufficienti elettrodi porosi a base di nichel per ottenere una cinetica favorevole. Sono attualmente allo stadio di prototipo impianti con potenza da 100 a 250 kW; essi appaiono molto promettenti, soprattutto per gli alti rendimenti previsti (>50%) e per la possibilità di disporre di calore ad alta temperatura, utilizzabile per la cogenerazione o per cicli termici di recupero con turbina (con rendimenti elettrici fino al 60%).

Celle a combustibile ad ossidi solidi (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC)

L'elettrolita è un ossido solido metallico non poroso, tipicamente un ossido di zirconio stabilizzato con ittrio. La cella opera a temperature comprese tra 800 °C e 1000 °C, tra le quali ha luogo una sufficiente conduzione ionica tramite ioni di ossigeno O^{2-} . Gli elettrodi sono costituiti tipicamente da ossidi di zirconio al cobalto o al nichel (anodo) e da manganite di lantanio drogata con stronzio (catodo). Questa tipologia di celle è ancora allo stadio di prototipi di piccola potenza (decina di kW per le celle di configurazione planare, 200-300 kW per celle tubolari); dati gli elevati rendimenti, potranno competere con quelle a carbonati fusi nel settore della generazione/cogenerazione stazionaria. Rispetto ad altri tipi di celle, quelle a ossidi solidi presentano specifici vantaggi, poiché l'elettrolita allo stato solido non presenta problemi di evaporazione, mentre le temperature elevate favoriscono, come per le celle a carbonati, la cinetica delle reazioni, rendendo superfluo l'impiego di catalizzatori. La notevole disponibilità di calore può, anche in questo caso, essere impiegata per cogenerazione o per generare energia elettrica supplementare attraverso turbine a vapore, dove possono essere raggiunti rendimenti globali del 60%.

L'impatto ambientale delle celle a combustibile è molto ridotto nella fase di esercizio, in quanto questi dispositivi non producono i nocivi ossidi di azoto (NO_x), caratteristici dei sistemi di combustione. Risultano, inoltre, assenti le emissioni di SO_x e di particolato. Il livello di rumore è inferiore ai 45 dbA ed i prodotti della reazione sono costituiti da energia elettrica ed acqua. Le uniche emissioni gassose (inferiori a 10 ppm) derivano dalla combustione negli impianti ausiliari (reformer e bruciatore ausiliario). Ovviamente l'analisi dell'impatto effettuata sull'intero ciclo di vita del sistema (dalla fabbricazione dei componenti e dei dispositivi, al loro esercizio, fino alla dismissione dei sistemi obsoleti) si affronta con le procedure consolidate.

Le principali caratteristiche delle celle a combustibile si possono ricondurre a:

- alto rendimento elettrico, perché la conversione dell'energia avviene direttamente, senza i limiti propri del ciclo di Carnot. Il rendimento è elevato (fino al 60%) e si mantiene tale in un ampio intervallo di funzionamento. L'efficienza è notevole anche negli impianti di piccola potenza.
- facilità di cogenerazione, perché il calore prodotto dall'impianto può essere utilizzato per il teleriscaldamento degli edifici o per uso industriale, contribuendo, con l'eliminazione delle caldaie locali, alla riduzione dell'inquinamento urbano.
- duttilità nell'esercizio, in quanto gli impianti sono molto flessibili e si adeguano con velocità alle variazioni di carico, potendo così essere utilizzati per coprire i carichi di

punta. Le celle, infatti, possono essere utilizzate fra il 30 e il 100% di carico, senza perdite sensibili di efficienza.

La versatilità delle pile a combustibile costituisce un elemento di primaria importanza nella produzione di energia elettrica. Una centrale a celle, infatti, ha una struttura modulare e non risulta vincolata da economie di scala. Può essere realizzata in tempi brevi, con possibilità di accrescere la sua potenzialità in proporzione all'aumento di domanda elettrica, aggiungendo moduli supplementari.

Ci sono, tuttavia, ancora degli ostacoli che devono essere superati, per mettere a punto prodotti affidabili e competitivi nelle diverse applicazioni. In generale, anche se le problematiche sono in parte diverse per i diversi tipi di celle, è necessario:

- migliorare le prestazioni della cella e dello *stack* (densità di potenza, durata), attraverso attività di ricerca e sviluppo di materiali e componenti, e mettere a punto processi per la loro produzione su scala industriale;
- sviluppare i sistemi completi ed i componenti critici degli stessi (ad es. sistemi di conversione del combustibile, sistemi di accumulo dell'idrogeno per la trazione) e procedere alla loro dimostrazione sul campo;
- ridurre i costi dei sistemi dai valori attuali (>3.000 €/kW) a valori compatibili con la loro introduzione nel mercato (<1.000 €/kW per le applicazioni stazionarie, <100-200 €/kW per la trazione).

Le celle a combustibile troveranno impiego innanzitutto in tre grandi aree:

Trazione per veicoli

Uno dei vantaggi dell'uso delle celle a combustibile nell'autotrazione è il loro rendimento energetico. Dell'energia prodotta dal carburante, la percentuale che risulta effettivamente utilizzabile per il movimento della vettura è potenzialmente di oltre il 50%, mentre nei sistemi con motore a benzina si raggiunge al massimo il 40%. Inoltre nel traffico urbano, dove l'impiego è quasi sempre a basso carico per la limitata velocità, il rendimento energetico dei veicoli con celle a combustibile risulta circa il doppio rispetto a quello delle auto con motori tradizionali. Infine, l'emissione è costituita solo da vapore acqueo. Gli autoveicoli con celle a combustibile sarebbero, dunque, vantaggiosi, efficienti e consentirebbero di superare le limitazioni dei mezzi elettrici, come la ridotta autonomia e i lunghi tempi di ricarica delle batterie tradizionali. Sotto il profilo strettamente tecnologico, le celle PEMFC appaiono le più promettenti per la trazione veicolare. Per queste ragioni i maggiori costruttori mondiali di autoveicoli sono impegnati con mezzi ingenti nello sviluppo di questi sistemi.

Alimentazione di reti elettriche

Numerosi sono i vantaggi che rendono le celle a combustibile idonee per la produzione di energia elettrica. Il loro rendimento, contrariamente a quanto avviene negli impianti elettrici convenzionali, è poco sensibile alle variazioni di carico e indipendente dalla potenza installata. Una centrale a celle a combustibile, inoltre, ha una struttura modulare che può essere realizzata in breve tempo, con la possibilità di accrescere la sua potenzialità in proporzione all'aumento della domanda. A questi vantaggi vanno aggiunti il basso livello di inquinamento ambientale e la scarsa rumorosità. Infine, bisogna sottolineare il fatto che a regime stazionario le celle a combustibile si prestano alla cogenerazione, ossia alla produzione congiunta di elettricità e calore. Le tecnologie più promettenti sono le celle ad elettrolita polimerico, per potenze fino a qualche centinaio di kW, e le celle a carbonati fusi e ad ossidi solidi, per potenze da alcune centinaia di kW a qualche decina di MW.

Celle a combustibile miniaturizzate per impieghi portatili

Per giocattoli, telefoni cellulari, computer portatili ed altri prodotti di elettronica si usano attualmente batterie pesanti e costose. L'alternativa è rappresentata da una cella a combustibile miniaturizzata, con una durata superiore a quella di una batteria Ni-Cd o Li-ione, senza bisogno di ricarica, poiché è sufficiente sostituire in modo rapido il combustibile, ed a costi potenzialmente inferiori. Il combustibile impiegato potrebbe essere il metanolo o idrogeno adsorbito su idruri.

In ambito internazionale, le diverse attività di sviluppo sono focalizzate al miglioramento della tecnologia della cella e dello *stack* e alla realizzazione di impianti dimostrativi per le diverse applicazioni.

In ambito europeo il VI Programma quadro EU, all'interno della tematica prioritaria sviluppo sostenibile, promuove azioni nel medio-lungo periodo per lo sviluppo delle celle a combustibile e delle loro applicazioni, soprattutto nell'ambito dei trasporti di superficie. Gli obiettivi a medio-lungo termine sono finalizzati alla riduzione dei costi degli *stack* nel trasporto (50 €/kW), nelle applicazioni residenziali e nella generazione distribuita di energia elettrica (300 €/kW), ed allo sviluppo di materiali avanzati per celle ad alta e bassa temperatura. Tutti i principali costruttori automobilistici, inoltre, stanno impiegando notevoli risorse in attività di R&S di veicoli alimentati con celle a combustibile ad elettrolita polimerico.

In Italia, lo sviluppo di celle a combustibile, avviato a metà degli anni Ottanta, ha portato alla crescita di gruppi di ricerca di buon livello presso l'ENEA, il CNR e l'Università ed alla creazione di realtà industriali importanti nei settori delle celle ad elettrolita polimerico e delle celle a carbonati fusi. In particolare:

- per le celle ad elettrolita polimerico le strutture industriali più significative sono la Nuvera Fuel Cells e l'Arcotronics Fuel Cells, entrambe impegnate, con diverse tecnologie di cella, nello sviluppo di *stack* e nella realizzazione di sistemi per applicazioni residenziali e per trasporto;
- per le celle a carbonati fusi, Ansaldo Fuel Cells sta realizzando diversi impianti dimostrativi, di taglie comprese tra 125 e 500 kW, in collaborazione con FN per la produzione dei componenti di cella.

Le diverse industrie partecipano inoltre, insieme alle strutture di ricerca, a diversi progetti nazionali ed europei relativi alla ricerca di nuovi materiali (catalizzatori, componenti di cella e di *stack*), all'incremento delle prestazioni (densità di potenza, bassa pressione, resistenza agli inquinanti, partenza a freddo) e dell'affidabilità (ottimizzazione componenti e variabili di processo, sistemi di controllo). Tali attività di ricerca, che riguardano anche le celle ad ossidi solidi, dovrebbero crescere nel breve termine, con l'avvio di nuovi progetti finanziati con fondi FISR 2002.

6.1.2 Le tecnologie di utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili

6.1.2.1 Impianti idroelettrici

L'Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale (UNIDO) ha catalogato le taglie delle centrali idroelettriche suddividendole in base alla potenza nominale dei macchinari atti alla trasformazione dell'energia meccanica di una quantità d'acqua in energia elettrica:

Classi di centrali idroelettriche	P - Potenza nominale installata
Micro	$P < 100 \text{ kW}$
Mini	$100 \text{ kW} < P < 1.000 \text{ kW}$
Piccole	$1000 \text{ kW} < P < 10.000 \text{ kW}$
Grandi	$P > 10.000 \text{ kW}$

La produzione d'energia da fonte idroelettrica nel nostro Paese è pari a 42,5 TWh nel 2002, notevolmente al di sotto delle stime sul potenziale complessivo.

La costruzione di nuove grandi centrali idroelettriche comporta infatti problematiche complesse di impatto ambientale (sommersione di aree estese, variazioni idrogeologiche e microclimatiche, impatti sulla flora e sulla fauna acquatica, sismicità indotta); gli interventi in questo settore saranno quindi focalizzati sugli impianti esistenti, con l'obiettivo di ottimizzarne le prestazioni.

Oggi si stima una produzione di energia pari a 8.897 GWh (GRTN, 2001) dovuta a sistemi di mini-idraulica, ed il ricorso a questa tecnologia è destinato ad estendersi anche per i continui progressi tecnologici conseguiti. La ricerca applicata sui componenti d'impianto e l'utilizzo di sistemi di telecontrollo hanno consentito infatti un significativo abbattimento dei costi di gestione e di manutenzione, rendendo economicamente competitivi gli impianti di piccola dimensione anche nel medio periodo (il costo del kWh prodotto da un impianto di mini-idraulica è stato stimato pari a 0,044-0,060 euro (UE, Programma Thermie, 2000)).

Alla rinascita dell'interesse degli imprenditori, sia per le nuove realizzazioni che per il recupero di impianti mini-idraulici in disuso, hanno concorso alcune caratteristiche tipiche di tali impianti quali: l'elevato rendimento nella conversione dell'energia, i brevi tempi di cantiere necessari, il limitato impatto ambientale e la conseguente bassa conflittualità sociale. Inoltre la mini-idraulica si mostra coerente con le indicazioni dell'UE sul decentramento produttivo energetico e non è trascurabile il contributo alla diminuzione dei gas serra: in un anno, un impianto mini-idraulico di 5 MW di potenza può evitare la combustione di circa 1.400 tonnellate di combustibile fossile, evitando l'immissione in atmosfera di 16.000 tonnellate di CO₂ e di 1.100 tonnellate di SO₂ (stime UE, Programma Thermie, 2000).

6.1.2.2 Impianti geo-termoelettrici

L'Italia è stata uno dei primi paesi al mondo a sfruttare le sue potenzialità geotermiche, aumentando costantemente la produzione elettrica dai 132 MWh nel 1940, ai 4.700 GWh nel 2002 (dati provvisori 2003). Tecniche innovative di ricerca geologica, che consentono di rilevare con precisione tutte le caratteristiche qualitative e quantitative del serbatoio geotermico, permettono infatti di evitare gli elevati oneri per la perforazione d'indagine, che rappresentavano il deterrente maggiore allo sviluppo imprenditoriale di questo settore.

Le tecnologie utilizzate per lo sfruttamento dei campi idrotermali - economicamente conveniente quando il fluido geotermico è a temperature non inferiori a 100 °C, ed il raggiungimento della sorgente calda non comporta perforazioni troppo profonde - sono affidabili e ben sperimentate dall'esperienza maturata nell'estrazione petrolifera. I sistemi geotermici per la produzione d'energia elettrica, attualmente, si differenziano in impianti a vapore dominante e impianti ad acqua dominante. Entrambe le tecniche sfruttano l'elevato gradiente termico del fluido geotermico, composto prevalentemente da acqua o da vapore, oltre ad una varietà di sostanze naturali che devono essere studiate e controllate per evitare danni alla natura e all'uomo. Esiste, infine, una tipologia d'impianto che si sta rapidamente diffondendo in tutto il mondo, che oltre a presentare caratteristiche di semplicità ed affidabilità, è utilizzabile in zone geotermiche che producono acqua a temperatura moderata (fino a 180 °C). Il "ciclo binario", infatti, permette di scambiare il calore del fluido naturale con l'isopentano, che ha un basso punto d'ebollizione e quindi rende disponibile la sua energia meccanica (di pressione) a temperature molto contenute. L'enorme potenzialità della risorsa geotermica fruibile in diverse forme, e spesso a poca profondità dalla superficie terrestre, indirizza risorse sempre più consistenti nelle applicazioni tecnologiche su impianti sperimentali: "rocce calde secche", "sistemi magmatici" e "sistemi geopressurizzati", potranno presto rappresentare nuove opportunità, sia nella produzione geo-termoelettrica, sia per il riscaldamento di edifici pubblici e privati, di serre, d'apparecchiature per le cure termali-ricreative, sia per sostituire l'impiego di combustibili fossili all'interno di processi industriali.

6.1.2.3 Centrali eoliche

In ambito internazionale, il settore eolico ha registrato una notevolissima crescita ed ora fornisce ai consumatori otto volte più elettricità rispetto ad un decennio fa. La potenza eolica è aumentata sensibilmente sia negli Stati Uniti sia in Asia, per merito dell'India e della Cina, ma soprattutto in Europa. Il ruolo prevalente è stato ricoperto da Germania, Danimarca e Spagna, seguite a distanza da Olanda e Gran Bretagna. Complessivamente, nei principali paesi europei si è registrata una significativa affermazione dell'eolico, con il raggiungimento di buoni livelli di maturità industriale ed economica. Questo è stato possibile grazie alla costituzione di un sistema nazionale comprendente sistemi di sostegno finanziario – inizialmente in conto capitale e successivamente in conto energia -, strutture pubbliche di ricerca, sviluppo, qualificazione e monitoraggio, industrie nazionali – particolarmente forti in Germania e Danimarca – e sistemi di certificazione dei prodotti.

L'eolico nel nostro Paese ha avviato il suo processo di diffusione in coincidenza con il provvedimento CIP 6/92, che regola gli incentivi all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Gran parte delle attuali installazioni sono localizzate sul crinale appenninico centro-meridionale e nelle isole. Alcuni ostacoli, principalmente di natura autorizzativa e finanziaria, hanno rallentato le iniziative. Per superare tali difficoltà è in vigore dal 1 giugno 1998 il primo esempio di Accordo di Programma volontario nel campo delle rinnovabili. L'Accordo coinvolge, oltre agli imprenditori eolici, Governo, Regioni, Enti Locali, ENEL, ENEA ed operatori bancari, che, in un'azione concertata, si sono impegnati, ciascuno nel proprio ambito di competenza, ad individuare le soluzioni in grado di minimizzare i problemi esistenti. Al di là di questo primo pacchetto di iniziative nel settore, i programmi nazionali per l'eolico puntano alla realizzazione di 3.000 MW per il 2010.

I generatori eolici o aerogeneratori convertono direttamente l'energia cinetica del vento in energia meccanica, che può essere, quindi, utilizzata per il pompaggio, per usi industriali e soprattutto per la generazione di energia elettrica. Queste "macchine eoliche" derivano dai mulini a vento e sono costituite essenzialmente da un rotore, formato da alcune pale fissate ad un mozzo, che mediante un moltiplicatore di giri aziona un albero motore, alimentante un generatore elettrico. Esistono due tipi di aeromotori, ad asse orizzontale e ad asse verticale, funzionanti con maggiore efficienza in relazione alla direzione del vento.

Una delle barriere alla realizzazione di centrali eoliche è da individuare nel complesso iter autorizzativo. In Italia non esistono procedure specifiche per la pianificazione e localizzazione degli impianti. Esiste comunque una normativa generale a sostegno, ma anche a limitazione di tali insediamenti. La legge 10/91 (art. 1, comma 4) stabilisce che l'uso delle fonti rinnovabili è da considerarsi "di pubblico interesse e di pubblica utilità", quindi le relative opere sono da ritenersi indifferibili ed urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche. L'art. 22 della legge 9/91 esclude, inoltre, per tali impianti le autorizzazioni ministeriali previste dalla vecchia normativa sulla nazionalizzazione dell'energia elettrica. Un'ulteriore legge a favore dell'eolico è da considerarsi la 394/91 (art. 7, comma 1), che prevede misure di incentivazione alle amministrazioni comprese nelle aree protette che promuovano l'uso delle fonti energetiche rinnovabili. Per ciò che concerne le limitazioni, le centrali eoliche devono sottostare ad una legislazione generale di tutela del paesaggio, dell'ambiente e della salute, nonché di disciplina di uso del suolo, cosa che impone il rilascio di diversi nullaosta da parte di enti, amministrazioni centrali dello Stato e degli Enti locali.

Per quanto concerne l'occupazione del territorio, in base al rapporto tra la potenza degli impianti e il terreno complessivamente necessario, la densità di potenza per unità di superficie è di circa 10 W/m². Tuttavia, i generatori eolici e le opere di supporto, quali le cabine elettriche e le strade d'accesso, occupano solamente il 2-3% del territorio per la costruzione di un impianto, quindi la densità di potenza ottenibile è da considerarsi nettamente superiore, dell'ordine delle centinaia di W/m². Inoltre, la parte del terreno non occupata dalle macchine può essere impiegata per altri scopi, come l'agricoltura o la pastorizia, senza alcuna controindicazione.

L'impatto visivo, invece, costituisce un problema di percezione ed integrazione complessiva nel paesaggio. È comunque possibile ridurre al minimo gli effetti visivi sgradevoli assicurando una debita distanza tra gli impianti e gli insediamenti abitativi. Sono state, inoltre, individuate soluzioni costruttive tali da ridurre siffatto impatto, quali l'impiego di torri tubolari o a traliccio a seconda del contesto, di colori neutri e l'adozione di configurazioni geometriche regolari con macchine ben distanziate.

È opportuno sottolineare che comunque complessivamente l'impatto ambientale risulta limitato, soprattutto se viene attuata una buona progettazione iniziale. Non si devono trascurare, infatti, le emissioni evitate di sostanze nocive e gas serra, oltre che l'assenza di qualsivoglia impatto radioattivo o chimico, dato che i componenti usati per la costruzione degli aerogeneratori sono costituiti da materie plastiche e metalliche.

6.1.2.4 Sistemi fotovoltaici

Sviluppata alla fine degli anni Cinquanta nell'ambito dei programmi spaziali, per i quali era necessario disporre di una fonte di energia affidabile ed inesauribile, la tecnologia fotovoltaica (FV) si va oggi diffondendo molto rapidamente anche per applicazioni terrestri.

Il mercato fotovoltaico mondiale ha conosciuto negli ultimi anni un notevole sviluppo, reso possibile grazie alla parallela evoluzione di due differenti tipologie di applicazioni: gli impianti isolati e quelli installati sugli edifici ed integrati alle rete elettrica.

Da un punto di vista tecnico, la conversione della radiazione solare in una corrente di elettroni avviene nella cella fotovoltaica, un dispositivo costituito da una sottile fetta di materiale semiconduttore - molto spesso silicio - opportunamente trattata. Tale trattamento è caratterizzato da diversi processi chimici, tra i quali si hanno i cosiddetti "drogaggi". Inserendo nella struttura cristallina del silicio delle impurità, cioè atomi di boro e fosforo, si genera un campo elettrico e si rendono anche disponibili le cariche necessarie alla formazione della corrente elettrica. Questa si crea quando la cella, le cui due facce sono collegate ad un utilizzatore, è esposta alla luce. L'energia che si può sfruttare dipende dalle caratteristiche del materiale di cui è costituita la cella: l'efficienza di conversione (percentuale di energia contenuta nelle radiazioni solari che viene convertita in energia elettrica disponibile ai morsetti) per celle commerciali al silicio è, in genere, compresa tra il 13% e il 17%, mentre realizzazioni speciali di laboratorio hanno raggiunto valori del 32,5%. La tipica cella fotovoltaica ha uno spessore complessivo compreso tra 0,25 mm e 0,35 mm, ha generalmente una forma quadrata con superficie compresa tra 100 m² e 225 m² e produce, con un irraggiamento di 1 kW/m² ad una temperatura di 25 °C, una corrente compresa tra i 3 A e i 4 A ed una tensione di circa 0,5 V, con una potenza corrispondente di 1,5-2 Wp.

Le due principali tecnologie oggi disponibili per la produzione commerciale sono quella basata sul silicio mono o poli-cristallino e quella delle celle a film sottile. Nella prima, le celle sono ottenute attraverso il taglio di un singolo cristallo di silicio o di un lingotto poli-cristallino dello stesso materiale. Nella seconda, uno strato di silicio amorfo è deposto su una lastra di vetro o di metallo sottile, che agisce da supporto. Oltre al silicio di tipo cristallino, ultimamente si nota un forte interesse da parte di diverse aziende produttrici a realizzare linee di produzione di moduli basati sul silicio amorfo, che sembra il più promettente per offrire moduli fotovoltaici con un buon rapporto rendimento-costi.

Bisogna ricordare, infine, l'intensa attività di ricerca che sta portando a sostanziali progressi nello sviluppo di celle al tellurio di cadmio (CdTe) ad alta efficienza. I moduli CdTe stanno, infatti, dimostrando un andamento stabile durante i vari test di accelerazione e, in ambito di produzione industriale, celle aventi superficie pari a 0,5 m² hanno raggiunto livelli di efficienza dell'ordine del 10%.

I vantaggi dei sistemi fotovoltaici comprendono la silenziosità delle operazioni, l'assenza di necessità d'acqua o di refrigerazione, la lunga durata dell'impianto, la modularità, le esigenze di manutenzione ridotte (dovute all'assenza di parti in movimento), la semplicità di utilizzo, e,

soprattutto, un impatto ambientale estremamente basso. In particolare, durante la fase di esercizio, l'unico vero impatto ambientale è rappresentato dall'occupazione di superficie. Tali caratteristiche rendono la tecnologia fotovoltaica particolarmente adatta all'integrazione negli edifici in ambiente urbano. In questo caso, infatti, sfruttando aree già utilizzate, si elimina anche l'unico impatto ambientale in fase di esercizio di questa tecnologia. I benefici ambientali ottenibili dall'adozione di sistemi fotovoltaici sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire dell'energia altrimenti fornita da fonti convenzionali.

Per produrre 1 kWh elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sottoforma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,53 kg di anidride carbonica (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione). Si può, quindi, affermare che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,53 kg di anidride carbonica.

Nonostante il ridotto impatto ambientale, l'introduzione su larga scala del fotovoltaico presenta tuttora un problema di costi. Mentre la maturazione della tecnologia ha portato ad una diminuzione dei costi dei moduli di circa 10 volte in 20 anni e ad un aumento dei rendimenti, il prezzo attuale dei moduli – di circa 3,5 \$/Wp – ed il costo del kWh prodotto – intorno a 0,5 \$ - rimangono troppo elevati per consentire la competitività commerciale, se non in particolari nicchie di mercato o in presenza di meccanismi di incentivazione. L'obiettivo è di arrivare nei prossimi anni ad un costo dei moduli di 1 \$/Wp.

Il loro rendimento ne ha consentito, comunque, la diffusione – inizialmente con impiego in applicazioni spaziali ed in piccoli calcolatori, orologi e *gadget* – nelle telecomunicazioni, nella segnaletica terrestre e marittima, nell'alimentazione elettrica di utenze isolate e di reti in isole minori. La tecnologia fotovoltaica risolve efficacemente i problemi di elettrificazione rurale nei paesi in via di sviluppo e dovrà altresì concretizzarsi nelle realtà più industrializzate, attraverso l'integrazione negli edifici (tetti e facciate fotovoltaiche), con relativa immissione dell'energia prodotta in rete. L'incremento della produzione permetterà in tal modo all'industria fotovoltaica di affinare i processi tecnologici e consentirà ai gruppi di ricerca di focalizzarsi su nuove idee finalizzate all'ottimizzazione del *time-to-market*.

I miglioramenti nelle tecnologie di BOS (Balance-Of-System) sono essenziali per l'industria fotovoltaica al fine di raggiungere i *target* di costo ed affidabilità richiesti. Durante la prossima decade, si assisterà a delle significative migliorie nelle strutture di costo e di *performance*, che renderanno possibile un ampliamento del mercato. L'industria fotovoltaica ripone, infatti, molte speranze nell'effetto sinergico che potranno avere possibili sussidi governativi, norme ambientali e maggiore sensibilità verso fonti di energia "pulita", al fine di ottenere economie di scala e divenire di conseguenza competitivi in ambito energetico globale.

6.1.2.5 Impianti a concentrazione solare

Negli anni più recenti l'attività di ricerca e sviluppo tecnologico nel settore è stata svolta da diversi enti di ricerca in Germania (DLR e ZSW), Svizzera (PSI), Francia (CNRS) e Spagna (Ciemat e Plataforma Solar de Almeria o PSA). Attualmente buona parte delle attività sperimentali sono condotte presso la PSA, gestita dal Ministero dell'Industria spagnolo in cooperazione con il centro tedesco DLR. Le linee di sperimentazione abbracciano tutte le tecnologie degli impianti a concentrazione e riguardano:

- concentratori parabolici lineari (CPL). La ricerca si è principalmente indirizzata sulla generazione diretta del vapore eliminando il fluido termovettore intermedio, per consentire una sensibile riduzione dei costi nelle future centrali termoelettriche solari (in previsione circa 8-10%). I principali problemi da risolvere sono il controllo del flusso di un fluido bifase, nonché la riduzione delle perdite termiche e degli *stress* termomeccanici in condizioni di irraggiamento solare variabile. Inoltre sono stati

effettuati test di prototipi con nuovi assorbitori selettivi (a tale progetto ha partecipato anche l'italiana Conphoebus);

- concentratori parabolici puntuali (CPP). Alla PSA le attività di ricerca su tale tecnologia, cominciate nel 1991, hanno portato alla realizzazione di un campo prove costituito inizialmente da tre dischi parabolici di 9 kWe ciascuno. L'obiettivo è la realizzazione di un campo prove ben più ampio, comprendente sia numerosi dischi parabolici, sia un campo fotovoltaico, che consenta di effettuare un confronto fra le due tecnologie in condizioni di uguale irraggiamento;
- torre centrale. Sono presenti in Spagna presso la PSA due impianti di questo tipo: il SSPS-CRS da 2,7 MWt e il CESA 1 da 7 MWt. Le attuali linee di ricerca sono focalizzate su:
 - realizzazione di sistemi di accumulo termico ad alta temperatura efficaci ed economici;
 - sperimentazione di nuovi ricevitori volumetrici;
 - realizzazione di eliostati più economici.

Gli impianti solari a concentrazione sono in grado di fornire potenze elettriche da alcuni kW fino a centinaia di MW e possono coprire tutti i segmenti di mercato: dai sistemi *stand-alone*, per l'elettrificazione rurale o di comunità locali isolate, fino ad impianti di potenza collegati alla rete elettrica.

Su scala industriale la tecnologia CPL, con i 354 MWe installati in California (USA) dalla compagnia israeliana LUZ Company fra il 1984 e la fine del 1990, ha dimostrato buona affidabilità tecnica, tanto che recentemente la società statunitense Nevada Power ha commissionato un impianto da 50 MWe. Nelle condizioni ottimali di irraggiamento, tali sistemi - che hanno fornito finora più del 50% di tutta l'energia solare prodotta nel mondo - sono attualmente in grado di produrre energia elettrica al costo di 0,09-0,10 \$/kWh. Previsioni del Department of Energy degli Stati Uniti fanno intravedere la possibilità di scendere, entro i prossimi dieci anni, a costi di produzione di circa 0,05 \$/kWh.

Dal punto di vista economico la tecnologia CPL è attualmente la più conveniente fra quelle solari; inoltre associa a tempi brevi di realizzazione una buona flessibilità di impiego. In linea di principio, essa può essere integrata nei moderni impianti termoelettrici a ciclo combinato, per fornire vapore al secondo stadio del ciclo e incrementare, con limitato costo d'investimento aggiuntivo, la potenza complessiva dell'impianto.

La tecnologia CPP, invece, non ha ancora raggiunto la fase industriale ma, grazie soprattutto all'attività di ricerca sviluppata in Europa (PSA), negli USA e in Australia, dovrebbe essere ormai pronta. Tra le tre tecnologie considerate, questa presenta attualmente i più alti costi di produzione dell'energia elettrica, ma è in grado di raggiungere i rendimenti più alti ed è interessante per la sua modularità.

La tecnologia a torre centrale, infine, ha superato la fase dimostrativa a livello di prototipo industriale, anche se non è ancora giunta alla sua fase di maturità. L'impianto sperimentale Solar One, da 10 MWe, ha funzionato dal 1982 al 1988, dimostrando la fattibilità di questi impianti di potenza.

L'evoluzione della tecnologia si è avuta con l'impianto prototipo Solar Two, da 10 MWe, dotato di sistema di accumulo termico a sali fusi. L'impianto è entrato in esercizio nel 1997 ed ha funzionato fino al 1999, come previsto in sede di progetto. Due impianti a torre centrale sono di prossima realizzazione in Spagna: il PS10 da 10 MWe nei pressi di Siviglia, e il Solar Tres da 15 MWe nella provincia di Cordova.

Dall'esperienza maturata fino ad oggi, si è visto che la taglia ottimale per questi impianti è compresa nell'intervallo 10-200 MWe e che, entro i prossimi dieci anni, il loro costo di produzione dell'energia elettrica dovrebbe scendere a 0,07 \$/kWh.

6.1.2.6 Il programma dell'ENEA per la produzione di calore ad alta temperatura dal sole

Le favorevoli condizioni di insolazione presenti nel Mezzogiorno del nostro Paese determinano, per gli impianti solari a concentrazione, la possibilità di assumere un ruolo incisivo nel panorama energetico italiano.

Il Grande Progetto Solare Termodinamico SOLTERM dell'ENEA sta realizzando un ampio programma di sviluppo e dimostrazione di alcune delle tecnologie disponibili, per lo sfruttamento della fonte solare nella produzione di calore ad alta temperatura.

Le linee di intervento del Progetto SOLTERM - che rivestono carattere strategico nel soddisfare la necessità di diversificare le fonti energetiche e ridurre le emissioni di gas serra - sono indirizzate alla produzione e accumulo di calore ad alta temperatura: a 550 °C, per la produzione di energia elettrica; superiore agli 850 °C, per la produzione di idrogeno.

Il carattere strategico del Progetto, che investe anche la capacità di innovazione tecnologica e quindi di competitività del sistema industriale italiano, è stato riconosciuto dal MAP che ha stanziato un finanziamento pluriennale.

Produzione elettrica

Per la produzione di energia elettrica da solare termodinamico tramite collettori parabolici lineari, l'ENEA ha sviluppato una innovativa tecnologia che si basa sull'utilizzo di semplici specchi a basso costo e tubi ricevitori innovativi, per concentrare l'energia solare e convertirla in modo efficiente in calore ad alta temperatura, nonché sulla presenza di un sistema di accumulo termico, per ovviare alla variabilità della fonte solare. Per realizzare l'accumulo ad alta temperatura si usa una miscela di sali fusi (nitrati di sodio e potassio) come fluido termovettore.

La tecnologia ENEA che innova e combina le tecnologie (già utilizzate in California) dei sistemi a collettori parabolici lineari e dei sistemi a torre, è fortemente modulare e può soddisfare sia le esigenze di grandi impianti (centinaia di MWe) in connessione con la rete elettrica, sia quelle di piccoli impianti (pochi MWe) per comunità isolate.

Una volta che i sistemi ENEA di raccolta e accumulo dell'energia solare verranno prodotti su scala sufficientemente grande, la fornitura del calore al generatore di vapore della centrale elettrica potrà essere fatta, in luoghi ad elevata insolazione, ad un costo inferiore a quello previsto per il gas naturale e il petrolio.

Verso la realizzazione di un impianto industriale

R&S per la messa a punto del sistema

La realizzazione del Progetto ENEA richiede una fase preliminare di ricerca, sviluppo e sperimentazione dei componenti, sia in laboratorio che sul campo, in condizioni reali di esercizio, e una successiva fase di sperimentazione su un impianto dimostrativo, di taglia significativa per il trasferimento della tecnologia all'industria.

Poiché il fine delle attività di ricerca è quello di arrivare allo sviluppo di prodotti industriali con caratteristiche di prestazione e costo che consentano la diffusione su vasta scala di questa tecnologia, si stanno conducendo molte attività in stretta collaborazione con l'industria, il cui contributo è atteso proprio nell'individuazione delle soluzioni maggiormente praticabili in una produzione in serie.

Il circuito di prova in scala reale

Un circuito di prova in scala reale del sistema di raccolta dell'energia solare, realizzato con componenti di origine industriale, è operativo dall'autunno 2003 presso il Centro Ricerche ENEA della Casaccia. Si stanno provando sul campo il collettore solare, il tubo ricevitore, le tubazioni e la circolazione del sale fuso, nelle stesse configurazioni della produzione industriale in serie.

Il circuito di prova è anche dotato di un sistema di accumulo, di proporzioni ridotte rispetto a quelle negli impianti finali, per la verifica delle sue modalità operative. Vista la modesta entità dell'energia raccolta, tutto il calore prodotto è dissipato da una torre di raffreddamento.

Il prototipo pre-industriale

Un programma per la realizzazione di un impianto completo per la produzione di energia elettrica, connesso con la rete di distribuzione nazionale, necessita dell'interesse di amministratori pubblici e privati e di forti investimenti che non sempre si riescono a concretizzare. D'altra parte gli impianti prototipali comportano alti costi a causa sia della indispensabile fase di apprendimento nella messa a punto e nell'uso di nuove tecnologie che della loro taglia necessariamente ridotta.

La possibilità, quindi, di utilizzare, con pochi cambiamenti, installazioni esistenti (sistema di produzione elettrica, sito, personale e infrastrutture) rappresenta una grande opportunità per realizzare un piano di investimenti fattibile per un sistema molto innovativo, con un limitato contributo pubblico.

Su queste basi è stato avviato un gruppo di studio congiunto ENEA-ENEL per elaborare il Progetto ISACC (Integrazione di Solare Avanzato con un Ciclo Combinato), una opportunità strategica da realizzarsi presso una centrale ENEL nel sud dell'Italia (Priolo, Sicilia). La "solarizzazione", per mezzo della tecnologia ENEA, di un moderno impianto convenzionale a ciclo combinato, che già produce elettricità, risulta molto semplice e non richiede grandi modifiche nel sistema esistente: infatti il vapore prodotto dall'impianto solare ha praticamente le stesse caratteristiche di temperatura e pressione di quello che proviene dal generatore a recupero di calore dai fumi di scarico del turbogas.

Produzione idrogeno

La crescita della domanda globale di energia nel 21° secolo e la limitatezza delle riserve di petrolio e di gas naturale legate ai vincoli geopolitici della loro localizzazione, combinata alla necessità di controllare le emissioni di gas serra, pongono le premesse per la introduzione di un nuovo universale vettore energetico quale l'idrogeno.

La produzione mondiale di idrogeno è stata nel 2000 di circa 50 milioni di tonnellate, equivalente ad una potenza termica continua annua di circa 200 GW. Le previsioni della domanda di idrogeno, per il solo settore della raffinazione del greggio, si collocano per il prossimo decennio su un aumento di un fattore compreso tra due e quattro, non considerando la futura domanda proveniente da altri settori industriali ed in particolare dal settore trasporti.

Attualmente la maggior parte della produzione di idrogeno deriva dagli idrocarburi e dal carbone: petrolio 18%, carbone 30% e gas naturale 48%. Solo il 4% di idrogeno proviene dall'elettrolisi dell'acqua. I processi più usati, in generale in impianti di grande taglia, sono il *reforming* (*steam reforming* del gas naturale), l'ossidazione parziale, la pirolisi-gassificazione del carbone.

Tali metodi di produzione dell'idrogeno comportano l'immissione in atmosfera di gas serra come la CO₂. La sequestrazione e il confinamento della CO₂ non può che essere una tappa intermedia, con non pochi problemi di fattibilità, nella transizione ad un modello energetico di scala planetaria basato sul vettore idrogeno. Il traguardo finale in ogni caso sarà costituito da processi di produzione di energia senza emissioni di gas serra, serviti da vettori di trasmissione quali energia elettrica ed idrogeno.

Uno dei problemi fondamentali sarà la produzione massiva di idrogeno a costi competitivi ed in modo sostenibile.

Per la produzione di idrogeno da dissociazione dell'acqua, ottenuta con fonti rinnovabili, i processi alimentati da energia solare ad alta o altissima temperatura rappresentano quindi una risposta di grande valenza in termini di risorse energetiche disponibili, di compatibilità ambientale e di potenziale riduzione dei costi di produzione.

Queste tecnologie si possono distinguere tra processi termochimici e processi termofisici.

Tra i processi termochimici l'ENEA ha preso in esame nelle sue attività di ricerca e sviluppo quattro cicli, che si trovano a vari livelli di fattibilità tecnico-scientifica o di sviluppo, e precisamente:

- processo UT-3 (760 °C);
- zolfo-iodio (850 °C);
- ferriti miste (1000 °C);
- zinco ossidi (2000 °C).

Il programma ENEA nella ricerca e sviluppo dei predetti cicli è orientato sui seguenti obiettivi:

- elevata efficienza nella conversione da energia solare a idrogeno;
- ciclo chimico da realizzarsi in impianti semplici e con processi affidabili;
- uso di sostanze chimiche a basso impatto ambientale, non tossiche e disponibili in abbondanza e a basso costo.

La possibilità di ottenere l'idrogeno direttamente da metodi termo-fisici costituisce l'altra alternativa interessante sulla quale l'ENEA si trova ad investigare. In particolare sono in corso attività di ricerca e sviluppo sui processi che fanno uso di membrane semi-permeabili per la produzione di idrogeno dall'acqua.

Conseguentemente allo sviluppo del processo sarà realizzato lo studio e lo sviluppo di un prototipo di impianto solare ad alto rapporto di concentrazione, eventualmente associato ad altri sistemi solari, che verrà utilizzato come parte integrante dei processi di decomposizione dell'acqua. Data la natura altamente sperimentale di un tale impianto, è previsto che i suoi componenti principali verranno realizzati nei laboratori dei Centri di ricerca ENEA, mentre l'impianto dimostrativo dovrà essere realizzato in uno specifico Laboratorio Solare Avanzato (LASA).

6.1.2.7 Impianti per l'utilizzo della biomassa

Con il termine biomassa si indica un insieme di materiali di matrice organica ritenuto utilizzabile a fini energetici in impianti di conversione, anche in seguito alla trasformazione preliminare in una forma più adatta alla combustione. Tra le principali tipologie di biomassa comunemente impiegate a scopi energetici si ricordano:

- colture energetiche dedicate, sia arboree (pioppo e robinia) sia erbacee (sorgo da fibra, canna comune e miscanto);
- residui agricoli, agro-industriali, artigianali, industriali e civili (paglia, sansa di oliva, legna di scarto, vinacce, gusci di frutta secca, stocchi di mais, lolla di riso e particolari frazioni di rifiuti solidi urbani);
- residui forestali, legna da ardere ed altri prodotti ligneo-cellulosici puri.

I campi di applicazione più diffusi risultano il residenziale termico, il commerciale/industriale e l'industriale/civile elettrico. In alcuni utilizzi, l'energia da biomassa è già competitiva con quella da combustibili fossili: nel riscaldamento degli edifici pubblici e privati, per esempio, si registrano situazioni ove metano e gasolio costano più della biomassa ligno-cellulosica; anche la produzione di energia elettrica da biomassa può essere competitiva quando gli impianti relativi godono di particolari incentivi.

L'Italia non sfrutta ancora completamente l'elevato potenziale di cui dispone. Infatti, il potenziale di impiego della biomassa residuale ammonta, in Italia, a circa 66 milioni di tonnellate di sostanza secca all'anno, equivalente a 27 Mtep; mentre l'uso attuale per la produzione di energia termica ed elettrica è limitato circa al 14% di tale potenziale.

Questo sfruttamento limitato del potenziale esistente è dovuto a barriere di tipo non tecnico, quali:

- barriere di carattere legislativo: le politiche energetiche e fiscali, le normative, la mancata internalizzazione dei costi ambientali, nonché la carente informazione fornita ai decisori influenzano pesantemente i criteri, i meccanismi e le reazioni del mercato ai nuovi prodotti energetici proposti;
- barriere economiche e di mercato: alti costi di investimento, che determinano di conseguenza lunghi tempi di ammortamento, e l'assenza di una realistica analisi costi/benefici che consideri anche i costi ambientali nelle valutazioni economiche e finanziarie;
- barriere di tipo informativo: informazione carente non solo dei *decision-maker*, ma anche degli utenti finali.

In generale, quando si fa riferimento all'energia ricavata con sistemi efficienti nei paesi sviluppati, il costo dell'energia da biomassa è superiore a quello dell'energia derivante da fonti fossili. La tendenza nel breve periodo è comunque molto promettente in termini di ulteriori riduzioni dei costi. In realtà, per il recupero di tipo termico o cogenerativo, vi sono già esperienze economicamente sostenibili e competitive, dovute all'alto costo del gas per le utenze civili. Bisogna poi notare che il *gap* di costo tra le fonti rinnovabili e quelle fossili sarebbe invertito se venissero considerati nell'analisi costi-benefici gli aspetti ambientali ed i costi sociali annessi alla combustione dei materiali fossili. In generale, infatti, le esternalità della generazione energetica non sono incorporate ai costi. Ciò limita sicuramente la transizione verso un uso maggiormente efficiente della biomassa. Un ovvio meccanismo per rendere competitiva l'energia da biomassa è perciò quello di applicare tecnologie in grado di aumentare il livello di rendimento della conversione in energia e ridurre, contemporaneamente, i costi di investimento.

Per il riscaldamento di singoli edifici tramite biomassa la tecnologia offre almeno due distinte soluzioni impiantistiche: le caldaie a legna a pezzi grossi e le caldaie a legno sminuzzato o cippato. Le prime, con potenza termica fino ad un centinaio di kW, sono adatte per un uso familiare; le seconde, invece, con potenze comprese tra un centinaio di kW e qualche MW, sono particolarmente adatte al riscaldamento di edifici di una certa dimensione, quali alberghi, scuole ed ospedali. Nel caso in cui gli utenti siano numerosi e situati a breve distanza tra loro, può risultare conveniente realizzare un impianto di teleriscaldamento a biomassa.

Una delle applicazioni più interessanti nello sfruttamento energetico delle biomasse è dato comunque dalla produzione di elettricità, eventualmente insieme a calore (cogenerazione), con la sostituzione dei combustibili fossili tradizionali con - ad esempio - legna o sottoprodotti di origine agro-industriale.

L'elettricità può essere prodotta in impianti basati sulle tipiche tecnologie di conversione, utilizzando, ad esempio, l'espansione di vapore in turbina. I rendimenti dei cicli a vapore nei quali si utilizza la biomassa sono piuttosto bassi (impianti con ciclo a vapore a letto fluido da 10 MW progettati con criteri moderni hanno rendimenti elettrici del 25-30%). Gli impianti di tipo cogenerativo, invece, hanno il vantaggio di produrre in modo combinato elettricità e calore, impiegato per processi industriali e per il riscaldamento residenziale, con un rendimento complessivo del sistema più alto rispetto alla sola generazione di energia elettrica.

Tecnologie più innovative rendono possibile, previa gassificazione, l'adozione di cicli combinati da una turbina a gas-ciclo a vapore, alimentato, quest'ultimo, dai gas di scarico dell'espansore. Nel caso di piccoli impianti, il rendimento del ciclo a vapore cala drasticamente e renderebbe antieconomico l'intero approccio. In questo settore possono venire utilizzati dei turbogeneratori a fluido organico (la turbina è azionata da vapore organico ad alta massa molecolare). In tal modo i rendimenti elettrici risultano essere relativamente elevati (15-20%) già per potenze di qualche centinaio di kW. Per potenze ancora più ridotte, installabili presso utenze isolate, sono in fase di sperimentazione prototipi da alcuni kW basati su motori Stirling, meno

sensibili alla variazione della composizione del gas, o su gassificatori associati a motori a combustione interna.

6.1.2.8 Idrati di metano

Una prospettiva di impiego di combustibili fossili non tradizionali è dato dai cosiddetti idrati di metano. Nel corso degli ultimi venti anni, infatti, una serie di osservazioni e scoperte ha confermato l'esistenza di giacimenti estremamente estesi di metano nella forma di "idrati di metano". Questi sono cristalli di ghiaccio, presenti in grande quantità sul fondo degli oceani, che intrappolano molecole di metano nel loro reticolo cristallino.

Il metano innalza il punto di congelamento dell'acqua di un ammontare che dipende dalla pressione: gli idrati si formano in quelle zone dove l'acqua, inizialmente allo stato liquido a quelle condizioni di temperatura e pressione, in presenza del metano, solidifica nella forma di idrato. Gli idrati di metano si possono formare fino alla temperatura di 7 °C e a pressioni non inferiori a 50 atmosfere. Le osservazioni indicano che gli idrati di metano si formano in tutte le zone del fondo oceanico ove i parametri termodinamici assumono valori all'interno della "finestra" indicata.

È stato stimato che gli idrati di metano presenti sul fondo degli oceani e nel *permafrost* dell'Artico contengono carbonio non ossidato in misura maggiore di quello contenuto in tutti gli altri giacimenti di combustibili fossili messi insieme, incluso petrolio, gas naturale e carbone.

L'origine degli idrati di metano non è ancora completamente chiara. All'ipotesi sull'origine biologica di questi composti, infatti, si affianca un'autorevole teoria che attribuisce la loro formazione a cause geologiche.

Il problema dello sfruttamento di questi giacimenti è la scarsa stabilità di questi composti in condizioni differenti da quelle che hanno determinato la loro formazione: in condizioni di temperatura e pressione diverse da quelle che ne hanno determinato la stabilità, i composti si dissociano infatti in acqua e metano liberando energia (4-8 kcal/mole), con una velocità che può rendere incontrollata e violenta la reazione fino all'esplosione.

6.1.3 L'idrogeno vettore energetico per la riduzione dei gas serra

L'idrogeno appare poter diventare il vettore d'elezione per un sistema energetico sostenibile, in quanto:

- in linea di principio, può essere prodotto da fonti diverse (combustibili fossili, con separazione della CO₂, rinnovabili, nucleare) e intercambiabili;
- può essere impiegato in applicazioni diversificate (dal trasporto alla generazione di energia elettrica, per taglie dai watt ai milioni di watt), con un impatto ambientale nullo o estremamente ridotto sia a livello locale che globale.

Accanto agli indubbi vantaggi, l'introduzione dell'idrogeno come vettore energetico per il lungo termine presenta però numerosi problemi connessi allo sviluppo delle tecnologie necessarie per rendere il suo impiego economico ed affidabile, nelle diverse fasi di produzione, trasporto, accumulo, utilizzo.

Lo sviluppo di tali tecnologie è oggetto dei programmi che, con risorse crescenti, sono portati avanti nei maggiori paesi industrializzati. Notevole, in particolare, l'impegno previsto negli Stati Uniti che, oltre ad avere un programma di ingenti dimensioni nel settore, hanno proposto una alleanza internazionale per lo sviluppo dell'idrogeno (International Partnership for the Hydrogen Economy). La stessa Unione europea prevede un sensibile incremento delle risorse nel campo dell'idrogeno e delle celle a combustibile e sta definendo, in collaborazione con gli Stati membri, una piattaforma per lo sviluppo delle relative tecnologie (European Hydrogen and Fuel Cells Technology Platform).

In tal senso si sta operando anche in Italia, con una serie di interventi, in parte già avviati, in parte previsti nell'ambito del Piano Nazionale della Ricerca; finanziamenti complessivi per quasi 90

milioni di euro (oltre 51 per l'idrogeno e quasi 39 per le celle a combustibile) sono stati stanziati per progetti triennali, le cui proposte sono in fase di valutazione e che si prevede verranno avviati agli inizi del 2004 (FISR - Fondo Integrativo Speciale per la Ricerca del Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (MIUR)).

In tale ambito saranno avviate azioni che riguardano tutto il ciclo dell'idrogeno e si pongono nel medio termine l'obiettivo di mettere a punto le tecnologie necessarie per introdurre questo vettore nelle nicchie di mercato più promettenti, come primo passo di un processo che dovrà portare ad una diffusione su ampia scala nel lungo termine.

6.1.3.1 Produzione

A questo riguardo appare utile evidenziare gli aspetti più critici, che sono il costo elevato e la scelta della sorgente da impiegare per la produzione di idrogeno, anche in relazione alla quantità e alla fonte di energia necessaria per la sua produzione.

In prospettiva la produzione potrà utilizzare l'energia nucleare e le energie rinnovabili, a partire dall'acqua e dalle biomasse, ma i combustibili fossili rappresentano la soluzione più vicina e quella su cui puntare per il medio termine. Le principali alternative sono riportate nel seguito.

Combustibili fossili

Le tecnologie di produzione di idrogeno, a partire dai combustibili fossili (*steam reforming*, ossidazione parziale, gassificazione) sono mature, anche se suscettibili di ulteriori miglioramenti da un punto di vista energetico e di impatto ambientale.

In questo contesto è però senz'altro da affrontare la sfida tecnologica posta dalla necessità di separare e immagazzinare la CO₂ prodotta insieme all'idrogeno. D'altra parte, la richiesta di separazione e confinamento dell'anidride carbonica potrebbe, a medio termine, diventare un vincolo anche per gli impianti convenzionali di generazione. Lo sviluppo di soluzioni economiche ed affidabili per il confinamento della CO₂ richiede un intervento di ampie dimensioni, che va dalle tecnologie di separazione (membrane, processi di assorbimento o di adsorbimento, processi criogenici), a quelle per il trasporto, alla individuazione di soluzioni valide per l'immagazzinamento a lungo termine (giacimenti esauriti di metano o petrolio, oceani, acquiferi), alla possibilità di incrementare i processi di fissazione biologica.

Nella situazione italiana il combustibile di riferimento è il gas naturale, anche se vanno considerati altri combustibili, come il carbone e i residui petroliferi pesanti ed i relativi processi di gassificazione.

In particolare, per il gas naturale occorrerà seguire con attenzione anche lo sviluppo di processi alternativi allo *steam reforming* e alla ossidazione parziale, come quelli di pirolisi, che portano alla separazione diretta del carbonio senza produzione di CO₂.

Biomassa

La produzione di idrogeno da biomassa si presenta molto interessante: nessuno dei processi proposti ha però ancora raggiunto la maturità industriale. Le diverse alternative (gassificazione, pirolisi e successivo *reforming* della frazione liquida prodotta, produzione di etanolo e *reforming* dello stesso, produzione biologica attraverso processi basati su fenomeni di fotosintesi o di fermentazione) richiedono tutte, anche se a livelli diversi, un impegno notevole di ricerca, sviluppo e dimostrazione.

Elettrolisi dell'acqua o scissione della stessa ad alta temperatura

La produzione per elettrolisi dell'acqua è un processo abbastanza consolidato, che consente di ottenere idrogeno praticamente puro. Il suo costo potrebbe diventare economicamente accettabile nel medio termine, solo se l'energia elettrica necessaria fosse prodotta ad un costo estremamente basso. La dissociazione dell'acqua può essere effettuata anche facendo uso di processi

termochimici, con calore ad alta temperatura ottenuto da fonti diverse (energia solare, nucleare); sono in corso, anche in Italia, attività di ricerca e sviluppo tese a verificare la fattibilità industriale di tali processi ed il potenziale nel lungo termine sembra essere molto interessante.

Il confinamento (o stoccaggio) della CO₂

Una delle prime significative esperienze di stoccaggio di CO₂ è stata realizzata nel campo Sleipner (Mare del Nord) che, a partire dal settembre 1999, accoglie più di 1 milione di tonnellate/anno di CO₂ a 1000 m sotto il fondo marino, in una formazione di intercalari sabbiosi denominata *Utsira*, satura di acqua salata¹.

L'impianto di Sleipner è la prima applicazione mondiale di stoccaggio di CO₂ su scala industriale, realizzata anche grazie ai finanziamenti comunitari finalizzati alla dimostrazione. I parametri termodinamici, morfologici e strutturali della formazione sono accuratamente monitorati. La loro acquisizione consente di fornire i dati richiesti dal modello geologico per lo studio dell'assetto del *reservoir* e quello fluidodinamico di previsione delle prestazioni della CO₂ in stoccaggio, anche in relazione all'impatto ambientale dell'impianto.

All'atto della presentazione del progetto di ricerca SACS (Saline Aquifer CO₂ Storage), allestito a cura di un gruppo di Compagnie internazionali associate ad istituti di ricerca di Norvegia, Danimarca, Paesi Bassi, Francia e Regno Unito e supportato dai fondi del Programma Thermie nella sua prima fase di attuazione (1999), è stato messo in evidenza l'impatto della sperimentazione nel quadro delle esigenze del mercato di CO₂.

La capacità di stoccaggio complessiva potenzialmente accessibile in Europa (valutata in circa 800 miliardi di tonnellate di CO₂) è un dato significativo se confrontato con le emissioni di CO₂ dagli impianti di generazione elettrica in Europa (attualmente circa un miliardo di tonnellate all'anno).

Il conseguimento di una piena maturità nel settore è frenato da una limitata capacità di previsione delle condizioni di equilibrio tra le fasi (liquido/gas), oltre che dalle difficoltà intrinseche ai modelli composizionali.

Il progetto SACS ed altre azioni AIE-UE sono stati affiancati, tra il 2001 ed il 2002, da altre iniziative tese alla valorizzazione del reimpiego della CO₂; tra queste è il progetto olandese CRUST (CO₂ Re-use through Underground Storage), che approfondisce la fattibilità tecnico-economica e la funzionalità di un reimpiego (integrazione dei flussi di prelievo di CO₂ nei cicli industriali).

Alla verifica di queste ulteriori iniziative è assegnata la massima importanza. Esse riguardano la struttura del *reservoir* (p.e. la profondità della formazione destinata ad ospitare lo stoccaggio, la sua porosità e permeabilità) oltre alla collocazione geografica, quest'ultima in relazione agli oneri derivanti dalla movimentazione: adduzione in condotta della CO₂ all'impianto di iniezione e successivo prelievo e vettoriamento indirizzato a specifiche utenze industriali).

Non è secondaria l'indicazione relativa alla capacità minima di invaso della formazione, che non è inferiore a 3 milioni di tonnellate di CO₂.

Tenuto conto del regime di pressione riscontrabile nei giacimenti a gas naturale, se la formazione indiziata per lo stoccaggio di CO₂ fosse un giacimento esaurito o semi-esaurito, il volume di gas naturale originariamente in posto corrisponderebbe a dimensioni uguali o superiori a 1-1,5 miliardi di metri cubi².

Altro esempio dimostrativo viene dal progetto RECO³ (Reduction of Emissions by means of Storage in Coal Seams), che presenta la particolarità di essere la prima attività dimostrativa di stoccaggio di CO₂ nei filoni carboniferi di una miniera nel bacino polacco della Slesia. La formazione carbonifera in questione era stata indiziata dall'AIE fin dal 1998 come potenziale sito di stoccaggio, in quanto presenta caratteristiche strutturali favorevoli (profondità, permeabilità, contenuto in gas), è al centro di un sistema di infrastrutture adeguate (impianti di superficie, pozzi) e, soprattutto, presenta il grande vantaggio di non richiedere la perforazione di nuovi pozzi, grazie alla fungibilità di quelli esistenti.

Merita di essere menzionata anche l'area tecnologica relativa alla cattura della CO₂ da inviare successivamente allo stoccaggio.

Il parco delle centrali termoelettriche si presenta come la prima fonte indiziata per la cattura di considerevoli volumi di emissioni di gas serra, ma si renderà presto necessario ed opportuno rivolgersi alle raffinerie, alle centrali di trattamento, ecc.

Tra le opzioni praticabili, il processo che si presenta più maturo per la cattura è la separazione della CO₂ dalla corrente delle emissioni mediante lavaggio in ammine⁴.

¹ "Storing Carbon Dioxide in a Saline Aquifer" in Oil & Gas Technology, Newsletter N. 29, April 2002 (ed. by European Commission).

² La sequenza dei tempi attuativi del Progetto CRUST sono:

- consegna studi di fattibilità a metà 2002;
- bando di gara nella seconda metà del 2002;
- preliminari tecnici e license a metà 2004;
- primo stoccaggio consegnato entro la fine del 2004 ed i primi mesi del 2005.

³ "Demonstrating CO₂-ECBM (Enhanced Recovery of Coal Bed Methane): the RECO³ Project" - Greenhouse Issues, January 2002 (IEA Greenhouse Gases R&D Programme, UK).

⁴ Le ammine (MEA) si preparano per reazione dell'ossido di etilene (C₂H₄O) con ammoniaca (NH₃). Le ammine più usate sono la monoetilammina (MEA), la metil-monoetilammina (MMEA), e la dimetil-monoetilammina (DMMEA), rispettivamente ammina primaria, secondaria e terziaria.

La CO₂ è quindi liberata in una colonna di *stripping* con vapore a bassa pressione, che poi passa attraverso la condensazione per essere riciclato. La CO₂, liberata dalla soluzione, è compressa a 150 atm per facilitarne il trasporto e lo stoccaggio, mentre la corrente di ammine è raffreddata dopo la separazione dalla CO₂ per essere riavviata al ciclo.

Un'alternativa che si va affermando è quella di bruciare il combustibile con ossigeno puro in atmosfera di combustibili riciclati (*O₂/CO₂ recycle combustion*). È una tecnologia che consente di alzare la concentrazione della CO₂ nei gas combustibili, facilitandone così il recupero. L'ossigeno è preparato con i comuni metodi di liquefazione dell'aria. In entrambi i processi si deve anche tenere conto della formazione di altra CO₂, p.e. dalla combustione di gas naturale per i servizi di stabilimento.

6.1.3.2 Trasporto e accumulo

L'idrogeno può essere trasportato ed accumulato in forma gassosa, liquida oppure adsorbito su materiali speciali; ogni forma presenta aspetti favorevoli e svantaggi e tutte, se pur in gran parte già impiegate, richiedono significativi sforzi di ricerca e sviluppo per essere affidabili e competitive.

Per il trasporto dell'idrogeno gassoso si può pensare a qualcosa di equivalente ai gasdotti per il metano. Sono da risolvere i problemi relativi ai materiali impiegati ed è richiesta una maggiore energia di compressione (l'inferiore potere calorifico dell'idrogeno rispetto al metano richiede maggiori portate per la stessa quantità di energia). Il trasporto in forma liquida presenta problematiche più complesse e sembra, in prospettiva, conveniente solo per grandi quantità e percorrenze elevate.

La distribuzione dell'idrogeno presso gli utenti, nel caso di una ampia diffusione del suo impiego (ad es. nel settore del trasporto), pone in prospettiva il problema di una rete adeguata e degli enormi investimenti necessari per la sua realizzazione.

Le tecnologie di stoccaggio dipendono dalle applicazioni considerate e sono critiche soprattutto per l'impiego a bordo di veicoli, dove è necessaria un'elevata densità di energia. Le soluzioni attuali (bombole, idruri, idrogeno liquido) non sono in grado di assicurare una diffusione su larga scala nel medio-lungo termine. Ulteriori sviluppi delle stesse, o soluzioni completamente nuove, sono quindi necessari ed oggetto dei programmi di ricerca e sviluppo in corso.

6.1.3.3 Utilizzo

Oltre al suo attuale impiego come materiale per processi chimici, l'idrogeno può in prospettiva essere utilizzato come combustibile per la generazione di energia elettrica/cogenerazione (cicli termici, celle a combustibile) e per il trasporto (motori a combustione interna, celle a combustibile), con notevoli benefici sia in termini di efficienza che di riduzione dell'impatto ambientale. Anche in questo caso, le tecnologie necessarie, pur oggetto finora di notevoli sforzi di ricerca e sviluppo, richiedono ancora un impegno notevole per giungere alla disponibilità di prodotti competitivi.

Motori a combustione interna

Motori a combustione interna ad idrogeno (o a miscele gas naturale-idrogeno) sono ormai disponibili (ad es. BMW); anche se l'utilizzo dell'idrogeno non consente di per sé rendimenti termodinamici superiori rispetto a motori ad accensione comandata alimentati a metano. Le emissioni di HC, CO e CO₂ sono eliminate del tutto; sussistono peraltro le emissioni di ossidi di azoto, difficilmente riducibili allo scarico con tecnologie utilizzabili su scala industriale. È bene ricordare che il motore a combustione interna ad idrogeno è comunque in una fase di sviluppo preliminare. Rimangono infatti alcune barriere tecnologiche da superare prima di un suo utilizzo in grande serie nei prossimi anni.

I processi industriali a base di ammine sono molteplici, ma sono tutti costosi.

Celle a combustibile

L'idrogeno è il combustibile ideale per le celle e quello che può consentire alla tecnologia di esprimere tutte le sue potenzialità in termini energetici e ambientali. È utile ricordare che la tecnologia delle celle a combustibile per le applicazioni alla trazione è ancora in uno stadio di sviluppo preliminare e richiederà un sostegno ulteriore alle attività di sviluppo e dimostrazione. Non a caso, nel Sesto Programma Quadro per la ricerca e lo sviluppo tecnologico dell'Unione europea, all'interno dell'area tematica "Sviluppo sostenibile, cambiamento globale ed ecosistemi", lo sviluppo delle celle a combustibile assume un ruolo di assoluto rilievo.

Centrali termoelettriche a idrogeno

Analisi e valutazioni industriali indicano la fattibilità tecnica della realizzazione di centrali termoelettriche alimentate ad idrogeno, che utilizzano tecnologie esistenti e già commercialmente mature (dall'impiantistica di produzione dell'idrogeno con *reforming* catalitico o con ossidazione parziale di idrocarburi, al ciclo combinato turbine a gas/turbine a vapore per la generazione di elettricità), fino a taglie di diverse centinaia di MW. Sono attivamente studiate e sperimentate in ambito internazionale le tecnologie per la separazione ed il confinamento della CO₂ prodotta durante il processo di produzione dell'idrogeno. Fra i programmi più avanzati rivolti all'utilizzo migliore dell'idrogeno ed all'aumento del rendimento del ciclo si segnala il programma WE-NET giapponese che prevede, tra l'altro, lo sviluppo di turbine che possono lavorare a temperature più elevate.

6.1.3.4 Sicurezza ed accettabilità delle tecnologie

L'impiego diffuso di un nuovo vettore energetico come l'idrogeno, richiede il superamento delle barriere connesse con i problemi di sicurezza e di accettabilità da parte degli utenti (conoscenza delle tecnologie, *standard*, normative).

L'idrogeno è già ampiamente utilizzato in ambito industriale e costituisce oltre il 50% del gas di città, impiegato per tanti anni, e senza particolari problemi, in molte città italiane prima dell'arrivo del gas naturale. Anche se ha caratteristiche diverse dai combustibili più diffusi, gli ostacoli ad un suo impiego su larga scala sono, in linea di principio, tutti superabili. È necessario però sviluppare un quadro normativo preciso ed affidabile ed attuare progetti dimostrativi che contribuiscano a far superare quella "percezione" di rischio che attualmente costituisce una barriera nella pubblica opinione.

Un discorso a parte va fatto per i problemi di sicurezza connessi al confinamento della CO₂, che dal punto di vista culturale e gestionale richiamano quelli analoghi del settore nucleare.

6.1.3.5 Il Progetto Vettore Idrogeno dell'ENEA

Le linee programmatiche prioritarie del progetto ENEA riguardano i principali passi del ciclo tecnologico dell'idrogeno, dalla produzione fino alle applicazioni. Le tematiche individuate comprendono:

- la valutazione delle tecnologie di separazione della CO₂ e delle potenzialità di confinamento geologico della stessa a livello nazionale;
- la produzione dell'idrogeno da fonti rinnovabili (processi termochimici, processi biologici, biomasse);
- lo sviluppo di soluzioni avanzate per lo stoccaggio dell'idrogeno;
- lo sviluppo e dimostrazione delle tecnologie d'uso dell'idrogeno nei diversi settori di applicazione.

Il progetto prevede altresì di promuovere interventi dimostrativi, individuando le tecnologie ed i settori di applicazione che offrono le migliori opportunità per favorire l'inserimento nel

mercato dell'idrogeno e per superare le barriere, non solo tecniche, che la diffusione di tale vettore energetico dovrà affrontare (sicurezza, normativa, accettabilità da parte degli utenti).

Le azioni già avviate riguardano:

- lo studio e lo sviluppo di processi termochimici che utilizzino il calore prodotto da impianti solari termici, nell'ambito del più ampio programma dell'ENEA per la produzione di calore ad alta temperatura mediante sistemi solari a concentrazione;
- lo sviluppo di sistemi di accumulo di idrogeno in leghe metalliche per veicoli con celle a combustibile, progetto biennale condotto in collaborazione con industria e CNR e parzialmente finanziato dal Fondo Integrativo Speciale per la Ricerca (FISR 2000).

L'ampliamento dell'intervento in tali settori, e l'avvio delle attività su altre tematiche (produzione da fonti fossili, cicli termici innovativi, confinamento della CO₂), è stato proposto nell'ambito del bando FISR citato al punto 6.1.3.1.

6.1.4 La generazione distribuita di energia elettrica

La generazione distribuita, o diffusa, di energia elettrica, più che una vera e propria tecnologia, costituisce un paradigma di produzione energetica, complementare e/o sostitutivo di quella centralizzata e localizzata in impianti di grande scala. Essa si fonda sull'utilizzo di generatori di piccola taglia, che operano in prossimità delle utenze finali, e con potenza da pochi kW ad alcuni MW. A tutt'oggi, la diffusione e l'incidenza relativa della generazione distribuita sulla produzione globale di energia elettrica risultano marginali, ancorché crescenti. Per contro, è documentata una fitta e articolata serie di valutazioni tecnico-economiche, che descrive lo stato dell'arte attuale e prospetta evoluzioni generalmente in crescita per il prossimo decennio.

Il tema della generazione distribuita di energia elettrica è stato introdotto nel Rapporto Energia e Ambiente 2001, con alcune considerazioni sulle relative tecnologie, aspetti strategici e potenzialità, ed è stato ripreso nel Rapporto REA 2002, con l'integrazione di alcuni dati descrittivi di aspetti tecnici, economici, strategici e previsionali. In questa nota, verranno riproposti in forma sintetica quegli elementi, con l'aggiunta di ulteriori considerazioni stimolate da eventi recenti.

6.1.4.1 Economie di scala

La centralizzazione della produzione elettrica si fonda tradizionalmente su consolidate valutazioni di economia di scala, derivanti dai ridotti oneri di investimento e gestione per kWh prodotto nei grandi impianti. In corrispondenza, la necessità o la convenienza di delocalizzare gli impianti ha imposto il ricorso ad onerose infrastrutture di trasporto, trasformazione e distribuzione dell'energia prodotta (reti), che tuttavia pesano percentualmente sempre di più sui costi complessivi e, inoltre, sono sede di consistenti perdite di energia. Ulteriori difficoltà si riscontrano nei casi di nuovi impianti, non solo per i consistenti oneri di investimento, ma anche per le imprescindibili opposizioni delle comunità locali nei confronti di nuove centrali e strutture di trasporto.

Per contro, la piccola taglia dei generatori a generazione distribuita rende superflua, da un lato, la necessità delle reti di distribuzione ad alta e media tensione e, dall'altro, consente di utilizzare quelle a bassa tensione per le connessioni locali. Inoltre, risulta favorita la loro introduzione progressiva e non traumatica, sia nei casi in cui manchi una struttura di produzione, sia quando si ritenga opportuno o conveniente potenziare o sostituire reti esistenti.

6.1.4.2 Fonti energetiche e tecnologie di generazione distribuita

In quanto unità *stand alone*, i microgeneratori utilizzabili nella generazione distribuita consentono l'utilizzo di una gamma potenzialmente illimitata di fonti energetiche e, comunque, molto più ampia di quella degli impianti centralizzati, operanti essenzialmente con combustibili fossili tradizionali. In particolare, la caratteristica di piccola scala implica flessibilità nella scelta

delle fonti di energia, in dipendenza della disponibilità locale, delle caratteristiche geografiche, nonché delle condizioni tecnologiche ed economiche dell'utenza. In questo quadro, le sollecitazioni impresse dal Summit di Johannesburg, in relazione sia ai bisogni energetici delle aree sottosviluppate del pianeta, sia alle preoccupazioni sugli effetti antropogenici dello sviluppo, possono coniugarsi in modo ottimale con le caratteristiche operative della generazione distribuita a tutti i livelli applicativi.

In realtà, la scarsa diffusione della modalità produttiva a generazione distribuita, e la conseguente e perdurante marginalità delle relative tecnologie, restringono il campo delle fonti utilizzabili. Fra le fonti fossili, primeggiano il gas naturale, il gasolio, l'idrogeno da *reforming*. Fra quelle rinnovabili, il solare termico e il fotovoltaico.

Il riferimento all'idrogeno sottintende il suo utilizzo sia in una prospettiva di lungo termine, quale vettore energetico di elezione nelle celle a combustibile, sia su breve-medio termine, come componente di miscele combustibili (es. H₂+CO) in macchine termiche.

Le tecnologie di produzione disponibili includono i motori alternativi (diesel e a gas), le microturbine, le celle a combustibile, la conversione fotovoltaica. La produzione eolica viene solitamente considerata variante di impianti centralizzati, anche se su scala ridotta.

Nella tabella 6.1 sono riportati dati analitici semi-quantitativi sulle diverse tecnologie di produzione.

Tabella 6.1 - La generazione distribuita di energia elettrica

Tecnologia	Motori Diesel	Motori a gas	Turbine a gas	Micro-turbine	Celle a combustibile	Fotovoltaico
Scala (kW)	20-10.000	50-5.000	>1.000	30-200	50-1.000	>1
Efficienza (%)	36-43	28-42	21-40	25-30	35-54	n.a.
Costo del generatore (€/kW)	125-300	250-600	300-600	500-750	1.500-3.000	n.a.
Costo chiavi in mano (€/kW)	350-500	600-1.000	650-900	1.000-1.300	1.900-3.500	5.000-7.000
Costo recupero calore (€/kW)	n.a.	75-150	100-200	200-600	incluso	n.a.
Costo O&M (€/MWh)	5-10	7-15	3-8	5-10	5-10	1-4
Emissioni di CO ₂ (kg/MWh)	650	500-620	580-680	720	430-490	0
Emissioni di NO _x (kg/MWh)	10	0,2-1,0	0,3-0,5	0,1	0,005-0,01	0

Fonte: Distributed generation in liberalised electricity markets, AIE, 2002

6.1.4.3 L'impatto ambientale

Vi è un generale consenso sul fatto che il settore della produzione di energia elettrica sia caratterizzato da un impatto ambientale più contenuto rispetto a quello derivante dal settore dei trasporti, essenzialmente per due ordini di motivi. Il primo risiede nella possibilità di dotare i grandi impianti di sistemi e tecnologie più efficaci di riduzione delle emissioni, grazie alle economie di scala, nonché alla caratteristica intrinseca della combustione stazionaria, tipicamente utilizzata nella grande maggioranza degli impianti di produzione, di prestarsi a controlli in *feed-back* delle condizioni operative.

Il secondo aspetto è collegato alla delocalizzazione delle centrali di produzione in siti tipicamente lontani dai centri ad alta densità abitativa, ciò che comporta, a parità di quantità di emissioni, una maggiore diluizione degli inquinanti e una minore esposizione dei soggetti, rispetto a quanto avviene per le fonti diffuse di emissioni del traffico urbano.

In questo quadro, le tecnologie di produzione a generazione distribuita basate sulla combustione risultano penalizzate, sia perché la piccola taglia, associata a bassi costi di impianto e

di esercizio, non consente l'utilizzo di sofisticate strategie di controllo e abbattimento, sia perché esse condividono le caratteristiche già tratteggiate dei motori per autotrazione. La penalizzazione non riguarda evidentemente i generatori intrinsecamente "puliti", come quelli basati su fonti rinnovabili o le celle a combustibile, ma sussiste in modo fondato nei motori diesel o a gas e nelle microturbine, per quanto riguarda essenzialmente gli ossidi di azoto, le particelle e i precursori dell'ozono troposferico.

Tuttavia, la tecnologia dei motori per autotrazione continua a evolversi nel senso di una progressiva riduzione di emissioni, trainata da normative sempre più severe, in particolare per i motori a combustione interna. Inoltre, l'imminente introduzione della modalità di propulsione ibrida con motori-generatori operanti "a punto fisso" contribuisce ulteriormente a ridurre le emissioni e l'impatto ambientale degli impianti di piccola scala. Pertanto, è ragionevole supporre che l'evoluzione in corso delle tecnologie di combustione pulita dei motori a combustione interna contagerà spontaneamente anche quella dei microgeneratori per generazione distribuita, siano essi basati su motori o su turbine.

6.1.4.4 Cogenerazione

È ormai consolidata la convinzione che il miglior modo di combinare gli obiettivi di riduzione degli effetti antropogenici globali sul clima e quelli locali sulla salute, a parità dei consumi di energia, sia quello di aumentare sensibilmente l'efficienza complessiva di utilizzo, che dipende sia dall'efficienza di conversione dell'energia dalla fonte, sia dalle forme dell'energia effettivamente utilizzata.

L'efficienza di conversione in energia elettrica dei microgeneratori a generazione distribuita è generalmente più bassa che nei grandi impianti. Tuttavia, la loro prossimità con l'utente finale apre la possibilità di cospicui recuperi dell'energia a bassa temperatura, altrimenti dispersa, essenzialmente per il riscaldamento di ambienti e di acqua sanitaria. La generazione e l'utilizzo simultanei di energia e calore (*Combined Heat Power* - CHP), o "cogenerazione", non altera i rendimenti termo-elettrici, ma aumenta in modo cospicuo la frazione complessivamente utilizzata di energia disponibile alla fonte. In generale, a fronte di un aumento dell'ordine del 20% dei costi di investimento di dispositivi CHP, dipendente dalla taglia, vi è un raddoppio dell'efficienza (dal 30% a più del 60%) di utilizzo dell'energia della fonte (tabella 6.2). La condizione necessaria per la convenienza economica, non sempre soddisfatta, è che l'utente utilizzi simultaneamente l'energia elettrica prodotta e il calore recuperato.

Tabella 6.2 - Costi ed efficienze delle tecnologie di generazione distribuita

Tipo	Taglia (MW)	Costo iniziale (€/kW)	Efficienza elettrica (%)	Efficienza di utilizzo (%)
Micro-CHP (Stirling)	<0,015	2.700	15-25	85-95
Micro-turbina	0,1	1.970	29	59
Motore diesel	0,1	1.380	28	75
Celle a combustibile	0,2	3.800	36	73
Motore diesel	0,8	980	31	65
Turbina	1,0	1.600	22	72

Fonte: Distributed generation in liberalised electricity markets, OCSE/AIE 2002

La modalità di cogenerazione viene sempre più diffusamente integrata, soprattutto nei settori commerciali, con la produzione di freddo per condizionamento ambientale, nel qual caso si adotta il termine di "trigenerazione". Il suo sviluppo è sostenuto dai notevoli risparmi economici conseguenti alla sostituzione degli impianti di condizionamento elettrici con quelli di tipo *gas-absorption*. In particolari nicchie di utenza, risulta conveniente l'installazione di generatori di acqua calda/fredda, con erogazione di energia elettrica come sotto-prodotto. La penetrazione attuale della trigenerazione è ancora più limitata di quella della CHP; tuttavia stime prudenti annunciano nel prossimo decennio una crescita considerevole del mercato, in particolare nei Paesi UE più avanzati.

6.1.4.5 La situazione in UE, USA e Giappone

Lo stadio di diffusione e utilizzo delle tecnologie a generazione distribuita varia molto da Paese a Paese, in dipendenza di fattori non solo tecnici, ma anche legati alla struttura del mercato elettrico e alle politiche di liberalizzazione. In aggiunta, il quadro è incerto per la disomogeneità dei dati disponibili. In generale, la produzione distribuita e combinata è utilizzata essenzialmente da industrie e in alcuni settori commerciali. I dati disponibili per i Paesi UE, riportati nella tabella 6.3, forniscono una stima variegata e molto dispersa, con incidenza media dell'11% sulla produzione elettrica totale, ove emergono i casi di consistente penetrazione della generazione distribuita di Danimarca e Olanda.

Tabella 6.3 - Generazione combinata nella UE. Anno 1998

Stato membro	Capacità CHP (MW)	Energia CHP (GWh)	Frazione (%)
Austria	3.416	14.268	24,8
Belgio	797	3.410	4,1
Danimarca	7.027	25.591	62,3
Finlandia	5.097	25.128	35,8
Francia	3.485	12.660	2,5
Germania	22.160	41.770	7,5
Grecia	257	981	2,1
Irlanda	114	404	1,9
Italia	9.802	45.990	17,8
Lussemburgo	98	320	22,5
Olanda	8.500	47.835	52,6
Portogallo	965	3.288	8,4
Spagna	3.558	21.916	11,2
Svezia	3.205	9.544	6,0
Regno Unito	3.842	20.759	5,8
UE-15	77.323	273.864	11,0

Fonte: Distributed generation in liberalised electricity markets, OCSE/AIE, 2002

I dati della tabella 6.3 per i Paesi UE, unitamente a quelli analoghi per gli USA e il Giappone, evidenziano caratteristiche peculiari delle tre aree socio-economiche.

I Paesi UE manifestano una maggiore dispersione e disomogeneità nel grado di sviluppo delle tecnologie, nella disponibilità delle fonti energetiche e nell'accettazione sociale della generazione distribuita; tuttavia, l'impulso delle politiche comunitarie in materia di protezione ambientale, risparmio energetico e innovazione tecnologica costituisce un fattore favorevole allo sviluppo ed alla diffusione su larga scala della generazione distribuita.

Negli USA, a fronte di una maggiore omogeneità e consistenza tecnologica, la tradizionale struttura dell'utenza, caratterizzata da maggiori consumi pro capite, sembra costituire un fattore intrinseco di freno alla diffusione della generazione distribuita, anche se la maggiore sensibilità ambientale e, ancor più, le recenti difficoltà dell'offerta energetica della California, preludono ad un'inversione di tendenza.

Il caso del Giappone in proposito è particolare, in quanto la forte dipendenza da fonti energetiche esterne e gli alti costi dell'energia elettrica convenzionale concorrono per altra via a determinare condizioni favorevoli alla crescita del settore.

6.1.4.6 Confluenza fra tecnologie energetiche e del trasporto

In margine alle considerazioni sulla penetrazione della generazione distribuita su larga scala, è utile segnalare che la tecnologia dei trasporti è alle soglie di un salto evolutivo, che consiste nella imminente introduzione, sui veicoli di prossima generazione, della modalità di propulsione cosiddetta ‘ibrida’, nella quale le funzioni di trasformazione dell’energia del combustibile e della propulsione, tradizionalmente assolute congiuntamente dal motore a combustione interna, sono disaccoppiate ed affidate, rispettivamente, la prima ad un micro-generatore di bordo (un motore diesel a basse emissioni, accoppiato ad un alternatore, ovvero uno *stack* di *fuel-cell* a idrogeno), la seconda a motori elettrici associati alle ruote per l’avanzamento. Indipendentemente dalla modalità di produzione elettrica a bordo, termica o elettrochimica che sia, è prevedibile con certezza, nei prossimi anni, la comparsa e la diffusione di tali unità modulari, ospitate a bordo dei veicoli di prossima generazione. Pertanto, questi sistemi saranno in grado di svolgere, con modifiche marginali, anche le funzioni di micro-generazione di energia elettrica per usi diversi dalla propulsione. Tale circostanza costituisce una condizione di mutuo supporto tecnico-economico nello sviluppo e nella diffusione delle tecnologie di generazione distribuita e di propulsori ibridi, normalmente non considerata negli scenari previsionali dei prossimi decenni.

Evoluzione biologica e sviluppo tecnologico

Una analisi comparativa, benché irriuale, delle modalità di produzione energetica delle società umane contemporanee, da un lato, e degli organismi viventi, dall’altro, rivela un aspetto paradossale. Per questi ultimi, la funzione di produzione dell’energia necessaria ai singoli tessuti e organi, nonché all’intero organismo, è svolta dalle unità mitocondriali all’interno di ciascuna cellula. Tale modalità di produzione, una vera e propria generazione distribuita *ante litteram* premiata dall’evoluzione biologica, è comune a tutte le forme di vita superiori ed è del tutto evidente la sua funzionalità ed efficacia biologica, collaudata in milioni di anni. Per contro, le società umane interessate dagli sviluppi tecnologici dell’ultimo secolo, se assimilati ad altrettanto complessi organismi viventi, appaiono paradossalmente attardati sull’adozione di schemi di produzione centralizzata, i cui limiti peraltro stanno affiorando con evidenza crescente e risultano ormai chiaramente percepibili.

6.1.4.7 Limiti alla diffusione della generazione distribuita

Le note precedenti forniscono spunti non solo per la valutazione dei vantaggi, ma soprattutto per la individuazione degli ostacoli alla diffusione della generazione distribuita di energia.

In primo luogo e in generale, la generazione distribuita costituisce una tecnologia di rottura, sia in termini meramente concettuali e sociali (es. accettazione da parte dell’utenza), sia in considerazione della rigidità tecnico-economica delle infrastrutture di produzione e di distribuzione. La sua adozione interferisce potenzialmente con gli assetti correnti, anche nei casi più realistici di utilizzo limitato a nicchie particolari di utenza o complementare alla generazione centralizzata in situazioni occasionali di emergenza. Ancora, l’interdipendenza fra offerta non strutturata delle relative tecnologie e domanda trascurabile dell’utenza potenziale concorre a rafforzare la conservazione dello *status quo*.

Inoltre, è prevedibile che si presenti un ostacolo di tipo tecnico nel caso di utilizzo di fonti fossili, p.e. il gas naturale, che consiste nella difficoltà di adeguare la capacità della attuale rete di distribuzione del metano, prossima alla saturazione, alle ulteriori e crescenti portate di combustibile richieste dalle utenze diffuse sul territorio.

Infine, le perduranti rigidità della normativa in materia scoraggiano di fatto il decollo spontaneo della domanda e indicano nei poteri legislativi nazionale e comunitario le sedi imprescindibili delle necessarie politiche di indirizzo e di supporto.

6.1.4.8 Fatti nuovi

La rete di vincoli e rigidità testé delineata ostacola il decollo e la diffusione della generazione distribuita, a meno che non intervengano fattori favorevoli più forti che riorientino gli indirizzi attuali.

Negli ultimi anni e perfino nei mesi scorsi si sono verificati alcuni eventi di disservizio parziali o totali di erogazione di energia elettrica (*black-out*), dapprima in California, USA, poi nelle aree metropolitane di New York e Londra, infine in Italia nel settembre scorso, occasionati da cause spesso accidentali, che hanno costituito dei fatti nuovi, di portata e peso forse sufficienti a generare uno *shift* macroscopico di mentalità e di attenzione alla vulnerabilità delle reti, necessariamente interconnesse, di distribuzione di energia elettrica con produzione centralizzata.

Il livello di attenzione al problema si è ulteriormente innalzato in considerazione della esposizione di obiettivi sensibili, fra i quali i sistemi di produzione e di distribuzione dell'energia, a possibili atti terroristici, particolarmente probabili nel clima attuale di tensione internazionale.

In definitiva, la diffusione della generazione distribuita di energia elettrica, sia pur limitata a *cluster* di utenza particolari ancorché diffusi, può contribuire a ridurre *ex ante* l'attuale vulnerabilità delle infrastrutture di servizi, di importanza vitale per le comunità sociali, prima ancora che per gli aspetti energetici e ambientali.

6.1.5 Lo stato di attuazione dei programmi di sviluppo delle tecnologie termonucleari

Le attività sulla fusione si svolgono nell'ambito del contratto di associazione ENEA-EURATOM, che attribuisce all'ENEA la responsabilità di tutte le attività sulla fusione svolte in Italia. Contratti di associazione o di ricerca separati regolano poi i rapporti tra l'ENEA e gli altri partner italiani (CNR, Consorzio RFX, consorzi e istituti universitari).

La linea principale di indagine è rivolta allo sviluppo del "confinamento magnetico". Per quel che riguarda invece la fusione inerziale, la strategia del programma comunitario europeo è basata sul concetto di "*watch and brief (osserva e riporta)*". In questo spirito le ricerche sulla fusione inerziale in Italia hanno portata inferiore al confinamento magnetico e si riconducono alle attività sperimentali e teoriche basate sull'utilizzo dell'impianto laser ABC e allo sviluppo di laser pompati con diodi per aumentarne l'efficienza (Frascati), oltre al lavoro di alcuni gruppi universitari.

Per il confinamento magnetico il 2003 ha visto l'intensificarsi dei negoziati internazionali per la costruzione di ITER, il prossimo passo per lo sviluppo della fusione. La missione di ITER è di dimostrare innanzitutto la fattibilità scientifica della fusione, e quindi la fattibilità tecnologica. Per raggiungere questo scopo, ITER ha l'obiettivo di generare 500 MW di potenza in una serie di impulsi di almeno 400 secondi di durata ciascuno, con un guadagno di circa 10 tra potenza di fusione e potenza immessa nella camera di reazione. ITER è un reattore sperimentale basato sul concetto "tokamak", una configurazione magnetica toroidale in cui creare e mantenere le condizioni per le reazioni di fusione. Il progetto ITER comprende il tokamak, cioè la camera di reazione, gli impianti ausiliari e le strutture di supporto. La progettazione di ITER, praticamente terminata, è stata effettuata nel quadro di una collaborazione internazionale tra Unione europea, Federazione russa e Giappone. Gli Stati Uniti hanno partecipato fino al 1999. I negoziati per la costruzione comune di ITER sono iniziati nel 2001 tra i partner che avevano completato il progetto e il Canada. Nel febbraio 2003 si sono aggiunti la Cina e di nuovo gli Stati Uniti; nel maggio 2003 anche la Corea è entrata nei negoziati. Il compito dei negoziatori è di redigere l'accordo per la costruzione comune, comprensivo della ripartizione delle spese, la selezione del sito, e infine la selezione del direttore dell'impresa.

Sono stati offerti quattro siti per accogliere ITER: Cadarache in Francia, Vandellòs in Spagna, Clarington in Canada, Rokkasho in Giappone. L'analisi tecnica dei siti si è conclusa nel 2002. Entro

la fine del 2003 l'Europa, per quel che la concerne, deve raggiungere una decisione sul sito da negoziare con gli altri *partner* e approvare l'accordo internazionale per la costruzione e la struttura responsabile per il contributo europeo al progetto. La costruzione di ITER durerà circa 10 anni, mentre si prevede che la fase di operazione ne durerà circa 20. La stima del costo di costruzione è di 4.570 milioni di euro, mentre il costo totale del progetto, inclusi anche operazione e smantellamento, è stimato essere circa 10.300 milioni di euro.

Durante il 2003, oltre alle attività riguardanti direttamente ITER, sono proseguite le ricerche sperimentali e teoriche sugli esperimenti attuali. In particolare le attività in Italia sono state: studi sperimentali e teorici basati sull'operazione delle due macchine di media taglia FTU a Frascati e RFX a Padova; un forte contributo all'esperimento comune europeo JET (Joint European Torus); lo sviluppo delle tecnologie per il reattore a fusione. L'Italia è anche impegnata nella progettazione di IGNITOR, una macchina compatta ad alto campo magnetico, che ha l'obiettivo di raggiungere condizioni d'ignizione di miscele di deuterio e trizio per studiare i problemi scientifici del *burning plasma*.

6.2 – IL QUADRO DELLA RICERCA, LA RIPARTIZIONE DELLE RISORSE, LE SPESE NEL SETTORE ENERGETICO

6.2.1 I processi decisionali del sistema scientifico pubblico

“Il Governo, nel Documento di Programmazione Economica e Finanziaria (DPEF) determina gli indirizzi e le priorità strategiche per gli interventi a favore della ricerca scientifica e tecnologica, definendo il quadro delle risorse finanziarie da attivare e assicurando il coordinamento con le altre politiche nazionali (d.lgs. 5.6.1998, n. 204)”. In seguito a questo documento, alle direttive del Presidente del Consiglio dei ministri e ai programmi di competenza delle diverse amministrazioni dello Stato, viene predisposto il Programma Nazionale per la Ricerca (PNR) di durata triennale. Il Programma, aggiornato ogni anno, definisce gli obiettivi generali e le modalità d’attuazione degli interventi, alla cui realizzazione concorrono le diverse amministrazioni pubbliche, le università e gli enti di ricerca; il piano quindi è lo strumento di programmazione dello sforzo in R&S del Paese.

Il Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) interviene in diversi momenti del processo decisionale sulla ricerca scientifica e tecnologica ed esercita le seguenti funzioni: valuta lo schema degli indirizzi e delle priorità del DPEF per la ricerca scientifica e tecnologica prima della sua approvazione da parte del Consiglio dei ministri; approva il PNR e i suoi aggiornamenti; delibera sull’utilizzazione del Fondo Integrativo Speciale per la Ricerca (FISR); approva le direttive per il coordinamento dei programmi con il PNR e gli stanziamenti per R&S delle amministrazioni pubbliche. Per l’esercizio delle sue funzioni il Ministero dell’Istruzione, dell’Università e della Ricerca (MIUR) si avvale di un’apposita Commissione per la ricerca e di una Segreteria tecnica.

Con il decreto legislativo citato furono istituiti i seguenti organi:

- un Comitato di nove Esperti per la Politica della Ricerca (CEPR), scelti tra personalità d’alta qualificazione del mondo scientifico, tecnologico, culturale, produttivo e delle parti sociali, al fine di assicurarsi l’apporto di competenze diverse. Il Comitato è stato soppresso con DCPM del 30 aprile 2003;
- un Comitato d’Indirizzo per la Valutazione della Ricerca (CIVR), scelto in ambiti metodologici e disciplinari diversi al fine di sostenere la qualità e migliorare l’utilizzazione della ricerca scientifica e tecnologica del Paese. Il Comitato è attualmente attivo ed è stato rinnovato con DPCM del 9 maggio 2003;
- i Consigli Scientifici Nazionali (CSN), quali organi rappresentativi della comunità scientifica nazionale, universitaria e degli enti di ricerca. I Consigli non sono mai stati costituiti;
- l’Assemblea della Scienza e della Tecnologia (AST), costituita dai membri dei consigli scientifici nazionali, integrati da rappresentanti delle amministrazioni pubbliche, dei settori dei servizi, della produzione e delle forze sociali. L’Assemblea avrebbe dovuto sostituire il CNST soppresso con il medesimo decreto, ma non è mai stata attivata.

Lo stesso decreto (204/98) dava disposizioni per il riordino degli enti di ricerca, degli osservatori astronomici, astrofisici e vesuviano, dell’Istituto per la ricerca scientifica e tecnologica sulla montagna, ASI, ENEA e altre istituzioni di ricerca di cui le pubbliche amministrazioni finanziano il funzionamento ordinario.

Tutte le risorse finanziarie fanno riferimento al PNR, anche quelle con destinazioni specifiche, quali sono i finanziamenti stanziati con provvedimenti appositi o in determinati settori e governati da altre amministrazioni dello Stato. Il Ministero delle Attività Produttive (MAP) gestisce il Fondo per l’Innovazione Tecnologica (FIT) che è, in una qualche misura, complementare al Fondo per le Agevolazioni alla Ricerca (FAR) (d.lgs. 28.3.97 n. 79 e successive modificazioni).

Il sistema di finanziamento pubblico della ricerca

In applicazione del d.lgs. 204/98 il MIUR ha predisposto lo schema degli indirizzi e delle priorità strategiche per gli interventi a favore della ricerca scientifica e tecnologica, secondo le Linee guida per la politica scientifica e tecnologica del governo, approvate il 19 aprile 2002. Su queste basi il Governo intende accelerare la fase di realizzazione delle scelte adottate, attraverso un'azione di rilancio della ricerca scientifica e tecnologica e dell'alta formazione, così da sostenere, integrare e permettere le azioni per la modernizzazione e lo sviluppo dell'economia del paese, previste dal programma.

Il MIUR gestisce:

- i finanziamenti alle istituzioni scientifiche da esso vigilate, agli organismi scientifici internazionali, a grandi programmi scientifici nazionali e internazionali;
- il Fondo destinato alle università per il finanziamento dei Progetti di ricerca di rilevante interesse nazionale;
- il Fondo per le Agevolazioni alla Ricerca (FAR) (decreto legislativo 27 luglio 1999, n. 297), destinato prevalentemente ad agevolare finanziariamente i programmi di ricerca delle imprese che abbiano una redditività di breve-medio periodo. Tramite questo fondo il Ministero ha provveduto al riordino e alla razionalizzazione di tutto il sistema di agevolazione alla ricerca industriale;
- il Fondo per gli Investimenti della Ricerca di Base (FIRB) (legge 23 dicembre 2000, n. 388, art. 104), istituito con lo scopo di favorire l'accrescimento delle competenze scientifiche del Paese e di potenziarne la capacità competitiva a livello internazionale. È destinato al finanziamento d'interventi di carattere strutturale, con ritorni nel medio-lungo periodo;
- il Fondo Integrativo Speciale per la Ricerca (FISR) (decreto legislativo 5 giugno 1998, n. 204), finalizzato al finanziamento di specifici interventi di particolare rilevanza strategica, indicati nel Programma nazionale per la ricerca, d'interesse di tutte le amministrazioni dello Stato. Il MIUR individua le priorità scientifiche d'intervento con i fondi del FISR, stabilisce i criteri e le modalità procedurali per l'assegnazione delle risorse finanziarie disponibili e indica il contributo previsto per i diversi temi.

Inoltre, il MIUR:

- cofinanzia il Programma Operativo Nazionale, dedicato a ricerca, sviluppo tecnologico e alta formazione, che è organico alla strategia del Piano di sviluppo del Mezzogiorno. Per il finanziamento dei progetti di ricerca e formazione ammessi al finanziamento, il MIUR utilizza i Fondi Strutturali (Fondo Europeo di Sviluppo Regionale e Fondo Sociale Europeo) dell'Unione europea nelle Regioni meridionali (Obiettivo 1) per il periodo 2000-2006. Il finanziamento comunitario copre all'incirca il 60% del totale;
- contribuisce al finanziamento di iniziative per la diffusione della cultura scientifica, anche di concerto con altre amministrazioni (legge 10 gennaio 2000, n. 6).

Il Ministero delle Attività Produttive (sentiti il MIUR, il Ministero dell'Economia e delle Finanze, il Ministero per l'Innovazione e le Tecnologie) gestisce il Fondo per l'Innovazione Tecnologica (FIT), che offre agevolazioni per "attività di ricerca industriale e di sviluppo, ammesse dalla vigente disciplina comunitaria per gli aiuti di Stato in materia" (legge 2 maggio 1997, n.140).

Il Documento di Programmazione Economica e Finanziaria (DPEF) relativo al 2004-2007 (approvato dal Consiglio dei ministri il 16 luglio 2003) ha adottato alcuni provvedimenti di natura finanziaria. Questi sono:

- il consolidamento nella legge di bilancio del fondo FIRB (2003 e 2004);
 - l'istituzione di un fondo speciale per la ricerca a favore di vari ministeri per il 2003 e 2004 (art. 56 della legge), indicando anche i temi ritenuti prioritari per il 2003;
 - il potenziamento degli interventi per le aree depresse del Paese (è previsto un finanziamento per la ricerca per il periodo 2003-2005);
 - la deducibilità delle erogazioni liberali a favore delle malattie neoplastiche (art. 59 della legge).
-

La riforma dell'ENEA

L'ENEA è un ente pubblico; è attivo "a supporto delle politiche di competitività e di sviluppo sostenibile in campo energetico-ambientale, operante nei settori dell'energia, dell'ambiente e delle nuove tecnologie"; gode di autonomia scientifica, finanziaria, organizzativa, patrimoniale e contabile; è dotato di ordinamento autonomo.

Per perseguire le finalità previste dal decreto legislativo 3 settembre 2003, n. 257, l'ente svolge una serie di attività di ricerca di base, applicata e d'innovazione tecnologica nell'ambito del proprio piano triennale, nel quadro del Programma Nazionale di Ricerca (PNR), sulla base degli indirizzi definiti dal Ministero delle Attività Produttive (MAP), d'intesa con il Ministro dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (MIUR) e con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio (MATT).

Le attività dell'ENEA, che includono la realizzazione di prototipi e l'industrializzazione di prodotti, vengono svolte nei settori dell'energia, dell'ambiente, delle tecnologie e delle applicazioni nucleari e collegate; vertono anche sulla conduzione di grandi progetti complessi di ricerca, sviluppo e dimostrazione, nonché sulla realizzazione e gestione di grandi attrezzature scientifiche e tecnologiche. All'ente sono attribuiti altri compiti, quali la valutazione del grado di sviluppo di tecnologie avanzate, la fornitura di studi e servizi ad alto contenuto tecnologico, le attività di promozione, valorizzazione e diffusione dei risultati, la collaborazione nazionale e internazionale con istituzioni e amministrazioni diverse. La formazione e la valutazione dei risultati dei programmi di ricerca, del funzionamento delle proprie strutture e dell'attività del personale fanno anch'esse parte delle attività previste dall'art. 3 del decreto legislativo 3 settembre 2003, n. 257.

Gli organi dell'ente sono il presidente, il consiglio d'amministrazione, il collegio dei revisori. Presso l'ENEA sono istituiti anche un consiglio scientifico (composto da undici membri) e un comitato d'indirizzo e coordinamento dei progetti d'industrializzazione, ambedue con compiti propositivi e consultivi relativi all'attività complessiva di ricerca dell'ente.

L'ENEA è articolato in dipartimenti (strutture organizzative di primo livello, responsabili dell'esercizio organico ed integrato delle funzioni) e direzioni centrali (unità organizzative espletanti attività di interesse generale, comuni a più organi o dipartimenti); al vertice della struttura organizzativa è posto il direttore generale. L'organizzazione dei dipartimenti e delle direzioni è demandata al regolamento di organizzazione e funzionamento.

Le nuove linee guida per la valutazione della ricerca

Per promuovere l'applicazione a livello nazionale di processi e metodi per la valutazione, il Comitato d'Indirizzo per la Valutazione della Ricerca (CIVR), su incarico del Ministro dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (MIUR) ha elaborato le "Linee guida per la valutazione della ricerca", allo scopo di suggerire regole e procedure di riferimento per la valutazione del Sistema Nazionale della Ricerca (SNR), rivolte alla comunità scientifica, nonché ad altri rilevanti interlocutori, quali i decisori politici (cui è affidata la responsabilità di individuare e destinare alla ricerca risorse adeguate) e l'opinione pubblica. La valutazione della ricerca è un processo obiettivo, fondato sull'analisi critica di dati e informazioni, che conduce ad un giudizio di merito.

Secondo la proposta elaborata dal CIVR, l'esercizio di valutazione è tenuto, di norma, con cadenza triennale ed è rivolto alla valutazione della *performance* scientifica di strutture e progetti speciali, finanziati dal MIUR nel triennio precedente. L'esercizio può essere esteso ad organismi e progetti di altre amministrazioni pubbliche, previa intesa con il CIVR. Il Ministro dispone, con proprio decreto, l'organizzazione generale, l'articolazione temporale del processo di valutazione e la destinazione di adeguate risorse e strutture di supporto. Organismi di valutazione sono:

a) il CIVR, composto da sette esperti nominati dal governo e con sede presso il MIUR. I componenti eleggono al proprio interno il presidente. Il CIVR è assistito da uno *staff* tecnico, dispone di un *budget* e può ricorrere al supporto di esperti esterni, anche stranieri.

Il Comitato elabora:

- la relazione finale per singola struttura, che si fonda sui rapporti dei *Panel* di area e sull'analisi critica dei dati conoscitivi, trasmessi direttamente al CIVR dalle strutture stesse. L'integrazione delle informazioni acquisite si traduce in un giudizio di merito;
- la relazione finale per singolo progetto speciale, che si fonda sui rapporti dei *Panel* di progetto;
- proposte di indirizzo e metodologie sperimentali e innovative per la valutazione della ricerca;
- relazioni periodiche (almeno triennali) di valutazione del SNR.

b) i *Panel* d'area e di progetto, composti, di norma, da un minimo di cinque a un massimo di nove esperti, in rappresentanza della comunità scientifica e con sede presso il MIUR. Per le aree o progetti speciali caratterizzati da particolare eterogeneità disciplinare e/o numerosità dei prodotti o progetti da valutare, il CIVR, su proposta dei *Panel* e nel loro contesto operativo, può provvedere alla costituzione di *sub-Panel*, con specifiche competenze disciplinari. Analoghe procedure possono essere adottate, quando necessario, per la valutazione della ricerca interdisciplinare. Criteri e indirizzi per la costituzione dei *Panel* e di eventuali *sub-Panel* sono affidati al CIVR, con il concorso di osservatori designati dalla comunità scientifica (CRUI, CUN, enti di ricerca, sistema della ricerca industriale, ecc.). I componenti dei *Panel* eleggono al proprio interno il presidente. I *Panel* si avvalgono di esperti, anche stranieri, sono assistiti da *staff* di supporto e dispongono di *budget*. Ai *Panel* di area e di progetto⁵, integrati da eventuali *sub-Panel*, è affidato il compito di redigere il rapporto finale, con allegata *ranking list*. Il rapporto dei *Panel* (da trasmettere al CIVR) è articolato in tre parti distinte:

- *Consensus Report*. Si fonda sul riesame critico dei giudizi di merito degli esperti esterni, anche alla luce, nei settori pertinenti, degli indici bibliometrici (in particolare, *impact factor* e *citation analysis*);
- *Ranking list* d'area e di progetto;
- Relazione finale. L'attività dei *Panel* si conclude con una relazione finale, tesa a individuare i punti di forza e di debolezza dell'area (anche in termini di settori produttivi e di strutture) o progetto speciale, suggerendo, ove possibile, specifici interventi correttivi. All'analisi dei brevetti deve essere dedicata un'apposita sezione.

c) i Comitati/Nuclei di valutazione, i cui componenti sono nominati in autonomia dalle strutture, in conformità con i loro statuti e, comunque, nel rispetto della normativa vigente. Ai Comitati/Nuclei di valutazione compete, tra l'altro, la validazione dei dati conoscitivi e l'elaborazione di un rapporto triennale sulla struttura (da trasmettere al CIVR) che deve comprendere una serie di aspetti determinati nelle linee guida⁶.

Il processo di valutazione

La valutazione della ricerca è un processo di analisi che si fonda sull'applicazione di specifici criteri di riferimento⁷. Ciascun criterio comprende una serie di indicatori che lo misurano secondo diverse prospettive. La dinamica temporale degli indicatori fornisce informazioni sugli sviluppi della ricerca e sugli eventuali correttivi da adottare.

Le strutture trasmettono al CIVR una serie di dati e informazioni, precedentemente validati dal Comitato/Nucleo di valutazione.

Per ciascuna area, le strutture selezionano in autonomia e trasmettono ai *Panel* d'area un elenco di prodotti relativi al triennio di riferimento, validati dal Comitato/Nucleo di valutazione. La valutazione non viene effettuata sull'intera produzione scientifica delle strutture pubbliche, ma solo su un numero limitato di prodotti⁸, selezionati autonomamente dalle istituzioni sottoposte a valutazione. Le Linee guida stabiliscono, infatti, che il numero totale di prodotti che la struttura deve selezionare e trasmettere ai *Panel* di area, corrisponde al 50% del numero medio dei ricercatori⁹ operanti nella struttura stessa nel triennio in esame. I ricercatori devono essere calcolati in unità equivalenti tempo pieno.¹⁰

La struttura non è obbligata a presentare prodotti di ricerca in tutte le aree scientifiche. Tuttavia, le aree prive di prodotti selezionati sono considerate scientificamente non attive nella struttura.

L'area di elezione dipende dalla collocazione del prodotto e non da quella degli autori. Ogni prodotto selezionato deve essere accompagnato da una scheda illustrativa.

I progetti speciali sono trasmessi ai *Panel* di progetto, che individuano preliminarmente specifici criteri e indicatori per valutare gli aspetti segnalati nelle Linee guida.

Il testo completo delle Linee guida è disponibile al sito del CIVR: www.civr.it e al sito del governo: www.governo.it/GovernoInforma/Dossier/valutazione_ricerca/index.html

⁵ Le aree di valutazione corrispondono alle quattordici aree scientifico-disciplinari del Comitato Universitario Nazionale (CUN), integrate da aree speciali, indicate dal CIVR all'inizio di ogni esercizio triennale; le aree speciali sono scelte in considerazione del prioritario valore aggiunto per il paese e della loro coerenza con gli obiettivi previsti dal PNR) e dai programmi di ricerca e sviluppo comunitari. I progetti speciali di ricerca sono esclusivamente quelli previsti e finanziati dal PNR; sono assimilate a progetti speciali le attività degli enti di ricerca con carattere di agenzia.

⁶ Valutazione della *performance* scientifica con analisi retrospettiva; impatto socio economico; responsabilità di direzione, con specifico riferimento a pianificazione strategica e piani d'attuazione; congruità e competenza delle risorse umane (anche in termini di formazione e aggiornamento); mobilità internazionale; adeguatezza di dotazioni strumentali e servizi (con specifico riferimento all'*high-tech*); capacità di attrarre e gestire risorse; recepimento di precedenti raccomandazioni del Comitato/Nucleo di valutazione; principali punti di forza e di debolezza; collegamento tra valutazione e processi decisionali interni.

⁷ I criteri identificati dalle Linee guida del CIVR si riferiscono a: qualità, originalità/innovazione, rilevanza, internazionalizzazione, mobilità internazionale, produttività, impatto socio-economico, attrazione e gestione delle risorse.

⁸ I prodotti della ricerca che possono essere selezionati comprendono: libri e loro capitoli, articoli su riviste, brevetti, progetti, composizioni, disegni e design, performance, mostre ed esposizioni, manufatti e opere d'arte.

⁹ Il termine ricercatore individua il personale (a tempo indeterminato e a contratto) che ha come *output* principale della propria attività la pubblicazione di prodotti di ricerca, con esclusione quindi del personale tecnico, amministrativo e in formazione (dottorandi, assegnisti, borsisti e post-doc).

¹⁰ Pertanto, a solo titolo di esempio, un ricercatore appartenente agli enti di ricerca avrà un valore uguale a 1, perché si intende che il suo tempo di lavoro è interamente dedicato alla ricerca, mentre un ricercatore o docente universitario avrà un valore pari a 0,5, poiché, in base alle più recenti rilevazioni dell'Istat sul tempo di ricerca dei docenti e ricercatori, il tempo del personale universitario è pari, in media, al 50% del tempo di lavoro.

6.2.2 Le fonti di finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo in Italia

Le risorse finanziarie alla ricerca e sviluppo (R&S) costituiscono il principale e più utilizzato indicatore d'*input* della ricerca scientifica e tecnologica.

Misurando le spese per R&S non soltanto si rilevano gli investimenti correnti (un flusso che si contrappone allo *stock* di capitale già accumulato nel passato) nella produzione di nuove conoscenze scientifiche, ma si ottiene anche un indicatore indiretto del capitale umano, in quanto in molti settori di ricerca larga parte delle risorse finanziarie sono destinate al personale; fanno eccezione discipline quali la fisica delle particelle, la ricerca nel settore nucleare o la ricerca aerospaziale, dove il peso di investimenti in apparecchiature e strumentazioni è molto più alto della media.

Per una migliore comprensione delle dinamiche sottostanti al sistema ricerca occorre estendere l'analisi dall'esame dei suoi caratteri globali a quello delle multiformi relazioni che legano i principali attori e presiedono al finanziamento e all'esecuzione della R&S, facendo emergere il complesso intreccio di flussi in entrata e in uscita fra i gruppi di operatori del sistema.

Due sono i principali settori finanziatori ed esecutori dell'attività di R&S: l'amministrazione pubblica - che comprende le amministrazioni pubbliche centrali (i ministeri), gli enti di ricerca, le altre istituzioni pubbliche, le amministrazioni regionali, le università - e le imprese.

I ministeri costituiscono le maggiori istituzioni pubbliche di finanziamento della R&S per il tramite degli enti e istituzioni pubbliche e delle università. A questi si può aggiungere la categoria delle agenzie (Agenzia Spaziale Italiana - ASI, e Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e dei servizi Tecnici - APAT). Tuttavia, l'attività di ricerca scientifica pubblica del Paese rientra anche nelle competenze dei singoli ministeri, che la sviluppano nei laboratori e istituti da essi dipendenti. Infatti, i diversi dicasteri hanno alle loro dipendenze una serie di centri, laboratori e servizi che sono strumentali alle esigenze dei ministeri stessi; d'altra parte, i dicasteri sono tenuti a coordinare attività di ricerca esterna, svolta in ambito pubblico o privato, o a concorrere alla relativa spesa, ai fini della promozione (quale è quella dei fondi per programmi di ricerca applicata, per intese di programma, ecc.). Va rilevato peraltro che, nel complesso, l'attività di ricerca effettuata direttamente impegna risorse limitate.

Nell'ambito dell'amministrazione pubblica, gli enti di ricerca sono organismi pubblici non universitari, istituzionalmente addetti allo svolgimento della ricerca scientifica e tecnologica¹¹; essi sono dotati delle competenze necessarie per gestire complesse apparecchiature e per svolgere grandi programmi scientifici nazionali in settori strategici che richiedono lo sforzo congiunto di più soggetti pubblici e privati. Il settore è costituito da una serie di enti di diverse dimensioni, con tipologie differenti per ciò che riguarda la composizione e il funzionamento degli organi direttivi e gestionali interni, per le funzioni istituzionalmente assegnate, per gli ambiti di competenza e per l'amministrazione che esercita la vigilanza. Fra questi si annoverano il Consiglio nazionale delle ricerche (CNR), l'Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente (ENEA), l'Istituto Nazionale di Fisica Nucleare (INFN), l'Istituto Nazionale di Fisica della Materia (INFN) - che con gli ultimi provvedimenti legislativi entrerà a far parte delle strutture di ricerca del CNR - l'Istituto Superiore di Sanità (ISS), l'Istituto Nazionale di Statistica (ISTAT), ecc. Gli enti di ricerca possono svolgere, come funzione istituzionale, anche attività di consulenza tecnico-scientifica in favore di università, ministeri, amministrazioni pubbliche, imprese; e ancora, la promozione della ricerca scientifica esterna (perseguita soprattutto dagli enti maggiori), la formazione, la valorizzazione e il trasferimento tecnologico dei risultati della ricerca svolta, la partecipazione a programmi internazionali.

Il processo di riforma e razionalizzazione dell'intero settore delle strutture extra universitarie, avviato per migliorare l'efficienza del sistema di ricerca del Paese, non è stato finora completato: agli inizi del 2003 sono stati presentati tre decreti legislativi concernenti il riordino del Consiglio

¹¹ Gli enti inseriti nel comparto ricerca sono riportati nel decreto del presidente del Consiglio dei Ministri, 30 dicembre 1993, n. 593 e successivi provvedimenti legislativi.

Nazionale delle Ricerche (CNR), dell'Agazia Spaziale Italiana (ASI) e dell'Istituto Nazionale di Astrofisica. Il riordino del CNR prevede una riorganizzazione del Consiglio, che, da un lato richiede un'articolazione delle attività dell'ente intorno a una serie di macro aree e un'aggregazione di istituti – attualmente autonomi – nel nuovo CNR, e dall'altro, lo scorporo di alcuni organi dell'ente destinati a confluire nell'Istituto Nazionale di Astrofisica. Quest'ultimo istituto comprenderà quindi, oltre agli osservatori che svolgono attività di ricerca astronomica, gli istituti responsabili della ricerca astrofisica e fisica spaziale. A sua volta, l'obiettivo della riforma dell'Agazia risiede nell'ottimizzazione delle attività nel settore della ricerca spaziale e aerospaziale.

Con decreto legislativo 3 settembre 2003, n. 257 l'ENEA ha ottenuto un decreto di riordino, che ne ha confermato l'autonomia e l'afferenza al Ministero delle Attività Produttive.

Dell'amministrazione pubblica fanno parte una serie di altri enti pubblici che finanziano e/o effettuano attività di ricerca, sebbene questa non costituisca l'attività principale; tra questi enti, rivestono un particolare rilievo gli istituti di ricovero e cura a carattere scientifico dipendenti dal Ministero della Salute.

Per lungo tempo l'attività di ricerca è stata considerata soltanto su scala nazionale, perché la R&S e l'istruzione universitaria erano escluse dalle funzioni e dai compiti che venivano normalmente conferiti alle Regioni¹², sebbene l'autonomia nella programmazione delle attività di cui godevano consentisse iniziative nella ricerca scientifica, in particolare nei settori di competenza, quali agricoltura, sanità, problemi sociali. Attualmente il MIUR ha “provveduto ad approfondire con le varie amministrazioni dello Stato e con le Regioni, secondo le procedure previste dalla legge 204/98, i temi prioritari di intervento del PNR¹³”. In risposta, riguardo al tema della politica scientifica, le Regioni hanno domandato un partenariato fra governo e Regioni, mentre sul piano più operativo hanno richiesto, fra l'altro, lo sviluppo di laboratori congiunti pubblico-privato e di poli di ricerca di valenza internazionale, un'azione di concertazione al fine di aumentare il livello di sensibilità e di competitività dei sistemi di piccole e medie imprese (PMI), così come una maggiore definizione delle azioni previste.

Non tutte le esigenze collettive di grande rilievo sociale espresse dalla società possono essere soddisfatte dal mercato o supplite attraverso l'intervento dello Stato, rendendo quindi necessario perseguire le finalità di solidarietà sociale con strumenti differenti, che intervengono sulla distribuzione dei compiti fra i vari soggetti, sui modelli finanziari, organizzativi e gestionali. Da questa carenza dipende l'affermarsi di un terzo settore, il *non profit*, al quale è affidato il compito di svolgere funzioni che non sono, né possono essere sviluppate dal mercato o dallo Stato, attraverso uno schema organizzativo flessibile, che si basa sulla possibilità e capacità di utilizzare risorse economiche e di lavoro, anche volontario, massimizzando il raggiungimento delle finalità istituzionali a costi contenuti. In questo settore sono incluse le fondazioni, in particolare le fondazioni di partecipazione, tipologia che prevede la partecipazione di soci pubblici e privati. L'ISTAT ha svolto un'indagine sulle istituzioni *non profit* relativamente al 1999. Dai dati contenuti nell'indagine peraltro non si traggono informazioni utili per comprendere quale sia l'attività di sostegno alla ricerca svolta, sebbene la carenza di personale segnalata induca a ritenere che queste istituzioni siano soggetti promotori d'iniziativa scientifica piuttosto che soggetti direttamente impegnati allo sviluppo di attività di ricerca.

L'attività di ricerca svolta nelle università è strettamente legata all'attività didattica; quindi non rilevabile direttamente utilizzando le stesse metodologie applicabili agli altri settori. I dati di R&S sono ottenuti mediante una stima, effettuata dall'ISTAT, che si basa su fonti diverse, tra cui la rilevazione dell'ISTAT sui bilanci degli enti universitari e il rendiconto annuale della Ragioneria generale dello Stato. I dati hanno subito delle modifiche a partire dal 1997 e quindi non sono comparabili a quelli degli anni precedenti.

Nel settore delle imprese sono incluse tutte le imprese di qualsiasi dimensione che dichiarano all'ISTAT di svolgere attività di R&S, nonché i centri che svolgono servizi di ricerca per

¹² Legge 15 marzo 1997, n. 59, art. 1.

¹³ Elementi per il Programma nazionale della ricerca 2004-2006. Bozza (versione 6 settembre 2003).

l'industria. Il numero totale di soggetti ammonta a poco meno di 2.300 (2.277 per la precisione)¹⁴. Questo valore segnala un forte incremento nel totale registrato durante gli ultimi anni, se si considera che nel 1998 le imprese impegnate in ricerca erano poco più di 1.500. Tale incremento si deve probabilmente a miglioramenti nella metodologia di rilevazione delle indagini svolte, che attualmente tendono a registrare meglio anche le imprese di dimensioni minori, che sono presenti e significative nel tessuto produttivo nazionale.

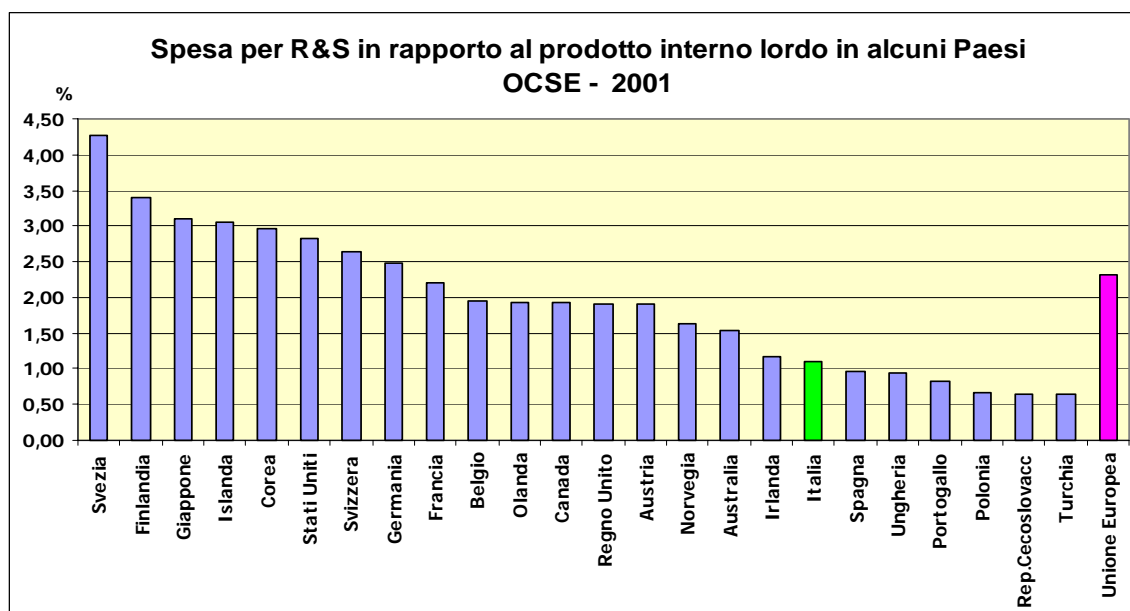
6.2.2.1 Confronti internazionali

L'analisi dei livelli effettivi dell'indicatore "spesa per R&S/Pil" di ciascun Paese verte prima di tutto sui confronti internazionali, essendo basata sull'idea generale che la competitività di un sistema economico rispetto agli altri sia fortemente influenzata dal suo successo nell'introdurre prodotti e processi innovativi e dalla partecipazione attiva al progresso scientifico.

Attualmente, il governo appare intenzionato a programmare per i prossimi anni un notevole aumento di risorse investite in ricerca nel settore pubblico (che dovrebbe arrivare a spendere in R&S un ammontare pari all'1% del Pil) e un'efficace intensificazione delle politiche di sostegno alla ricerca nelle imprese. Per favorire il successo dell'operazione, le *policy* pubbliche sono oggetto di concertazione con le parti sociali. In ogni caso, l'incremento delle risorse alla ricerca nelle amministrazioni pubbliche è destinato ad affiancarsi a profonde riforme negli enti e nelle istituzioni destinatari dei finanziamenti, così da assicurare che l'accrescimento negli investimenti comporti i massimi benefici possibili, avvenendo in un quadro di aumentata efficienza.

Tuttavia, con riferimento agli ultimi dati disponibili (relativi al 2000 e 2001), l'Italia continua a situarsi molto indietro (al 17° posto) fra i Paesi aderenti all'OCSE per intensità d'investimenti in ricerca rispetto al Pil (figura 6.1) mentre, in termini di valore assoluto della spesa (a parità di potere d'acquisto), il nostro Paese risulta essere ben al di sotto del posto che le spetterebbe rispetto alle dimensioni del suo sistema economico-industriale (tabella 6.4).

Figura 6.1 – Confronto fra le spese per R&S in alcuni paesi OCSE in rapporto al Pil. Anno 2001



Fonte: OECD, MSTI database, maggio 2003

¹⁴ Secondo gli ultimi dati disponibili (quelli di consuntivo relativi all'anno 2000, tratti dall'indagine annuale ISTAT "RS1").

Tabella 6.4 - La spesa per R&S in alcuni Paesi dell'OCSE. Anni 1981, 1991, 2001

Paesi	1981		1991		2001		variazione % media annua		
	Milioni di dollari Usa	%	Milioni di dollari Usa	%	Milioni di dollari Usa	%	1981-1991	1991-2001	1981-2001
	a prezzi 1995		a prezzi 1995		a prezzi 1995				
Canada	6.041	2,6	9.690	2,6	16.122	3,3	4,8	5,2	5,0
Finlandia	879	0,4	1.902	0,5	4.185	0,9	8,0	8,2	8,1
Francia	17.407	7,4	27.236	7,3	30.704	6,3	4,6	1,2	2,9
Germania	27.787	11,8	42.019	11,2	47.827	9,8	4,2	1,3	2,8
Giappone	43.111	18,3	82.681	22,1	96.532	19,8	6,7	1,6	4,1
Italia	7.668	3,3	13.450	3,6	13.557 (a)	2,8	5,8	0,1	3,0
Regno Unito	18.175	7,7	20.577	5,5	24.558	5,0	1,2	1,8	1,5
Stati Uniti	114.530	48,6	176.603	47,2	252.939	52,0	4,4	3,7	4,0
Totale	235.597	100	374.157	100	486.424	100	4,7	2,7	3,7

(a) 2000

Fonte: elaborazioni Sezione Ceris di Roma "Istituzioni e politiche per la scienza e la tecnologia" su dati OCSE

Tale situazione suscita preoccupazione, in particolare se si tiene conto del fatto che essa non è un fenomeno transitorio ma ha carattere strutturale, essendo la prosecuzione di un *trend* ormai storicamente consolidato. Fra le conseguenze di questo ridotto impegno in ricerca dell'economia italiana sembra esservi la minore crescita in termini di Pil conseguita in questi ultimi anni dal nostro sistema produttivo. Questo è vero specialmente da quando l'adozione dell'euro ha definitivamente privato le autorità monetarie della possibilità di svalutazioni competitive che compensino le carenze strutturali sul fronte della ricerca della nostra industria e il connesso continuo peggioramento della competitività delle imprese nazionali in vari settori.

Il confronto con alcuni fra gli altri Paesi più industrializzati del mondo evidenzia una posizione dell'Italia nettamente svantaggiata. Considerando ancora l'intensità di spesa in R&S rispetto al Pil, in modo da proporzionare gli impegni in ricerca dei vari Paesi a un significativo indice delle loro disponibilità di risorse economiche, l'Italia risulta al penultimo posto fra i dieci Paesi nell'OCSE riportati nella tabella 6.5, seguita soltanto dalla Spagna, che peraltro sta rapidamente recuperando l'esiguo ritardo che ancora la separa dal nostro Paese. Con appena l'1% di spesa per R&S sul Pil, l'Italia ha un rapporto pari a poco più di un terzo di quello degli Stati Uniti e del Giappone e ben inferiore alla metà di quelli registrati da altre nazioni direttamente concorrenti sul piano economico-commerciale, quali la Francia e la Germania.

Il ridotto impegno in ricerca del nostro Paese si esprime anche con il peso relativo della sua spesa per R&S sul totale delle spese dei sette maggiori Paesi occidentali, pari ad appena il 2,8%, una percentuale che pone l'Italia alle spalle del Canada, un Paese con una dimensione economica sensibilmente inferiore alla nostra (tabella 6.4). Ciò che è più grave, alla situazione registrata nel 2000-2001 (ultimi anni per cui sono disponibili i dati statistici per tutti i Paesi), si è giunti secondo un andamento del volume complessivo di spesa a prezzi costanti che ha visto addirittura decrescere questo aggregato per quanto riguarda l'Italia negli anni Novanta, mentre si è registrata, nei vent'anni considerati, una crescita di oltre il 4% annuo in Paesi quali Canada, Giappone e Stati Uniti.

Tabella 6.5 - La spesa per R&S in rapporto al prodotto interno lordo in alcuni Paesi dell'OCSE

Paesi	1980	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Canada	1,2	1,5	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9
Finlandia	1,2	1,9	2,3	2,5	2,7	2,9	3,2	3,4	3,4
Francia	1,8	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Germania	2,5	2,7	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5
Giappone	2,0	3,0	2,9	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1
Italia	0,8	1,3	1,0	1,0	1,1	1,1	1,0	1,1	..
Regno Unito	2,4	2,2	2,0	1,9	1,8	1,8	1,9	1,9	..
Spagna	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	..
Svezia	2,3 (a)	2,8 (b)	3,4	..	3,5	..	3,7	..	4,3
Stati Uniti	2,5	2,7	2,5	2,6	2,6	2,6	2,8	2,8	2,8

(..) non disponibile; (a) 1981; (b) 1989

Fonte: elaborazioni Sezione Ceris di Roma "Istituzioni e politiche per la scienza e la tecnologia" su dati OCSE e ISTAT per l'Italia 2001

Questo contesto risulta allarmante dal punto di vista dei modelli economici che riconducono la crescita di lungo periodo di un Paese al suo impegno in ricerca e alla sua capacità di tramutare i risultati così ottenuti in innovazioni commercialmente vantaggiose. Se poi consideriamo la composizione percentuale della spesa per ricerca (tabella 6.6), ne risulta che nel nostro Paese la quota spettante all'amministrazione pubblica è anormalmente alta, risultando del 51%, contro valori che si attestano attorno al 30% in altri casi e addirittura inferiori al 20% in Giappone. Nelle nazioni con cui l'Italia è confrontata, il peso sensibilmente inferiore dell'amministrazione pubblica deriva da un ruolo più importante della spesa delle imprese e, in qualche caso, della voce "finanziamento dall'estero". Ciò aggrava l'esito del confronto per il mondo industriale fra il già ridotto ammontare della spesa complessiva per ricerca del nostro Paese e i ben più corposi impegni finanziari globali delle principali nazioni industrializzate.

Tabella 6.6 - La composizione della spesa per R&S in alcuni Paesi dell'OCSE. Anno 2001 (%)

Paesi	Amministrazione pubblica	Imprese	Altre fonti nazionali	Estero	Totale
Canada	31,3	41,9	9,0	17,8	100,0
Francia (c)	38,7	52,5	1,6	7,2	100,0
Germania	31,5	66,0	0,4	2,1	100,0
Giappone	18,5	73,0	8,1	0,4	100,0
Italia (a)	50,8	43,0	-	6,2	100,0
Regno Unito	30,2	46,1	5,7	18,0	100,0
Stati Uniti	26,9	68,3	4,8	-	100,0

Paesi	Stato	Università	Imprese	Istituzioni senza fini di lucro	Totale
Canada	11,9	30,3	57,5	0,3	100,0
Francia	17,7	18,5	62,4	1,4	100,0
Germania	13,4	16,0	70,6	-	100,0
Giappone	9,5	14,5	73,7	2,3	100,0
Italia (c)	18,9	31,0	50,1	-	100,0
Regno Unito	9,7	21,4	67,5	1,4	100,0
Stati Uniti	7,0	14,2	74,3	4,5	100,0

(a) 1996; (b) 1999; (c) 2000;

Fonte: elaborazioni Sezione Ceris di Roma su dati OCSE

Inoltre, il finanziamento e l'esecuzione di ricerca da parte delle imprese sul totale in Italia sono ridotti comparativamente rispetto agli altri Paesi. L'andamento di crescita sostenuta della spesa negli anni Ottanta non è continuato nel decennio successivo, quando si è verificata una

diminuzione, in deciso contrasto con quanto è avvenuto nella quasi generalità del mondo industrializzato. L'esame della distribuzione intersettoriale della spesa per R&S nel nostro sistema economico, secondo i macrosettori tipicamente impiegati negli studi sull'innovazione (imprese basate sulla scienza e considerate ad alta tecnologia, imprese in cui sono presenti economie di scala, settore dell'offerta specializzata, imprese innovative dominate dai fornitori e quindi operanti nei settori tradizionali), mette in evidenza che, nonostante lo scarso peso che le imprese ad alta tecnologia rivestono nella struttura industriale italiana, la dimensione di spesa di questo macrosettore supera notevolmente quella del settore in cui sono prevalenti le economie di scala e di quello in cui le attività innovative delle imprese sono dominate dai fornitori di macchinario.

In definitiva, il fenomeno che emerge da questa sommaria analisi è che l'origine dell'inferiorità dell'impegno in ricerca della nostra industria rispetto a quelle concorrenti vada trovata sia nella tradizionale spiegazione dello scarso peso dei settori ad alta tecnologia che, meno ovviamente, nel limitato impegno dei settori a elevata economia di scala. Il basso investimento in R&S del nostro sistema produttivo, cioè, non sarebbe semplicemente una conseguenza dell'elevato peso che in esso hanno settori che "fisiologicamente" investono meno in ricerca, ma anche nel fatto che in Italia questi settori spendono ancora meno del poco che sarebbe per essi "naturale". È plausibile che ciò dipenda dalla ben nota concentrazione degli investimenti dell'industria matura italiana nell'accumulazione di capitale fisso in forma di macchinario sempre più avanzato, allo scopo di contenere il costo del lavoro, il che tende a distrarre risorse dagli investimenti in ricerca e sviluppo necessari a innovare anche nei prodotti.

6.2.2.2 La spesa per la ricerca in Italia: quadro nazionale e regionale

L'ISTAT effettua annualmente l'indagine sulla ricerca scientifica e lo sviluppo sperimentale (R&S) che rileva indicatori d'*input* e d'*output* dell'attività di ricerca svolta dalle amministrazioni pubbliche (inclusa l'università) e dalle imprese. I dati relativi alle amministrazioni pubbliche si riferiscono a:

- enti di ricerca propriamente detti, che svolgono prevalentemente, per fini istituzionali, attività di R&S (CNR, ENEA, INFN, ISS, INFN, ISTAT, ecc.);
- università, dove si intrecciano didattica e ricerca;
- altri enti di ricerca (tra cui laboratori ed istituti dipendenti dai ministeri) ed altri enti pubblici, la cui attività di ricerca non costituisce attività principale (come Istituti di ricovero e cura a carattere scientifico, unità sanitarie locali, ecc.).

L'amministrazione pubblica finanzia gli enti di ricerca e gli altri enti pubblici, le amministrazioni dello Stato e le imprese. Sulla spesa per R&S delle imprese il finanziamento pubblico ha inciso per l'11-12% negli ultimi anni.

L'università si configura come un sistema relativamente chiuso sotto il profilo finanziario: la quasi totalità dei fondi proviene dall'amministrazione pubblica, con quote esigue di finanziamenti per la propria attività di ricerca dall'estero (soprattutto Unione europea), dalle imprese e da qualche ente pubblico. I finanziamenti che le imprese destinano all'amministrazione pubblica e alle università per attività di ricerca risultano esigui, anche se su un *trend* di crescita; si può ritenere, quindi, che la quasi totalità delle risorse finanziarie investite dalle imprese nella R&S rimanga all'interno del settore.

Nel 2001 la spesa totale per ricerca *intra-muros* in Italia è stata di 13.572 milioni di euro (11.508 milioni di euro a prezzi 1995), con un recupero rispetto all'anno precedente (+8,9% a prezzi correnti e +6,2% a prezzi costanti).

La spesa sostenuta dall'amministrazione pubblica è stata di 6.912 milioni di euro (pari a 5.860 milioni di euro a prezzi 1995), con un incremento a prezzi costanti di 8,3% rispetto all'anno

precedente. Nel settore delle imprese la spesa totale nel 2001 è stata di 6.661 milioni di euro (pari a 5.648 milioni di euro a prezzi 1995), con un incremento a prezzi costanti di 4,1% rispetto al 2000).

Il personale totale assomma a 153.905 unità in equivalente tempo pieno, con un aumento di 5.952 unità sul 2000.

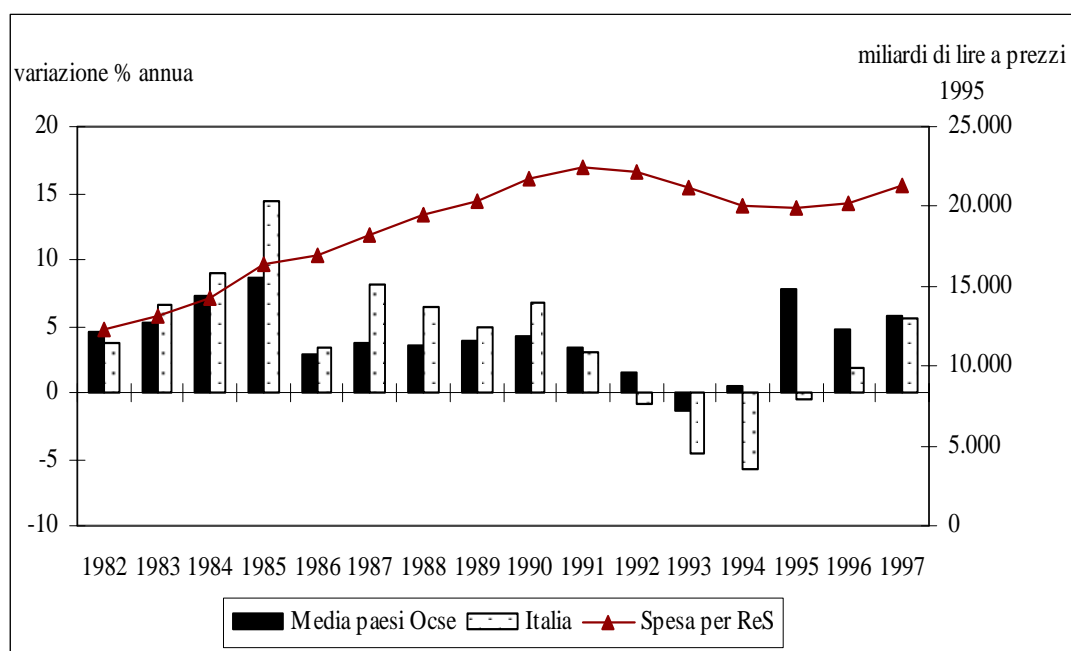
La tabella 6.7 sottolinea le difficoltà incontrate dal Paese sotto il profilo economico e finanziario negli anni Novanta. Se nel periodo 1980-1990 la spesa per R&S, depurata dall'aumento dei prezzi, è più che raddoppiata (115%), nel decennio successivo è praticamente rimasta invariata. Nella figura 6.3 risulta evidente la riduzione della quota del prodotto interno lordo investito nell'attività di ricerca ai livelli della metà degli anni Ottanta.

Tabella 6.7 - La spesa per R&S in Italia per settore di esecuzione

Settore di esecuzione	1980	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
				milioni di euro				
Amministrazione pubblica	613	3.660	4.627	4.901	5.606	6.156	6.291	6.544
Imprese	883	5.120	5.762	6.217	6.389	6.657	6.746	7.380
Totale	1.496	8.780	10.389	11.117	11.995	12.813	13.037	13.924
				milioni di euro a prezzi 1995				
Amministrazione pubblica	2.137	4.681	4.627	4.655	5.199	5.561	5.592	5.690
Imprese	3.078	6.548	5.762	5.905	5.925	6.014	5.996	6.417
Totale	5.215	11.229	10.389	10.560	11.124	11.575	11.588	12.108
Variazione % sull'anno precedente a prezzi 1995	-	-	-	1,6	5,3	4,1	0,1	4,5

Fonte: elaborazione Ispri-CNR su dati ISTAT

Figura 6.2 - La spesa per R&S in Italia. Anni 1982-1997



Fonte: elaborazioni Isrds-CNR su dati OCSE e ISTAT

La tabella 6.8 evidenzia la ripartizione degli stanziamenti dell'amministrazione pubblica per ricerca e sviluppo in Italia nei tre grandi obiettivi: ambiente, energia e industria. Purtroppo, i dati concernenti il 2002 sono estremamente carenti per il gran numero di mancate risposte all'indagine. Nel caso dei due grandi enti gli investimenti nei tre settori indicati sono in diminuzione, fatta eccezione per l'obiettivo destinato all'industria da parte dell'ENEA.

Tabella 6.8 - Struttura degli stanziamenti dell'amministrazione pubblica per R&S in Italia in alcuni obiettivi socio-economici (%)

Enti	<i>Ambiente</i>				<i>Energia</i>				<i>Industria</i>			
	1990	1995	2001	2002	1990	1995	2001	2002	1990	1995	2001	2002
ENEA	22,0	39,1	36,5	57,7	89,5	85,7	90,2	96,1	9,1	14,9	10,2	42,9
CNR	14,5	39,0	42,7	40,2	10,3	12,7	5,3	3,6	11,3	20,2	13,4	43,5
Ministeri (*)	40,5	0,0	2,0	0,2	-	0,1	3,1	0,1	78,0	62,0	72,4	0,2
Altri enti e Regioni (*)	23,0	21,9	18,8	1,9	0,2	1,5	1,4	0,2	1,6	2,9	4,0	13,4
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Totale (milioni di euro a prezzi 1995)	143	124	165	109	375	166	269	235	1.070	456	670	161

(*) per il 2002 non sono pervenuti i dati di molte amministrazioni

Fonte: Ispri-CNR, banca dati SINCR

Le risorse investite nell'attività di ricerca possono essere ripartite secondo la Regione ove questa viene eseguita. Sebbene riferita ad anni passati, questa ripartizione è stata compiuta da Eurostat della Commissione europea per tutti i Paesi dell'Unione europea. L'indicatore utilizzato per il raffronto è dato dal rapporto tra spesa per R&S e Pil della Regione e consente di tener conto del peso economico di ciascuna. Se si considera l'intensità di ricerca delle regioni europee, troviamo al primo posto due Regioni della Germania (Braunschweig e Stuttgart) che segnalano una spesa per ricerca che raggiunge il 4,8% del prodotto interno lordo; le due regioni italiane che più investono in ricerca sono il Lazio (1,9%) e il Piemonte (1,7%). L'anno di riferimento per l'Italia è il 1996, anno nel quale la spesa totale per R&S rappresentava l'1,01% del prodotto interno lordo.

Le tabelle 6.9 e 6.10 sono state elaborate con informazioni fornite dai tre grandi enti di ricerca e propongono la regionalizzazione della spesa degli enti che dispongono di istituti o sezioni dislocate in diversi centri del territorio nazionale. Sono degni di nota gli investimenti per ricerca dei tre enti nel Lazio (tabella 6.9a), dove si trova la sede principale (nel 2000 rappresentano insieme il 54,3% dell'amministrazione pubblica), mentre quote modeste sono destinate alle altre Regioni. Nonostante la scarsità degli investimenti erogati complessivamente al Sud, i tre enti coprono i due terzi della spesa per ricerca dell'amministrazione pubblica nel Mezzogiorno (67,4%).

Tabella 6.9 - Spesa dei grandi enti pubblici di ricerca in Italia per Regione e area geografica. Anno 2000 (milioni di euro)

Regione e area geografica	CNR	ENEA	INFN	Totale	%
Piemonte	33	18	10	60	4,4
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-
Lombardia	79	2	22	103	7,5
Trentino - Alto Adige	3	-	-	3	0,2
Veneto	24	-	32	56	4,1
Friuli - Venezia Giulia	6	-	8	14	1,0
Liguria	16	3	11	30	2,2
Emilia Romagna	50	45	14	108	7,9
Nord	212	67	96	375	27,4
% Nord	30,0	18,7	32,0	27,4	-
Toscana	89	-	32	121	8,8
Umbria	8	-	3	11	0,8
Marche	4	-	-	4	0,3
Lazio	242	268	114	624	45,7
Centro	344	268	149	761	55,6
% Centro	48,7	74,0	49,8	55,6	-
Abruzzo	3	-	15	18	1,3
Molise	-	-	-	-	-
Campania	61	7	8	76	5,5
Puglia	21	-	7	29	2,1
Basilicata	6	19	-	25	1,8
Calabria	10	-	-	10	0,7
Sicilia	30	-	22	52	3,8
Sardegna	7	-	2	9	0,7
Sud e Isole	138	26	55	219	16,0
% Sud e Isole	19,5	7,3	18,2	16,0	-
Spesa non regionalizzata	13	-	-	13	0,9
% spesa non regionalizzata	1,8	-	-	-	-
Totale	706	361	299	1.367	100,0
%	51,7	26,4	21,9	100,0	-

Fonte: elaborazioni Ispri-CNR su dati Servizio di statistica del CNR; Unità di bilancio dell'ENEA; Direzione affari amministrativi dell'INFN

La distribuzione del personale di ricerca dei tre enti (tabella 6.10) segue la stessa tendenza della spesa per R&S, ma con proporzioni differenti: il personale operante nel Lazio nel 2000 costituisce il 38,3% del totale delle amministrazioni pubbliche della Regione; analogamente, quello operante nell'Italia meridionale rappresenta il 58,8%.

Tabella 6.10 - Personale afferente ai grandi enti pubblici di ricerca in Italia per Regione e area geografica. Situazione al 31/12/2000

Regione e area geografica	CNR	ENEA	INFN	Totale	%
Piemonte	338	129	84	551	4,2
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-
Lombardia	664	24	166	854	6,6
Trentino - Alto Adige	26	-	-	26	0,2
Veneto	357	3	243	603	4,6
Friuli - Venezia Giulia	27	-	58	85	0,7
Liguria	215	5	78	298	2,3
Emilia Romagna	499	549	147	1.195	9,2
Nord	2.126	710	776	3.612	27,8
% Nord	32,3	19,9	38,9	27,8	-
Toscana	1.021	18	173	1.212	9,3
Umbria	68	2	24	94	0,7
Marche	42	1	-	43	0,3
Lazio	2.246	2.352	629	5.227	40,3
Centro	3.377	2.373	826	6.576	50,7
% Centro	39,1	66,5	41,4	50,7	-
Abruzzo	31	6	68	105	-
Molise	-	3	-	-	-
Campania	832	109	65	1.006	7,7
Puglia	345	36	82	463	3,6
Basilicata	46	264	-	310	2,4
Calabria	111	2	-	113	0,9
Sicilia	403	9	165	577	4,4
Sardegna	128	47	15	190	1,5
Sud e Isole	1.896	476	395	2.767	21,3
% Sud e Isole	28,1	13,3	19,8	21,3	-
Personale all'estero	20	7	-	27	0,2
% personale all'estero	0,5	0,2	-	0,2	-
Totale	7.419	3.566	1.997	12.982	100
%	57,1	27,5	15,4	100	-

Fonte: elaborazioni Ispri-CNR su dati CNR, ENEA, INFN

La tabella 6.11 segnala gli stanziamenti per ricerca scientifica delle amministrazioni regionali (che hanno risposto almeno una volta all'indagine¹⁵ svolta annualmente dall'Ispri), erogati nel corso degli anni a partire dal 1996. Si tratta di finanziamenti di uno o più assessorati indirizzati sia ad istituti di ricerca regionale, sia ad altre istituzioni e/o ad università. Data la grande discontinuità degli stanziamenti tra un anno e l'altro, ne deriva l'impossibilità di identificare un andamento temporale per ciascuna Regione. Nel complesso i fondi per R&S erogati dalle amministrazioni regionali sono destinati innanzitutto all'agricoltura, secondariamente agli obiettivi umani e sociali.

¹⁵La sezione di Roma 'Istituzioni e politiche per la scienza e la tecnologia' del Ceris-CNR svolge annualmente un'indagine sugli stanziamenti per RS delle amministrazioni pubbliche italiane. I modelli di rilevazione sono inviati anche alle amministrazioni regionali, che peraltro rispondono in maniera saltuaria e discontinua quanto ad assessorati coinvolti; ne consegue che gli ammontari segnalati dagli aggregati regionali sono spesso carenti, perché non rendono pienamente conto dell'impegno regionale nel finanziamento delle attività scientifiche.

Tabella 6.11 - Stanziamenti delle Regioni italiane (a) destinati a R&S. Anni 1996-2001 (milioni di euro a prezzi 1995)

Regioni	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Piemonte	0,3	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7
Valle d'Aosta	-	0,0	-	-	0,1	0,0
Lombardia	2,5	4,2	1,7	2,2	1,9	7,5
Provincia autonoma di Trento	0,5	0,5	0,5	21,6	22,0	7,5
Provincia autonoma di Bolzano	6,6	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Veneto	3,5	7,6	2,7	3,8	5,3	8,9
Friuli-Venezia Giulia	2,0	1,4	-	1,8	2,5	1,7
Emilia Romagna	5,7	6,3	-	-	6,2	-
Umbria	0,4	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3
Lazio	1,1	-	-	-	-	-
Abruzzo	-	4,1	-	-	-	-
Campania	-	6,9	-	-	-	-
Basilicata	0,9	0,9	0,6	0,5	-	-
Calabria	-	4,6	-	-	-	-
Sardegna	16,6	14,5	17,4	21,3	22,1	9,6
Sicilia	0,4	0,2	0,6	9,3	6,6	7,4
Toscana	12,3	3,9	2,9	3,0	3,0	2,9
Totale	52,7	63,0	34,2	71,7	77,8	53,6

(a) sono prese in considerazione le Regioni italiane che nel periodo in esame hanno risposto almeno una volta all'indagine sugli stanziamenti per R&S svolta dall'Isprì del CNR

Fonte: elaborazioni Isprì-CNR, banca dati Sincr

Come detto precedentemente, il settore delle imprese ha negli anni Novanta notevolmente ridimensionato i propri investimenti nella ricerca, così che essi si erano contratti in termini reali del 15% circa, ma questa tendenza negativa ha iniziato a invertirsi con decisione in anni recentissimi. La composizione della spesa per R&S mostra inoltre che nel tempo le imprese hanno rivisto in maniera considerevole le loro strategie in questo campo, accrescendo il peso della ricerca di base e applicata rispetto allo sviluppo sperimentale. Nel 1980 le imprese investivano nell'attività di ricerca il 58% del totale delle spese in ricerca del Paese, che scendeva successivamente fino al 48%; nel 2001 la quota di pertinenza delle imprese era del 49%. Bisogna comunque tener presente che le imprese finanziano meno dell'80% della propria spesa *intra-muros*; la parte restante proviene principalmente dalle amministrazioni pubbliche e dall'estero.

L'analisi della distribuzione regionale dell'attività di ricerca (tabelle 6.12 e 6.13) conferma che una parte largamente maggioritaria della spesa per R&S delle imprese è concentrata nell'Italia settentrionale e centrale (oltre il 90% nel 2001), mentre nel Mezzogiorno il settore delle imprese ha speso il 10% circa del totale nazionale. Queste differenze territoriali risultano meno evidenti nel settore pubblico, all'interno del quale il contributo del meridione è pari al 25,5%. Complessivamente gli investimenti in R&S nel Sud coprono soltanto il 16,5% del totale nazionale (pubblico e privato). Tuttavia, nel periodo 1993-2001, il panorama nazionale, a livello di spesa per R&S, presenta in pratica la stagnazione (i due comparti si equivalgono come ammontare di risorse investite): al modesto incremento dell'1% del settore pubblico si contrappone la diminuzione dell'1,2% delle imprese. Ma sul piano delle risorse umane, ed è questo l'aspetto su cui riflettere considerando che nella ricerca il fattore umano è fondamentale, si vedono per i due settori (-2,8 il pubblico, -0,5 le imprese), e per la gran parte delle Regioni, solo segni negativi.

Il meridione, già in una condizione difficile per quanto riguarda la ricerca, registra anch'esso una regressione delle risorse investite dalle sue Regioni nell'attività di R&S.

Osservando gli apporti delle singole Regioni, l'attività di ricerca effettuata dalle imprese risulta concentrata in Lombardia (32,6%), Piemonte (22,2%), Emilia Romagna (10,2%) e Lazio (9,8%). Il 48,1% della R&S svolta dalle istituzioni pubbliche è appannaggio di Lazio, Lombardia e Toscana.

Tabella 6.12 - La ripartizione della spesa e del personale per R&S nelle amministrazioni pubbliche per Regione e area geografica in Italia. Anno 2001

Regione e area geografica	Spesa per R&S			Unità equivalente in tempo pieno	Personale	
	Milioni di euro	%	Variazione % media annua a prezzi 95 1993-2001		%	Variazione % media annua 1993-2001
Piemonte - Valle d'Aosta	352,4	5,1	2,6	4.170	4,7	-1,1
Lombardia	839,1	12,1	0,9	10.005	11,3	-4,3
Trentino-Alto Adige	87,4	1,3	6,4	1.020	1,2	1,4
Veneto	339,9	4,9	0,0	4.740	5,3	-1,6
Friuli-Venezia Giulia	192,7	2,8	3,6	2.584	2,9	0,8
Liguria	192,1	2,8	-3,0	2.439	2,8	-6,9
Emilia Romagna	549,2	7,9	-0,3	7.142	8,1	-3,1
Nord	2.552,7	36,9	0,7	32.100	36,2	-2,9
Toscana	585,1	8,5	1,9	6.998	7,9	-2,9
Umbria	111,7	1,6	3,7	1.894	2,1	-0,5
Marche	114,6	1,7	1,6	1.523	1,7	-2,9
Lazio	1.898,6	27,5	0,5	21.755	24,5	-4,0
Centro	2.710,0	39,2	0,9	32.170	36,3	-3,5
Abruzzo - Molise	131,2	1,9	1,1	1.870	2,1	-1,6
Campania	520,0	7,5	2,3	7.958	9,0	-1,8
Puglia	248,8	3,6	3,1	3.730	4,2	-0,1
Basilicata - Calabria	112,8	1,6	-1,5	1.873	2,1	-0,3
Sicilia	467,7	6,8	1,8	6.605	7,5	-1,5
Sardegna	168,4	2,4	1,2	2.328	2,6	-3,6
Sud e Isole	1.648,9	23,9	1,8	24.364	27,5	-1,7
Italia	6.911,6	100,0	1,0	88.634	100,0	-2,8

Fonte: elaborazione della Sezione di Roma del Ceris-CNR su dati ISTAT

Tabella 6.13 - La ripartizione della spesa e del personale per R&S nelle imprese per Regione e area geografica in Italia. Anno 2001

Regione e area geografica	Spesa per R&S			Personale		
	Milioni di euro	%	Variazione % media annua a prezzi 95 1993-2001	Unità equivalente in tempo pieno	%	Variazione % media annua 1993-2001
Piemonte - Valle d'Aosta	1.480,6	22,2	-3,9	13.853,0	21,2	-2,0
Lombardia	2.172,1	32,6	-1,5	18.691,0	28,6	-2,9
Trentino-Alto Adige	55,6	0,8	17,5	849,0	1,3	16,8
Veneto	346,8	5,2	5,0	4.215,0	6,5	6,4
Friuli-Venezia Giulia	155,8	2,3	3,9	1.475,0	2,3	1,6
Liguria	139,0	2,1	-7,0	2.124,0	3,3	-3,3
Emilia Romagna	680,4	10,2	7,4	7.704,0	11,8	7,0
<i>Nord</i>	<i>5.030,3</i>	<i>75,5</i>	<i>-1,1</i>	<i>48.911,0</i>	<i>74,9</i>	<i>-0,6</i>
Toscana	301,6	4,5	-0,2	2.922,0	4,5	0,0
Umbria	26,5	0,4	4,9	419,0	0,6	9,3
Marche	63,1	0,9	12,0	915,0	1,4	14,6
Lazio	651,0	9,8	-2,9	5.795,0	8,9	-2,7
<i>Centro</i>	<i>1.042,2</i>	<i>15,6</i>	<i>-1,5</i>	<i>10.051,0</i>	<i>15,4</i>	<i>-0,7</i>
Abruzzo - Molise	95,8	1,4	-3,6	1.184,0	1,8	-0,9
Campania	232,9	3,5	-4,8	2.555,0	3,9	-0,7
Puglia	69,6	1,0	-5,9	947,0	1,5	-0,7
Basilicata - Calabria	40,6	0,6	6,2	358,0	0,5	4,3
Sicilia	134,5	2,0	11,3	996,0	1,5	4,0
Sardegna	15,0	0,2	-8,3	269,0	0,4	4,1
<i>Sud e Isole</i>	<i>588,5</i>	<i>8,8</i>	<i>-2,2</i>	<i>6.309,0</i>	<i>9,7</i>	<i>0,3</i>
Italia	6.660,9	100,0	-1,2	65.271,0	100,0	-0,5

Fonte: elaborazione della Sezione di Roma del Ceris-CNR su dati ISTAT

6.2.3 Ricerca e struttura produttiva

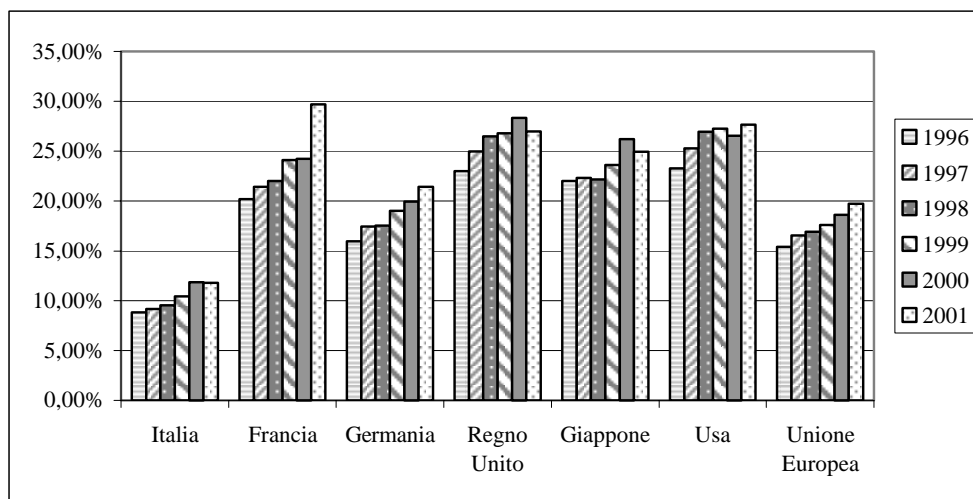
Il rilievo delle produzioni ad alta intensità tecnologica nell'economia mondiale ha conosciuto negli anni Novanta una particolare accentuazione. I dati di commercio mostrano, infatti, l'emergere di un divario sempre più ampio nella crescita di tali produzioni rispetto a quelle relative ai comparti a medio-bassa intensità tecnologica. Nell'alta tecnologia i tassi di incremento annuo del commercio mondiale continuano ad attestarsi su valori pari a circa il 10%, mentre nella medio-bassa tecnologia si è registrato un passaggio da valori medi annui di incremento dal 6,5% circa a valori prossimi al 4,5%.

Con il delinarsi del nuovo scenario tecnologico significative dinamiche hanno interessato anche le collocazioni competitive dei diversi Paesi (figura 6.3). Particolare spicco assume il recupero dei Paesi dell'Unione europea, avviatosi già ad inizio decennio, rispetto alla forte avanzata degli Stati Uniti, con una incidenza del commercio di prodotti manifatturieri *high-tech* sul totale dei manufatti pari a circa il 20% - circa cinque punti di miglioramento tra il 1996 e il 2001 - e contro valori di poco superiori al 25% dell'economia americana¹⁶. In secondo luogo emergono, all'interno della stessa Unione europea, posizioni competitive diversamente articolate. Relativamente ai maggiori Paesi si evidenzia in alcuni casi una vera e propria avanzata (Francia e Germania), un arresto in aree già fortemente specializzate nell'*high-tech* (Regno Unito) e una sostanziale stasi nel

¹⁶ I dati sul commercio internazionale *high-tech* fanno riferimento al nuovo paniere di prodotti ad alta tecnologia dell'Osservatorio ENEA sull'Italia nella competizione tecnologica internazionale, recentemente aggiornato. Scopo dell'aggiornamento è quello di cogliere le dinamiche del cambiamento tecnologico, in accordo con la metodologia d'analisi adottata fin dal principio dall'Osservatorio.

caso dell'Italia, che continua ad attestarsi su valori di poco superiori al 10%. Nel complessivo contesto dell'Unione europea la posizione del nostro Paese assume in verità un'importanza ben più ampia di quanto non indicato dai singoli valori registrati. Si approfondisce, infatti, quel divario di competitività già precedentemente rilevato e per di più in un contesto internazionale in cui l'alta tecnologia acquisisce un'importanza relativamente maggiore. La collocazione competitiva dell'Italia appare d'altra parte coerente con il consolidarsi di una struttura produttiva e tecnologica nella quale sempre più esile è la consistenza dei settori *high-tech*.

Figura 6.3 - Evoluzione della quota high-tech sul totale delle esportazioni manifatturiere in vari Paesi OCSE (%)



Fonte: Osservatorio Enea sull'Italia nella competizione tecnologica internazionale

Alla fine degli anni Ottanta il nostro Paese registrava una specializzazione produttiva neutra rispetto ai tre principali Paesi europei (Francia, Germania, Regno Unito)¹⁷ nel macrosettore aggregato a medio-alta tecnologia della meccanica, elettronica, informatica e strumenti di precisione, una specializzazione positiva nel settore dei materiali da costruzione e minerali non metalliferi e una specializzazione rilevante nell'aggregato dei settori tradizionali (tabella 6.14). Nel corso degli anni Novanta il distacco dagli altri Paesi europei cresce ancora: nel macrosettore a medio-alta tecnologia si profila una de-specializzazione (-0,08) agli inizi dell'ultimo decennio, che si mantiene costante per tutti gli anni successivi, mentre si approfondisce la specializzazione nel settore dei materiali da costruzione (da 0,22 a 0,24) e nei beni tradizionali (da 0,50 a 0,57). Questo tipo di *trend* complessivo è accompagnato da una diminuzione dell'intensità della spesa in R&S dell'industria manifatturiera italiana (spesa R&S dell'industria rispetto al valore aggiunto) rispetto al relativo valore medio degli altri tre Paesi europei. All'interno dell'industria manifatturiera si ha un peggioramento dell'impegno relativo in avanzamenti tecnologici in tutti i settori; di particolare rilievo sono il peggioramento della posizione dell'industria chimica, farmaceutica e plastiche (da -0,34 a -0,60) rispetto ai concorrenti europei; quello, accentuatosi dalla metà degli anni Novanta, del macro settore dei mezzi di trasporto, inclusa l'aeronautica (da 0,01 a -0,26) e quello del macrosettore della meccanica, elettronica, informatica (da -0,17 a -0,27). Ma la distanza tecnologica maggiore, come già rilevato in precedenti rapporti, è proprio quella dei settori in cui l'Italia ha una

¹⁷ Rispetto alle precedenti edizioni del Rapporto il confronto tra struttura produttiva e tecnologica dell'Italia e dei maggiori paesi industrializzati risulta circoscritto ai soli paesi europei a causa della temporanea non completa disponibilità di serie aggiornate dell'OCSE per Stati Uniti e Giappone. La natura strutturale della presente analisi e le nuove evidenze in materia di competitività tecnologica non sembrano tuttavia inficiare la potenzialità interpretativa del confronto attuato nella presente sede.

specializzazione produttiva: nelle industrie tradizionali l'intensità tecnologica rispetto agli altri Paesi considerati rimane stabilmente bassissima (-0,91).

Tabella 6.14 - Specializzazione produttiva e specializzazione tecnologica dell'Italia^(A)

	1991		1993		1995		1997		1999	
	SP	ST	SP	ST	SP	ST	SP	ST	SP	ST
Alimentari, bevande, tabacco	-0,04	-0,52	-0,04	-0,44	-0,08	-0,41	-0,08	-0,46	-0,08	-0,46
Altre manifatturiere	0,19	-0,53	0,16	-0,80	0,16	-0,62	0,15	-0,63	0,16	-0,82
Apparecchiature meccaniche ed elettriche, macchine per ufficio, elettronica di consumo e strumenti di precisione	-0,08	-0,17	-0,08	-0,17	-0,08	-0,23	-0,07	-0,16	-0,07	-0,27
Chimica (inclusa farmaceutica), gomma e plastica	-0,10	-0,34	-0,08	-0,44	-0,06	-0,52	-0,07	-0,56	-0,06	-0,60
Metalli di base e prodotti in metallo	-0,09	-0,22	-0,09	-0,38	-0,08	-0,39	-0,08	-0,51	-0,09	-0,63
Mezzi di trasporto (inclusa aeronautica e cantieri navali)	-0,32	0,01	-0,36	-0,01	-0,35	-0,18	-0,32	-0,23	-0,33	-0,26
Minerali non-metallici e materiali da costruzioni	0,22	-0,75	0,19	-0,79	0,13	-0,81	0,19	-0,83	0,24	-0,90
Prodotti in legno, carta, cartotecnica, stampa	-0,07	-0,89	-0,09	-0,83	-0,09	-0,47	-0,12	-0,48	-0,10	-0,51
Tessili, abbigliamento, pelletteria	0,50	-0,89	0,51	-0,94	0,55	-0,85	0,55	-0,84	0,57	-0,91
TOTALE MANIFATTURIERO		-0,38		-0,44		-0,49		-0,47		-0,53

^(A) Italia rispetto al gruppo Francia, Germania, Regno Unito

La specializzazione produttiva (SP) viene calcolata come quota del valore aggiunto settoriale sul valore aggiunto manifatturiero, normalizzata per la quota media relativa ai restanti Paesi. La specializzazione tecnologica (SST) settoriale è data dal rapporto tra spesa in ricerca e sviluppo effettuata dalle imprese (aggregato BERD - Business Expenditure Research & Development, come definito dall'OCSE) e valore aggiunto. Gli indici riportati in tabella sono normalizzati in modo da esprimere valori compresi fra -1 e 1. Un valore compreso fra -1 e 0 indica despecializzazione mentre, al contrario, un valore compreso fra 0 e 1 indica specializzazione. Un valore dell'indice pari a 0 indica specializzazione neutra

Fonte: elaborazioni della Sezione di Roma-Ceris su dati STAN-ANBERD OCSE

Passando ad un'analisi della specializzazione tecnologica in termini di brevetti (tabella 6.15), invece che di intensità di R&S, che permette un'osservazione più dettagliata su 30 settori (secondo la classificazione dell'attività brevettuale) viene confermata la bassa specializzazione tecnologica in alcune industrie: in particolare la chimica-farmaceutica, che negli anni Ottanta aveva avuto buoni risultati di ricerca ed un buon numero di brevetti, ha successivamente ridotto l'attività di ricerca. In settori in cui l'attività formalizzata di R&S è forse meno rilevante, quelli dei beni di consumo, si ritrovano invece dati contrastanti ed in particolare una buona specializzazione tecnologica in termini di brevetti¹⁸. Questo tipo di specializzazione tecnologica dei settori tradizionali italiani è stata una costante degli anni Novanta¹⁹, e si tratta probabilmente di attività di invenzione basate più su componenti legate all'innovazione (progettazione, ingegnerizzazione) ed a capacità professionali, che su R&S. La stabilità di questa risultanza nei settori tradizionali, apparentemente positiva, non compensa tuttavia la distanza relativa in termini d'intensità tecnologica registrata in tutti i settori manifatturieri. Da quest'ultima deriva molto probabilmente sia un'attività di brevettazione con uno scopo più limitato, sia una carenza delle componenti più avanzate nei prodotti tradizionali.

¹⁸ I dati si riferiscono agli anni 1996-1997, ultimo periodo disponibile che permette la comparabilità per settori e Paesi.

¹⁹ Vedi "L'Italia nella competizione tecnologica internazionale. Terzo Rapporto". ENEA. Cespri. Politecnico (a cura di), F. Angeli ed., 2002, pag. 126.

Tabella 6.15 - Indici di specializzazione tecnologica attraverso i brevetti (30 classi). Anni 1996-1997

Classi	Italia	Francia	Germania	Regno Unito	UE (15)	USA	Giappone
1. Progettazione e sistemi elettrici	-0,039	0,125	0,074	-0,192	0,018	-0,086	0,120
2. Tecnologie audiovisive	-0,483	-0,244	-0,338	-0,213	-0,216	-0,062	0,379
3. Telecomunicazioni	-0,364	-0,034	-0,255	-0,050	-0,053	0,057	0,090
4. Tecnologie informatiche	-0,151	-0,187	-0,380	-0,191	-0,269	0,234	0,115
5. Semiconduttori	-0,079	-0,216	-0,161	-0,465	-0,215	0,072	0,310
6. Ottica	-0,294	-0,226	-0,355	-0,175	-0,239	0,041	0,340
7. Tecnologie di controllo	-0,170	0,021	0,069	0,134	0,030	-0,020	-0,093
8. Tecnologie medicali	-0,152	-0,121	-0,256	-0,095	-0,144	0,248	-0,431
9. Chimica organica	-0,089	-0,122	-0,005	0,120	-0,037	0,050	-0,032
10. Polimeri	-0,203	-0,245	0,056	-0,297	-0,086	0,067	0,143
11. Farmaceutica	-0,205	0,105	-0,259	0,117	-0,088	0,182	-0,304
12. Biotecnologia	-0,551	-0,146	-0,368	0,222	-0,155	0,207	-0,214
13. Materiali	-0,083	0,176	-0,005	-0,104	0,015	-0,191	0,154
14. Alimentari	0,031	-0,190	-0,286	0,255	0,027	-0,087	-0,304
15. Chimica di base (materiali)	-0,481	-0,166	-0,044	0,226	-0,048	0,145	-0,181
16. Ingegneria chimica	-0,058	0,041	0,098	0,096	0,068	-0,010	-0,243
17. Superfici	-0,113	-0,218	-0,006	-0,196	-0,093	0,068	0,100
18. Lavorazione dei materiali	0,269	-0,161	0,096	-0,111	0,057	-0,082	-0,046
19. Processi termici	0,373	0,128	0,143	-0,128	0,130	-0,297	-0,075
20. Tecnologie dell'ambiente	0,021	-0,060	0,118	-0,051	0,050	-0,124	0,054
21. Macchine utensili	0,334	-0,068	0,211	-0,152	0,110	-0,220	-0,011
22. Motori	0,058	0,050	0,193	0,099	0,081	-0,253	0,077
23. Elementi meccanici	0,091	0,163	0,229	0,132	0,141	-0,221	-0,088
24. Macchine per sollevamento	0,279	-0,062	0,063	0,030	0,056	-0,123	0,001
25. Macchine per alimentare	0,229	0,143	0,049	0,121	0,196	-0,307	-0,354
26. Trasporti	0,184	0,202	0,288	-0,029	0,162	-0,276	-0,073
27. Nucleare	-0,249	0,412	-0,164	0,021	0,088	-0,016	-0,184
28. Tecnologie spaziali	-0,459	0,352	0,035	0,114	0,088	0,051	-0,656
29. Beni di consumo	0,406	0,223	0,061	0,076	0,140	-0,190	-0,334
30. Ingegneria civile	0,251	0,182	0,238	0,164	0,215	-0,352	-0,544

L'indice di specializzazione V_{trs} è definito come $(V_{tr}-1)/(V_{tr}+1)$, dove V_{tr} rappresenta il rapporto fra la quota di brevetti di un paese nei settori alta tecnologia e la quota di brevetti complessiva in tutte le tecnologie. Un indice $V_{trs}>0$ indica relativa specializzazione, mentre l'opposto vale nel caso di un indice $V_{trs}<0$.

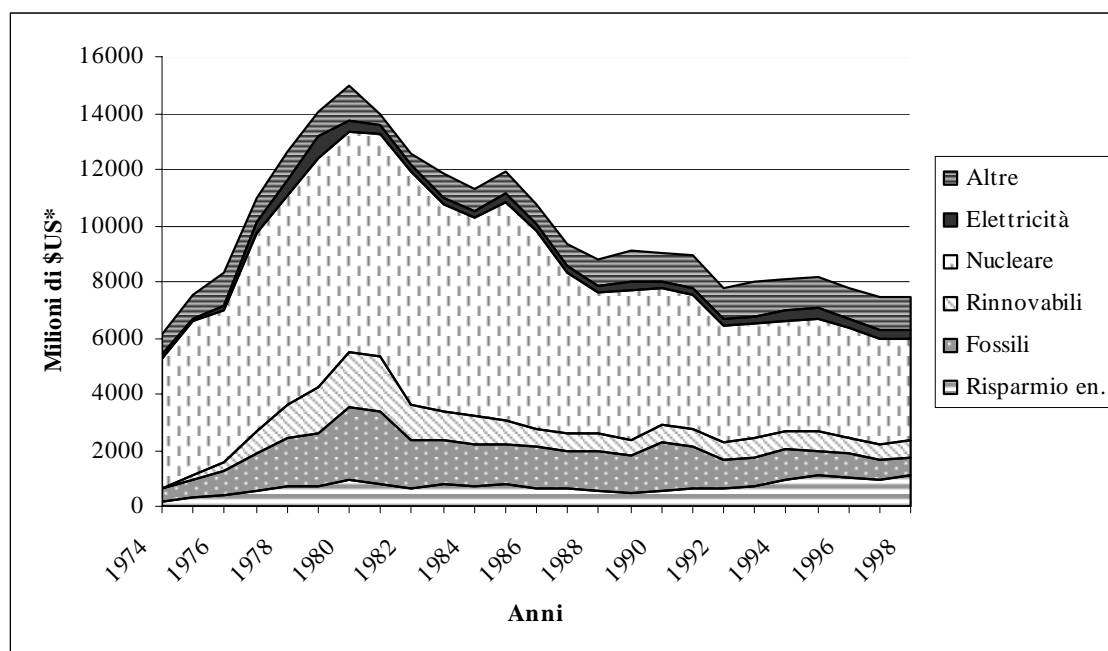
Fonte: Osservatorio sull'Italia nella competizione tecnologica internazionale

6.2.4 Gli investimenti pubblici per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore dell'energia

L'informazione sul livello degli investimenti per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore energia, sia a livello internazionale che nazionale, è purtroppo incompleta soprattutto per la parte che riguarda il contributo del settore delle imprese. Una delle poche fonti di informazione disponibili è quella costituita dalla banca dati dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), che raccoglie dai 27 Paesi membri i dati sulle spese governative per la ricerca in campo energetico a partire dal 1974. Farsi una idea dell'ammontare delle spese complessive di questi Paesi a partire dal dato parziale delle spese pubbliche è piuttosto difficile. Non è possibile, ad esempio, fare una stima del dato mancante estrapolando a partire dalla quota media del settore privato sul totale degli investimenti di ricerca perché, come rilevato precedentemente, tale quota varia fortemente da Paese a Paese e da un settore all'altro. Pertanto le considerazioni svolte da qui in avanti sugli investimenti di R&S in campo energetico fanno riferimento principalmente alle spese pubbliche.

La figura 6.4 riporta l'aggregato delle spese governative per ricerca e sviluppo dei Paesi membri dell'AIE dal 1974 al 1998: i valori sono espressi in milioni di dollari US a prezzi e tassi di cambio del 2002. La serie storica descritta dal grafico presenta problemi di completezza e omogeneità (dati mancanti per alcuni anni, ingresso di nuovi membri – alcuni importanti come la Francia – in un periodo molto successivo alla creazione dell'organizzazione) e questi sono evidenziati dalla variabilità dei dati. Tali problemi normalmente dovrebbero sconsigliare l'utilizzo della serie storica in questa forma. I dati, tuttavia, riflettono a grandi linee la sostanza del fenomeno evidenziato dal grafico, che si può così riassumere: dal primo *shock* petrolifero del 1974 e fino al 1980 le spese pubbliche di R&S in campo energetico sono più che raddoppiate, per poi ridiscendere progressivamente verso livelli comparabili a quelli iniziali. Tale *trend* appare chiaramente legato sia alle vicende dei prezzi del petrolio che a quelle del settore nucleare (da fissione prima e poi anche da fusione), il quale assorbe una quota considerevole (oltre la metà) dei *budget* pubblici di ricerca in ambito energetico.

Figura 6.4 - Spese governative per R&S in campo energetico nell'insieme dei Paesi AIE



<http://library.iea.org/rdd/eng/ReportFolders/Rfview/Explorerp.asp>

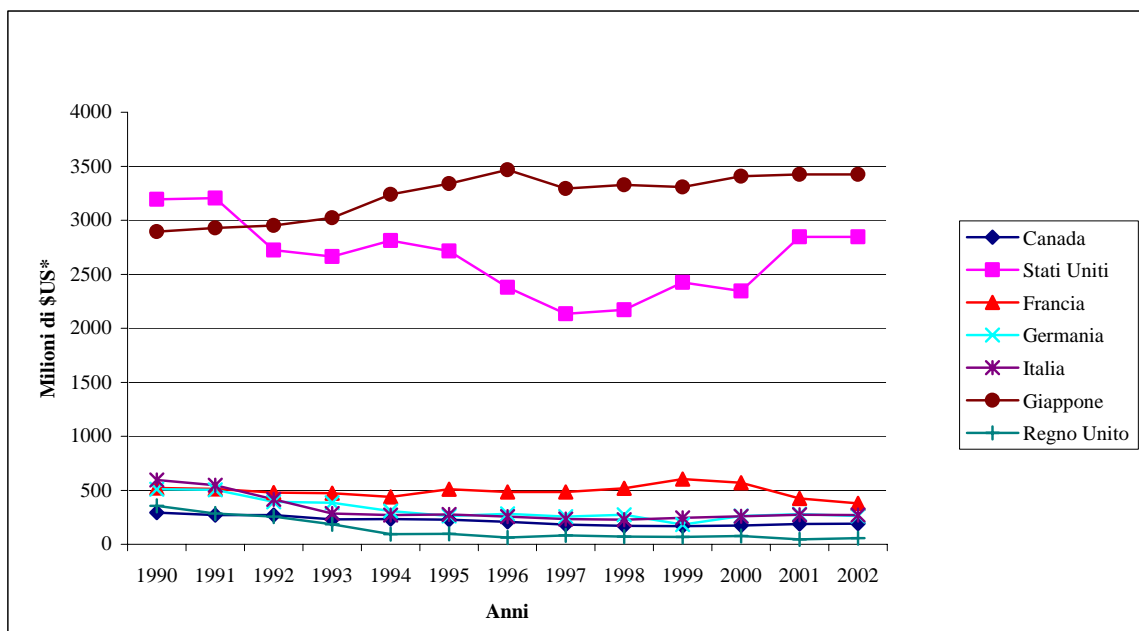
*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2002

Fonte: elaborazioni ENEA su dati AIE

I due grafici che seguono utilizzano dati della stessa fonte statistica, ma per un insieme più omogeneo di Paesi (i 7 Paesi più industrializzati membri dell'OCSE) e un periodo più recente, quello compreso fra il 1990 ed il 2001. La figura 6.5 riporta in una visione di insieme le tendenze nelle spese di ricerca governative dei Paesi del cosiddetto G7. Il peso del Giappone e degli Stati Uniti negli investimenti in R&S energetica è talmente preponderante che per poter apprezzare l'andamento degli investimenti negli altri cinque Paesi occorre riprodurre i dati in un grafico separato (figura 6.6). Le spese governative di Stati Uniti e Giappone rappresentano nel 2002 circa 6,27 miliardi di dollari. Qualora in Giappone e Stati Uniti il tasso di partecipazione (in percentuale) del settore pubblico alle spese totali di R&S in campo energetico fosse pari al valore indicato dalla tabella 6.6 per la media di tutta la ricerca (18,5% in Giappone e 27% negli Stati Uniti), il contributo del settore privato in proporzione ammonterebbe a circa 17 miliardi di dollari in Giappone e a circa 12 miliardi di dollari negli Stati Uniti.

Per contro le quattro più importanti economie europee (Germania, Francia, Regno Unito e Italia) prese insieme hanno visto la loro spesa pubblica per R&S energetica ridursi da 1,98 miliardi di dollari nel 1990 a meno della metà (0,97 miliardi di dollari) nel 2002. Il grafico indica che il crollo nei *budget* di ricerca pubblica in questi Paesi ha avuto luogo nella prima metà degli anni Novanta, in concomitanza con almeno tre fenomeni importanti che possono aiutare a spiegarne l'andamento. Questi fattori sono le restrizioni budgetarie imposte dall'adeguamento agli accordi di Maastricht, l'inizio dei processi di privatizzazione dei servizi energetici e di liberalizzazione dei mercati dell'energia in Europa, il graduale abbassamento dei prezzi del petrolio a livello mondiale. Nello stesso periodo, le spese di ricerca effettuate dalla Commissione europea, pur se relativamente stabili o in leggera crescita, non sono riuscite a compensare le tendenze negative evidenziate a livello nazionale.

Figura 6.5 - Spese governative per R&S in campo energetico nei 7 principali Paesi dell'OCSE

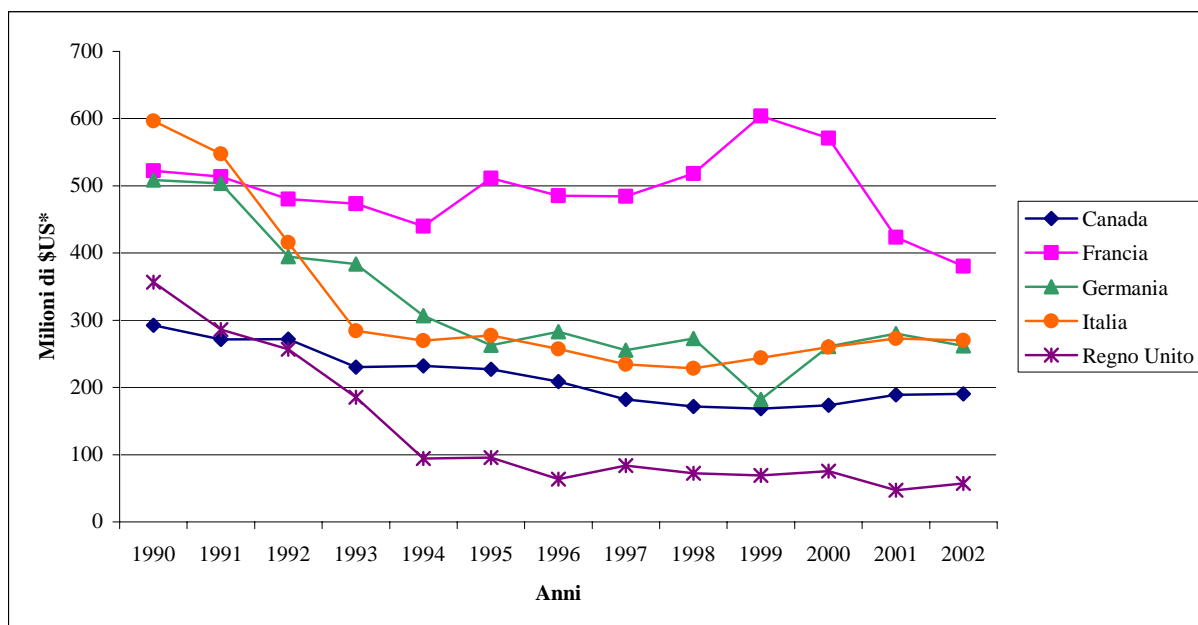


<http://library.iea.org/rdd/eng/ReportFolders/Rfview/Explorerp.asp>

*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2002

Fonte: elaborazioni ENEA su dati AIE

Figura 6.6 - Spese governative per R&S in campo energetico in 5 Paesi dell'OCSE



<http://library.iea.org/rdd/eng/ReportFolders/Rfview/Explorerp.asp>

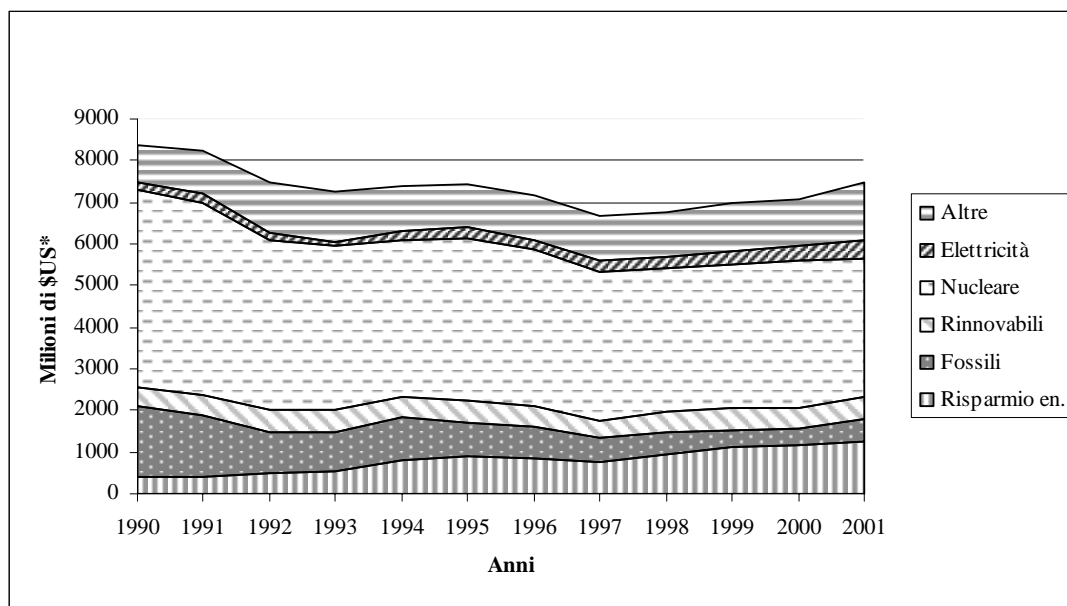
*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2002

Fonte: elaborazioni ENEA su dati AIE

La figura 6.7 mostra l'aggregato delle spese di ricerca e sviluppo in campo energetico dei governi dei principali Paesi dell'OCSE (i G7), suddivise per aree tecnologiche, negli anni 1990-2001. Grazie soprattutto alla ripresa degli investimenti in Giappone e Stati Uniti il *trend* negativo sembra essersi arrestato. Il grafico sottolinea il forte peso degli investimenti nel settore nucleare, per quanto in diminuzione in termini relativi. Questo risultato si deve principalmente al continuo impegno in questo settore dei governi giapponese e francese, che hanno mantenuto pressoché stabili i loro livelli di spesa di ricerca sul nucleare da fissione. Negli altri Paesi, ad eccezione del Canada, le spese di ricerca sulla fusione hanno ormai superato quelle per la fissione.

Le spese per le tecnologie per la ricerca, estrazione, trasformazione e trasporto di fonti di energia fossile dopo una prolungata fase di contrazione riprendono leggermente a crescere nell'ultimo anno. Quelle per il risparmio energetico sono in graduale crescita. Pure in crescita sono le spese di ricerca sulle tecnologie per la produzione, la trasmissione e lo stoccaggio di elettricità, e quelle per le tecnologie "orizzontali" (Altre aree di ricerca). La ricerca sulle rinnovabili resta più o meno stazionaria o al più in leggera crescita.

Figura 6.7 - Spese governative per R&S in campo energetico nei 7 principali Paesi dell'OCSE



<http://library.iea.org/rdd/eng/ReportFolders/Rfview/Explorerp.asp>

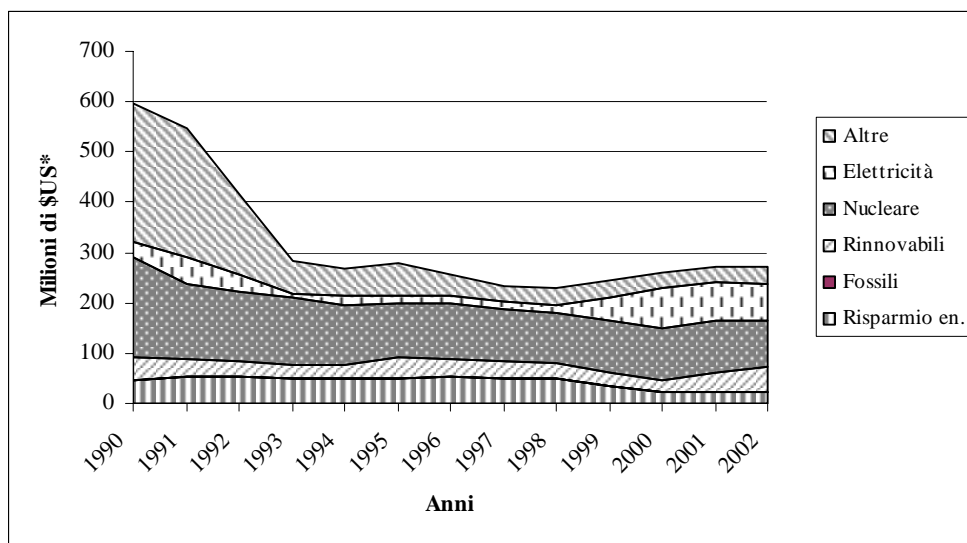
*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2002

Fonte: elaborazioni ENEA su dati AIE

Per quanto riguarda l'Italia, la figura 6.8 mostra le spese pubbliche di ricerca e sviluppo in campo energetico effettuate dal 1990 al 2002. Per facilità di confronto con gli altri Paesi industriali qui sono stati utilizzati ancora i dati di fonte AIE, espressi in dollari a prezzi e tassi di cambio del 2002. Come si può notare, il livello della spesa si è ridotto a poco meno della metà del livello del 1990. La riduzione ha interessato soprattutto le attività di ricerca su tecnologie orizzontali o comunque non specificamente classificate in alcuna delle altre categorie, e la ricerca sul nucleare, che si è via via andata concentrando sulla fusione termonucleare e, per la fissione, sui temi della sicurezza e del trattamento delle scorie. Tuttavia in diminuzione appare anche l'attività di ricerca riguardante il risparmio e l'efficienza energetica, che si va concentrando sul risparmio nel settore residenziale e in parte in quello industriale, con un parallelo abbandono dell'attività nei trasporti.

Le spese pubbliche di ricerca per tecnologie di prospezione, estrazione, trasporto e raffinazione di idrocarburi, nonché per la trasformazione e combustione di carbone, sono totalmente assenti, in quanto esse costituiscono essenzialmente un settore di attività dell'industria privata (principalmente società petrolifere o società elettriche). Attualmente le spese pubbliche si concentrano sulle tecnologie nucleari, su quelle per la conversione, trasmissione e accumulo di elettricità, e sulle fonti di energia rinnovabile, un'area, quest'ultima, dove negli ultimi tre anni si segnala una ripresa dell'impegno di ricerca dopo un prolungato periodo di stagnazione.

Figura 6.8 - Spese governative per R&S in campo energetico in Italia



<http://library.iaea.org/rdd/eng/ReportFolders/Rfview/Explorer.asp>

*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2002

Fonte: elaborazioni ENEA su dati AIE

In Italia una quota importante delle attività pubbliche di ricerca in campo energetico viene svolta presso i laboratori e con la supervisione dell'ENEA, mentre il resto viene portato avanti presso i laboratori di CNR, INFN e INFN, o in minima parte dall'università. La tabella 6.16 riporta l'andamento delle spese di ricerca (in milioni di euro a prezzi correnti) effettuate dall'ENEA nel 1990 e negli anni dal 1995 in poi. La tabella 6.17 fornisce le stesse informazioni ma espresse in milioni di euro a prezzi 1995.

Come è facile notare, dal 1990 al 1995 si è verificata una drastica contrazione del livello dei *budget* di ricerca dell'ENEA. Il *trend* di riduzione è continuato, anche se in maniera più lenta, nella seconda metà degli anni Novanta. Le tendenze già rilevate per i dati nazionali si ritrovano nei dati relativi alle spese di ricerca dell'ENEA. Va tuttavia osservato che l'impegno sul tema della fissione nucleare, connesso agli obblighi relativi alla sicurezza nucleare e al trattamento dei rifiuti, rappresenta negli ultimi anni circa il 20% dell'intera spesa annuale dell'Ente. A questo impegno continua ad affiancarsi l'impegno di spesa a favore della ricerca sulla fusione, strettamente connessa alla partecipazione al progetto internazionale ITER.

Rispetto al 1990 si registra il crollo dei *budget* di ricerca ENEA sia sulle tecnologie di generazione e accumulo di elettricità che su tutte quelle aree di ricerca come i materiali o altre tecnologie orizzontali difficili da classificare.

In diminuzione appare il livello di spesa sulle rinnovabili. A questo riguardo si evidenziano alcune tendenze: una tenuta delle spese di ricerca sul solare e sulle biomasse, una riduzione dell'impegno sulla generazione eolica. Per quanto riguarda il solare, negli anni più recenti è avvenuto uno spostamento dell'impegno di ricerca verso le tecnologie solari termodinamiche per la produzione di elettricità.

La figura 6.9 mostra l'evoluzione del *mix* di ricerca in campo energetico portato avanti dall'ENEA nel periodo 1990-2002.

A parte le attività dell'ENEA restano da segnalare quelle della società CESI SpA, alimentate con finanziamenti a valere sul decreto legislativo 16/3/99 (meno di 0,052 centesimi di euro per kWh – Fondo di Finanziamento per le attività di ricerca), e principalmente orientate alla ricerca nell'area della generazione e accumulo di elettricità.

Tabella 6.16 - Spese ENEA per R&S in campo energetico (milioni di euro a prezzi correnti)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Risparmio ed efficienza energetica	31,4	45,1	48,2	45,7	46,7	22,4	18,0	20,2	18,1
Petrolio e gas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carbone	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale fossili	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solare	9,5	18,6	16,8	20,5	18,1	17,7	17,8	17,2	20,2
Eolico	20,1	8,5	9,3	5,5	5,4	1,3	2,0	1,5	0,0
Maree	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomassa	2,3	8,2	8,7	6,8	7,9	5,2	8,1	7,3	9,8
Geotermia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Idroelettrica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale rinnovabili	31,9	35,3	34,8	32,8	31,4	24,3	27,9	26,0	29,9
Fissione nucleare (sicurezza e rifiuti)	59,4	35,0	33,2	33,6	31,0	35,5	38,6	44,5	38,5
Fusione	79,2	58,3	66,9	67,1	66,1	51,5	55,6	57,4	37,0
Totale nucleare	138,6	93,3	100,1	100,7	97,1	87,1	94,2	101,9	75,5
Tecnologie generazione e accumulo	20,6	13,2	14,3	13,5	14,5	15,1	15,4	11,6	9,2
Altre tecnologie e ricerca	190,1	56,8	40,5	29,2	32,4	26,6	25,4	35,3	25,7
Totale R&S energetica	412,5	243,8	237,9	221,9	222,1	175,5	180,9	195,0	158,5

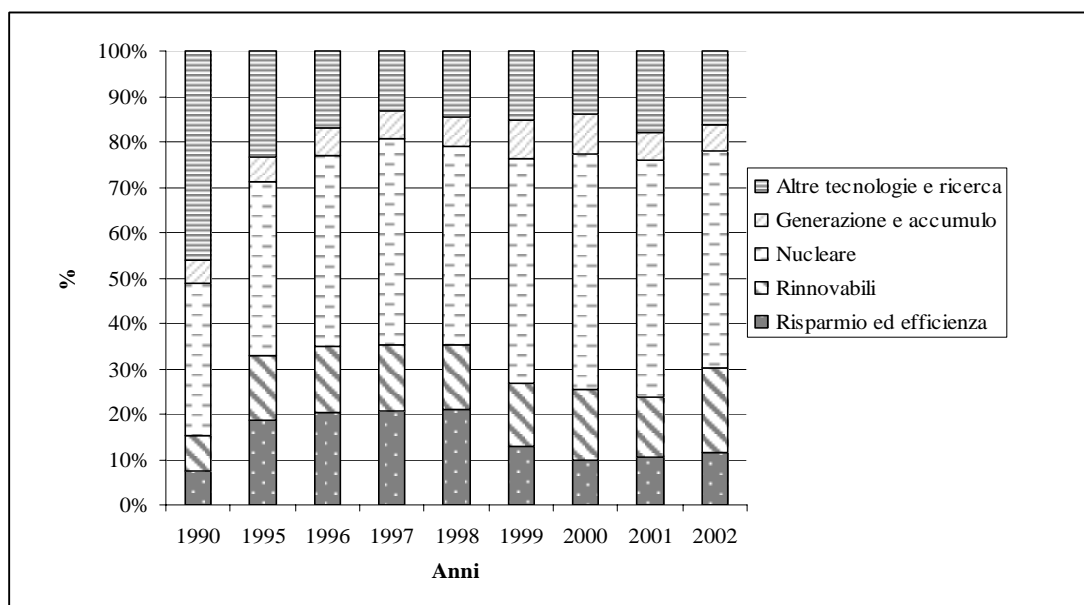
Fonte: ENEA

Tabella 6.17 - Spese ENEA per R&S in campo energetico (milioni di euro a prezzi 1995)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Risparmio ed efficienza	39,88	45,14	45,72	42,55	42,68	20,18	15,95	17,29	15,11
Rinnovabili	40,47	35,33	33,03	30,56	28,68	21,92	24,63	22,26	24,97
Nucleare (fusione e sicurezza)	175,98	93,27	94,96	93,86	88,67	78,51	83,30	87,16	63,00
Generazione e accumulo	26,10	13,22	13,57	12,56	13,21	13,64	13,63	9,88	7,71
Altre tecnologie e ricerca	241,44	56,81	38,46	27,24	29,57	23,97	22,43	30,19	21,42
Totale	523,87	243,77	225,74	206,78	202,81	158,23	159,95	166,79	132,20

Fonte: ENEA

Figura 6.9 - Spese ENEA per R&S in campo energetico (%)



Fonte: ENEA

6.2.5 La ricerca e lo sviluppo tecnologico per il settore energetico nelle azioni della Commissione europea

Il Sesto Programma Quadro di ricerca e sviluppo tecnologico

Con la decisione del 27 giugno 2002, il Consiglio e il Parlamento europeo hanno adottato il Sesto Programma Quadro per la ricerca, lo sviluppo tecnologico e le attività di dimostrazione, per il periodo 2002-2006, con l'obiettivo di contribuire alla costruzione dell'area di ricerca europea e all'innovazione. Il Programma Quadro (PQ) è lo strumento principale dell'UE per il finanziamento della ricerca in Europa. Esso è proposto dalla Commissione europea e adottato dal Consiglio e dal Parlamento europeo secondo la procedura di codecisione. Il Sesto PQ è pienamente operativo dal 1° gennaio 2003.

La Commissione europea è responsabile della sua attuazione. Non esistono "quote nazionali" per la concessione degli stanziamenti. Tra i criteri di base ricordiamo:

- l'UE finanzia unicamente i progetti che coinvolgono più *partner* di Paesi diversi;
- gli stanziamenti del PQ sono assegnati in base a "inviti a presentare proposte" concorrenziali, pubblicati dalla Commissione a scadenze regolari; questi inviti sono accessibili anche attraverso la rete alla pagina ufficiale del Sesto PQ: http://europa.eu.int/comm/research/fp6/index_en.html
- i progetti potranno beneficiare dei finanziamenti UE solo se il loro campo di applicazione e i loro obiettivi rispecchiano le priorità stabilite negli "inviti a presentare proposte";
- la qualità e la pertinenza tecnologica dei progetti per i quali è richiesto un finanziamento sono valutate da esperti indipendenti. Ogni proposta è valutata in media da cinque esperti;
- i finanziamenti del PQ non costituiscono "sussidi" destinati alle organizzazioni di ricerca o alle imprese e possono essere utilizzati solo per lavori o attività di ricerca ben precisi.

Lo stanziamento di bilancio per il Sesto PQ è pari a 17,5 miliardi di euro in quattro anni. Su base annua essi rappresentano quasi il 4% del bilancio complessivo della UE (2001) e il 5,4% delle spese di ricerca complessive (non militari) in Europa. Il 7% di questo importo (1.230 milioni di euro) sarà assegnato alla ricerca nucleare nell'ambito del PQ EURATOM.

Il PQ mira a concentrare ed integrare la ricerca a livello europeo, strutturare lo spazio europeo della ricerca e rafforzarne le basi. La parte più consistente del bilancio sarà spesa per concentrare e integrare le attività di ricerca future su 7 aree tematiche prioritarie. Le priorità e i relativi stanziamenti di bilancio sono elencati nella tabella 6.18. I sistemi energetici sostenibili sono trattati all'interno della sesta tematica "Sviluppo sostenibile, cambiamento globale e ecosistemi" e, con 810 milioni di euro su 2.120, ne costituiscono la parte più importante.

Le azioni a breve-medio periodo per i sistemi energetici sostenibili (coordinate dalla Direzione Generale Energia e Trasporti) sono rivolte a:

- energie pulite, con particolare riferimento alle rinnovabili e alla loro integrazione nei sistemi energetici esistenti; esse contemplano contemporaneamente i temi dell'accumulo, della distribuzione e dell'utilizzo dell'energia;
- risparmio ed uso razionale dell'energia;
- carburanti alternativi per l'autotrazione.

Tabella 6.18 - La ripartizione delle risorse del Sesto Programma Quadro. Anni 2002-2006 (M€)

1) Concentrare e integrare le attività di ricerca	13.345
Tematiche prioritarie ⁱ	11.285
Scienze della vita, genomica e biotecnologie per la salute	2.255
Advanced genomics and its applications for health	1.100
Combating major diseases	1.155
Tecnologie della società dell'informazione ⁱⁱ	3.625
Nanotecnologie, materiali multifunzionali e nuovi processi di produzione	1.300
Aeronautica e spazio	1.075
Qualità e sicurezza dei prodotti alimentari	685
Sviluppo sostenibile, cambiamento globale e ecosistemi	2.120
Sistemi energetici sostenibili	810
Trasporti terrestri sostenibili	610
Cambiamento globale e ecosistemi	700
Cittadini e governance nella società della conoscenza	225
Attività specifiche che coprono campo di ricerca più ampio	1.300
Sostenere le politiche dell'Unione europea e anticipare le esigenze scientifiche e tecnologiche	555
Attività di ricerca multisettoriale che riguardano le piccole e medie imprese (PMI)	430
Cooperazione scientifica internazionale ⁱⁱⁱ	315
Non-nuclear activities of the Joint Research Centre	760
2) Strutturare lo Spazio europeo della ricerca	2.605
Ricerca e innovazione	290
Risorse umane e mobilità	1.580
Infrastrutture di ricerca	655
Scienza e società	80
3) Rafforzare le fondamenta dell'area di ricerca europea	320
Sostegno alle attività di coordinamento scientifico	270
Sostegno per uno sviluppo coerente delle politiche di ricerca	50
TOTALE (M€)	16.270 ^{iv}

Fonte: Commissione europea, 2002

i Di cui almeno il 15% per PMI

ii Include fino a 100 milioni di euro per lo sviluppo ulteriore di Géant e GRID

iii Questo ammontare di 315 milioni di euro è destinato a finanziare misure a supporto di cooperazioni internazionali con Paesi in via di sviluppo, paesi mediterranei compresi Paesi balcanici occidentali, Russia e i cosiddetti Stati di recente indipendenza. Altri 285 milioni di euro andranno a finanziare la partecipazione di organizzazioni di Paesi terzi nelle "Tematiche prioritarie" e nelle "Attività specifiche che coprono campo di ricerca più ampio". L'ammontare complessivo finalizzato alla cooperazione internazionale è pertanto di 600 milioni di euro. Infine altre risorse saranno disponibili nella sezione 2.2 "Risorse umane e mobilità", per finanziare il *training* di ricercatori di paesi terzi in Europa.

^{iv} La cifra non include i 1.230 milioni di euro assegnati alla ricerca nucleare.

Le azioni per il periodo medio-lungo sono invece rivolte a:

- celle a combustibile, incluse le loro applicazioni;
- nuove tecnologie per i vettori energetici, per il trasporto e per l'accumulo con particolare riferimento all'idrogeno;
- concetti avanzati nelle tecnologie di impiego delle rinnovabili che abbiano grande potenzialità di sviluppo e che richiedano un impegno di ricerca nel lungo termine;
- sistemi di smaltimento della CO₂ associati ad impianti innovativi a combustibili fossili, e sono coordinate dalla DG Ricerca.

Il Programma Energia Intelligente per l'Europa (2003-2006)

Energia Intelligente per l'Europa è, a livello europeo, lo strumento più importante per attività di supporto - non tecnologiche - nel settore dell'energia. Esso raccoglie in un solo programma le azioni di ALTENER e SAVE sulle rinnovabili e sul risparmio e l'uso razionale dell'energia, integra (con STEER) il settore dei trasporti e (con COOPENER) quello della cooperazione con i Paesi terzi. Si avvale inoltre di alcune tematiche orizzontali alle linee appena specificate, per esempio "Comunità sostenibili", "Incentivi e meccanismi di finanziamento", "Disseminazione e promozione". Secondo la Decisione adottata dal Parlamento europeo e dal Consiglio il 26 giugno 2003 (decisione n. 1230/2003/CE), il costo totale del programma sarà di 200 milioni di euro con una ripartizione indicativa del *budget* tra i differenti settori di 69,8 milioni di euro per SAVE, 80 milioni di euro per ALTENER, 32,6 milioni di euro per STEER e 17,6 milioni di euro per COOPENER.

I fondi strutturali e le risorse per l'energia (2000-2006)

Risorse significative per il finanziamento dei progetti energetici giungono agli Stati membri con i fondi strutturali. Anche se la quota dei fondi strutturali rivolta a progetti energetici è limitata (solo 1,5% in media nella UE), il valore assoluto è considerevole per il livello degli investimenti complessivi (tabella 6.19).

	Fondi Strutturali (M€)	Totale risorse per energia		Rinnovabili		Risparmio e uso razionale	
		(M€)	(% FS)	(M€)	(% energia)	(M€)	(% energia)
Belgio	862	8	0,9	2	29,7	3	45,5
Danimarca	189	2	1,2	0	0,0	0	0,0
Germania	23.963	57	0,2	29	51,4	10	17,7
Grecia	18.058	419	2,3	37	9,0	64	15,2
Spagna	35.222	315	0,9	88	27,9	48	15,3
Francia	8.357	76	0,9	32	41,7	15	19,6
Irlanda	2.165	43	2,0	0	0,0	43	100,0
Italia	19.222	254	1,3	147	57,7	40	15,8
Paesi Bassi	949	1	0,1	0	32,9	0	67,1
Austria	974	18	1,8	11	62,9	2	13,2
Portogallo	19.179	875	4,6	29	3,3		0,0
Finlandia	1.455	8	0,5	7	95,1	0	4,9
Svezia	1.171	6	0,5	6	111,4	0	0,0
Regno Unito	7.374	48	0,6	27	55,8	2	3,6
Totale EU	139.140	2.128	1,5	416	19,5	229	10,7

*Obiettivo 1 e Obiettivo 2, previsioni

Fonte: Commissione europea, 2002

Appendice 1

**ENERGIA E AMBIENTE: CRONOLOGIA
DEGLI EVENTI 2002-2003**

APPENDICE 1 - ENERGIA E AMBIENTE: CRONOLOGIA DEGLI EVENTI 2002-2003

2002

29 novembre

Modifica della delibera CIPE 80/2002 del 29 settembre 2002 sulla distribuzione delle risorse del Fondo per la promozione dello sviluppo sostenibile.

<http://www.cipecomitato.it/delibere/E020080.doc>

3 dicembre

La Camera dei Deputati del Belgio approva un disegno di legge che prevede la progressiva chiusura, entro il 2015, delle sette centrali nucleari del Paese.

10 dicembre

La Commissione europea presenta alla comunità scientifica il Sesto Programma Quadro per il sostegno della ricerca europea nel periodo 2002-2006.

<http://eserep.sede.enea.it/Markt/>

18 dicembre

L'ENEA presenta il "Rapporto Energia e Ambiente 2002", un lavoro annuale di analisi e informazione sulla situazione energetica ed ambientale del Paese alla luce dei cambiamenti strutturali intervenuti a livello nazionale ed internazionale.

2003

8 gennaio

Il Ministro dell'energia del Venezuela, a seguito della grave crisi politica del Paese, annuncia un piano radicale di ristrutturazione della compagnia petrolifera di stato.

<http://www.pdvsa.com/>

16 gennaio

14 compagnie statunitensi danno vita al "*Chicago Climate Exchange*", un programma pilota per la riduzione e lo scambio di quote di emissioni.

<http://www.chicagoclimatex.com/>

13 febbraio

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato autorizza la fusione nella società multiservizi Hera di 11 aziende di servizi pubblici operanti nell'Emilia Romagna nei settori energetici, idrici e ambientali.

<http://www.gruppohera.it/>

21 febbraio

Il Parlamento russo approva la legge che consente la fine del monopolio elettrico, attualmente detenuto dalla RAO-EES, mantenendo al governo il controllo della rete di trasmissione.

<http://www.rao-ees.ru/en/reform/>

28 febbraio

Il Ministro delle Attività Produttive emana il decreto per le modalità di gestione del Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo, di interesse generale per il sistema elettrico.

http://www.autorita.energia.it/docs/riferimenti/decreto_030228.htm

11 marzo

La conferenza straordinaria dell'OPEC riunita a Vienna decide di mantenere invariato il tetto produttivo a 25,4 milioni di barili/giorno deciso il 12 gennaio.

<http://www.opec.org/>

14 marzo

Il Ministro delle Attività Produttive emana il decreto che avvia la contrattazione dei certificati verdi organizzata dal Gestore del Mercato Elettrico.

<http://www.mercatoelettrico.org/defaultie.aspx>

4 aprile

Il Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e il GRTN firmano un protocollo d'intesa per la condivisione e la integrazione dei dati territoriali ed ambientali di reciproco interesse.

7-8 aprile

Terzo incontro a Washington dell'*Energy Working Group* Russia - Stati Uniti con la firma di due accordi riguardanti la cooperazione in generale in campo energetico e in particolare sull'efficienza energetica e le fonti rinnovabili.

<http://www.energy.gov/engine/doe/files/import/EWGProtocol.pdf>

10-12 aprile

Si svolge a Napoli la quarta edizione del Seminario europeo sull'energia eolica "*Offshore Wind Energy in Mediterranean and other European seas*".

http://www.owemes.it/interno_fr.htm

23 aprile

Il CNEL presenta il documento "Sistema energetico italiano: la rete infrastrutturale e il processo di liberalizzazione".

http://www.cnel.it/documenti/documenti_cnel.asp

1 maggio

Riparte il programma *Oil for Food* dell'ONU e si formulano i primi programmi di ricostruzione in Iraq al termine delle principali operazioni di combattimento delle forze della coalizione anglo-americana, iniziate il 20 marzo con il bombardamento di Baghdad.

<http://www.iq.undp.org/>

12 maggio

La Commissione europea pubblica il rapporto "Prospettive a livello mondiale delle politiche in materia di energia, tecnologia e clima all'orizzonte 2030".

http://europa.eu.int/comm/research/energy/pdf/weto_final_report.pdf

17 maggio

L'ENEL approva un programma triennale di investimenti per 1 miliardo di euro da destinare allo sviluppo di energia da fonti rinnovabili.

http://www.enel.it/ambiente/magazine/08_energy_it.shtm

21 maggio

L'agenzia Europea dell'Ambiente presenta a Kiev il rapporto "L'Ambiente in Europa: terza valutazione".

http://reports.eea.eu.int/environmental_assessment_report_2003_10-sum/it/kiev_sum_it.pdf

27 maggio

La Regione Lombardia, in collaborazione con ENEA, Politecnico di Milano e Centro di Ricerca Europeo di Ispra, ribadisce l'impegno per la riqualificazione dell'area di Arese come polo della mobilità sostenibile.

<http://www.asca.it/docs/NewsLetters/Target/autonomie/03/05/27/qal11.htm>

28 maggio

Viene presentato il “Rapporto sulle attività del Gestore della Rete. Aprile 2002- marzo 2003”.

www.grtn.it

1 giugno

Si conclude ad Evian il vertice G8, con un grande risalto dato ai temi della difesa ambientale e dell'innovazione tecnologica nei settori dell'idrogeno e delle fonti rinnovabili.

<http://www.g8.fr/evian/english/home.html>

4 giugno

Si apre la prima conferenza internazionale della "*Johannesburg Renewable Energy Coalition*" (JREC) per la definizione degli obiettivi di lavoro e delle attività da mettere in campo in vista della conferenza mondiale di Bonn sulle energie rinnovabili, che si terrà nel giugno 2004.

<http://forum.europa.eu.int/Public/irc/env/ctf/library>

16 giugno

Il Consiglio Europeo dà il via libera al “pacchetto energia” approvato dal Parlamento europeo comprendente le direttive per l'apertura del mercato del gas e dell'elettricità e il regolamento per gli scambi transfrontalieri di energia.

http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/legislation/amending_legislation_en.htm

Nel corso della conferenza "*The hydrogen economy: a bridge to sustainable energy*, a Bruxelles viene siglato un accordo tra Unione europea e Stati Uniti per un programma di finanziamenti da 2,1 miliardi di euro finalizzato alla ricerca sull'idrogeno.

<http://www.cordis.lu/sustdev/energy/h2.htm>

17 giugno

Si svolge a Washington il seminario sullo stato di attuazione dell'accordo di cooperazione Italia-USA sui cambiamenti climatici e sullo sviluppo di tecnologie a basse emissioni.

http://www.minambiente.it/Sito/comunicati/2003/03_06_17.asp

23–25 giugno

Si chiude a Washington il "*Carbon Sequestration Leadership Forum*" con la firma di un accordo internazionale per l'utilizzo delle tecnologie pulite del carbone e per il confinamento della CO₂.

<http://www.fe.doe.gov/programs/sequestration/csif/>

30 giugno

L'OCSE presenta il rapporto "*Economic Survey of Italy*".

<http://www.oecd.org/home>

1 luglio

Inizia il semestre di Presidenza italiana del Consiglio dell'Unione europea.

<http://www.ueitalia2003.it/ITA/LaPresidenzaInforma/Programma/>

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, in attesa della partenza della Borsa, avvia un sistema transitorio di vendita di energia elettrica al mercato vincolato (STOVE).

<http://www.autorita.energia.it/docs/03/111-03.htm>

9 luglio

Le Autorità di regolazione dell'Unione europea raggiungono l'accordo per l'abolizione della tassa di accesso alla rete negli scambi transfrontalieri di elettricità.

http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/florence/10_en.htm

15 luglio

Il Parlamento e il Consiglio europeo avviano il programma "*Energia intelligente – Europa*" per lo sviluppo sostenibile, la sicurezza degli approvvigionamenti, la competitività e la tutela dell'ambiente.

<http://eserep.sede.enea.it/Markt/>

16 luglio

La Camera approva il disegno di legge per il riordino del settore energetico. Il provvedimento viene trasmesso al Senato per la seconda lettura.

<http://www.senato.it/leg/14/Bgt/Schede/Ddliter/20092.htm>

18–20 luglio

I Ministri dell'Ambiente e dell'Energia dell'Unione europea e dei Paesi candidati all'ingresso nella UE si riuniscono a Montecatini per definire la strategia europea in vista della prossima Conferenza delle Parti (COP9) che si terrà a Milano dall'1 al 12 dicembre.

<http://www.ueitalia2003.it/>

25 luglio

Il Parlamento europeo e il Consiglio approvano una proposta di direttiva che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nei Paesi dell'Unione, in base ai meccanismi del Protocollo di Kyoto.

http://europa.eu.int/eur-lex/it/com/pdf/2003/com2003_0403it01.pdf

Raccomandazione della Commissione europea per l'adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS) concernente la scelta e l'uso di indicatori di prestazioni ambientali.

http://europa.eu.int/eur-lex/it/archive/2003/1_18420030723it.html

Il Consiglio dei Ministri adotta il decreto legislativo di recepimento della direttiva 2001/77/CE sulla produzione di elettricità da fonti rinnovabili.

http://www.governo.it/Governoinforma/dossier/fonti_rinnovabili/index.html

29 luglio

Si conclude il trasferimento alla SOGIN della responsabilità sugli impianti nucleari del ciclo del combustibile di proprietà dell'ENEA e delle società partecipate.

<http://www.ipsoa.it/lalegge/news/E187-03.pdf> agosto

Il Ministro delle Attività Produttive avvia il processo per l'attivazione della borsa elettrica, con la formulazione degli indirizzi per la realizzazione di un sistema che prevede i mercati dell'energia elettrica e del servizio di dispacciamento.

http://www.autorita.energia.it/com_stampa/03/cs_030801.htm

5 agosto

Presentata a Roma dal Segretario all'Energia degli Stati Uniti la proposta di collaborazione internazionale "*Iniziativa International Partnership for the Hydrogen Economy*".

<http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/partnerships.html>

14 agosto

Un gigantesco *black-out*, causato da un guasto verificatosi alle tre linee di trasmissione della compagnia *First Energy* nell'Ohio, lascia senza energia elettrica 50 milioni di persone negli Stati Uniti e nel Canada.

<https://reports.energy.gov/814BlackoutReport.pdf>

Il governo russo autorizza, in presenza di alcuni vincoli operativi, la fusione tra le compagnie petrolifere Yukos e Sibneft.

<http://www.informare.it/news/gennews/2003/20030723.asp>

27 agosto

Negli Stati Uniti 17.000 vecchi impianti in grado di migliorare i livelli di efficienza, a seguito di interventi di ammodernamento, sono esentati dall'obbligo di installare sistemi di controllo antinquinamento, anche in presenza di un prevedibile aumento delle emissioni.

<http://www.epa.gov/nsr/factsheet.pdf>

2-4 settembre

Russia e Arabia Saudita, nel corso della storica visita del principe ereditario saudita a Mosca, firmano un accordo per il mantenimento della stabilità del mercato petrolifero e per il miglioramento dei rapporti con i Paesi consumatori.

<http://www.ln.mid.ru/bl.nsf/eng>

5 settembre

Si conclude all'Avana la sesta conferenza mondiale per la lotta alla desertificazione.

http://www.minambiente.it/Sito/comunicati/2003/03_08_25.asp

12 settembre

Si conclude a Firenze il *workshop* europeo organizzato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio per discutere ed aggiornare la strategia dell'Unione europea sui cambiamenti climatici.

http://www.minambiente.it/Sito/comunicati/2003/03_09_13.asp

13 settembre

Viene approvato il decreto legislativo di riforma dell'ENEA.

<http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/testi/03257dl.htm>

15 –16 settembre

Si conclude a Sacramento il *workshop* Italia-USA su "Ricerca e tecnologia per proteggere il clima".

<http://www.state.gov/g/oes/rls/or/24168pf.htm>

22-23 settembre

Secondo vertice dell'energia Russia-USA a S. Pietroburgo sullo sfruttamento delle riserve energetiche russe e il processo di liberalizzazione economica.

<http://www.cdi.org/russia/276-11.cfm>

28 settembre

Per la improvvisa indisponibilità di oltre 6.000 MW dalla frontiera nord-occidentale la rete italiana si distacca da quella europea provocando un *black-out* su tutto il territorio nazionale.

http://www.grtn.it/biblioteca/documenti/4483_BLACKOUT28SET03_2.PDF

29 settembre

Si apre a Mosca la Conferenza dell'ONU sui cambiamenti climatici.

<http://unfccc.int/sessions/othermt/moscow03/>

5-9 ottobre

Si svolge a Roma il Forum mondiale delle Autorità di regolazione dell'energia con l'approvazione di un documento contenente linee guida e un codice di condotta.

http://www.autorita.energia.it/codice_condotta.pdf

15 ottobre

La Camera approva il disegno di legge di delega al Governo per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale e misure di diretta applicazione.

http://www.camera.it/_dati/leg14/lavori/stampati/pdf/14pdl0049160.pdf

16-17 ottobre

La Presidenza del Consiglio europeo di Bruxelles propone maggiori finanziamenti per le infrastrutture energetiche e di trasporto e raccomanda una rapida approvazione della proposta di direttiva per l'utilizzo, all'interno dell'Unione, dei meccanismi flessibili del protocollo di Kyoto.

http://www.europarl.eu.int/summits/pdf/bru032_it.pdf

22 ottobre

Conversione del decreto legge che consente per tutto il 2004 il funzionamento di centrali elettriche, anche in deroga ai limiti contenuti sulle emissioni in atmosfera e con la possibilità di innalzare il limite di temperatura degli scarichi idrici.

<http://www.senato.it/leg/14/Bgt/Schede/Ddliter/20244.htm>

Si svolge a Roma l'incontro dibattito "Fonti rinnovabili: il momento delle scelte" organizzato dall'ISES Italia e dal Kyoto Club sul ruolo delle fonti rinnovabili nel momento del recepimento della direttiva europea sulle rinnovabili.

<http://www.isesitalia.it/pdf/iseskyoto.pdf>

25 ottobre

Adottata la direttiva europea 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas di serra.

<http://europa.eu.int/comm/environment/climat/emission.htm>

27 ottobre

Pubblicato il rapporto della Commissione europea di inchiesta sulle cause del *black-out* elettrico avvenuto in Italia.

http://www.ucte.org/news/e_default.asp - 27102003

30 ottobre

Viene presentato a Roma il rapporto dell'Agenzia Internazionale dell'Energia sulla politica energetica italiana.

<http://library.iea.org/dbtw-wpd/textbase/npsum/Italy2003SUM.pdf>

4 novembre

Viene presentato a Londra il rapporto "World Energy Investment Outlook 2003" dell'AIE. Lo studio fa il punto sulle nuove tecnologie energetiche e risponde alle domande relative alla crescita della domanda di energia e al finanziamento degli investimenti.

<http://www.worldenergyoutlook.org/weo/pubs/order.asp>

ENEL ed ENEA presentano il Progetto Archimede, la prima applicazione di integrazione tra un impianto a ciclo combinato a gas e un impianto solare termodinamico basato su una tecnologia innovativa dell'ENEA.

<http://www.enea.it/>

GLOSSARIO

- **AEA** - Agenzia Europea dell'Ambiente (anche EEA)
- **AEEG** - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
- **AFBC** – Atmospheric Fluid Bed Combustion. Impianto a letto fluido atmosferico
- **AGCM** – Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato
- **AGENDA 21** - Programma, approvato a Rio de Janeiro nel 1992 e sottoscritto da oltre 170 nazioni. È un catalogo delle politiche e delle azioni mirate allo Sviluppo Sostenibile
- **AGENDA 21 LOCALE** - Programma che definisce gli obiettivi di sviluppo sostenibile delle comunità locali attraverso la partecipazione dei diversi soggetti di un determinato territorio
- **AIE** - Agenzia Internazionale dell'Energia (anche IEA)
- **AISCAT** - Associazione Italiana Società Concessionarie Autostrade e Trafori
- **ALLOWANCES** – Quote di emissioni misurate ed espresse in CO₂ equivalente che attribuiscono al loro titolare il diritto di emettere determinate quantità di gas ad effetto serra
- **APAT** – Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici (già ANPA)
- **API** - American Petroleum Institute. Organizzazione statunitense che emana norme e regolamentazioni che vengono adottate quasi universalmente dall'industria petrolifera mondiale. Di particolare importanza l'indice di gravità °API che definisce la densità dei greggi e dei prodotti petroliferi
- **ARPA** - Agenzia regionale per la protezione dell'Ambiente
- **ASEAN** - Association of South-East Asian Nations. Associazione dei Paesi del Sud-Est asiatico, comprendente Thailandia, Malaysia, Indonesia, Filippine, Singapore e Brunei, e costituita nel 1967 per favorire la cooperazione economica tra i Paesi membri e l'Unione europea. I membri dell'ASEAN hanno deciso di realizzare entro il 2006 una zona di libero scambio, l'AFTA (Asean Free Trade Area)
- **ATECO91** –. Classificazione statistica delle Attività Economiche
- **AU** – Acquirente Unico. È un nuovo soggetto del mercato elettrico, costituito dal GRTN in base a quanto previsto dal decreto legislativo 79/99. Ad esso spetta il compito di acquistare energia elettrica e rivenderla alle imprese distributrici per la quota destinata alla fornitura del mercato vincolato, secondo le direttive dell'AEEG
- **BASELINE SCENARIO** - Scenario di riferimento di un progetto in base a un meccanismo di sviluppo pulito (CDM) che ragionevolmente rappresenta le emissioni di gas serra che si sarebbero avute in assenza dell'attività progettuale proposta
- **BAT** – Best Available Techniques. Le più efficienti ed avanzate tecniche, industrialmente disponibili ed applicabili in condizioni tecnicamente valide, in grado di garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso
- **BCE** - Banca Centrale Europea
- **BEN** - Bilancio Energetico Nazionale
- **BER** - Bilancio Energetico Regionale
- **BERD** - Business Expenditure Research & Development. Spesa del settore imprenditoriale per la R&S
- **CAPACITY PAYMENT** – Remunerazione della capacità. Meccanismo che consente di mantenere in servizio, nei limiti delle esigenze di sicurezza del sistema e mediante la remunerazione della capacità messa a disposizione, anche gli impianti destinati ad un funzionamento molto limitato
- **CARBON TAX** – Tassa definita sulla base del contenuto di carbonio del bene tassato e finalizzata a far ricadere sull'inquinatore i danni ambientali causati dal carbonio

- **CDM** - Clean Development Mechanism. Si tratta del “meccanismo di sviluppo pulito”, uno dei tre schemi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto
- **CDR** - Combustibile Derivato da Rifiuti
- **CEER** – Council of European Energy Regulators. Costituito nel 2000, agisce come interfaccia tra le Autorità nazionali di regolazione e la Direzione Generale dell’Energia e dei Trasporti della Commissione Europea (DG TREN)
- **CEN** - Comitè Européen de Normalisation - Comitato Europeo di Normazione. Vi aderiscono gli enti di normazione dei Paesi membri della UE
- **CER** – Certified Emissions Reduction. Riduzione delle emissioni certificate: credito equivalente ad una tonnellata di CO₂ generato da un progetto in base a un meccanismo di sviluppo pulito (CDM)
- **CERTIFICATO VERDE** - Titolo annuale, oggetto di contrattazione nell'ambito della Borsa dell'Energia, che il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) attribuisce all'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, in impianti entrati in esercizio dopo il 1° Aprile 1999
- **CESI** - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano
- **CHP** – Combined Heat and Power. (Vedi Cogenerazione)
- **CIF** - Cost Insurance Freight - Costo, Assicurazione e Nolo. È il valore di mercato di beni o merci (alla frontiera doganale di un Paese), inclusi i costi di assicurazione e il nolo fino alla destinazione convenuta, escluse le spese di imbarco
- **CIP 6** - La delibera adottata il 29 aprile 1992 dal Comitato Interministeriale Prezzi in attuazione della Legge n. 9 del 9 gennaio 1991, e successive modificazioni ed integrazioni, che fissa condizioni, prezzi ed incentivi per la cessione dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili e assimilate
- **CIPE** - Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica. Organismo competente, in via generale, su materie di rilevante valenza intersettoriale e su interventi con prospettive di medio-lungo termine, ovvero con significative implicazioni economico-finanziarie. Esamina inoltre, su proposta del Ministro competente, le questioni meritevoli di valutazione collegiale
- **CIVR** - Comitato di Indirizzo per la Valutazione della Ricerca. Istituito dal MIUR per la valutazione della ricerca non universitaria
- **CNR** – Consiglio Nazionale delle Ricerche
- **CO** – Monossido di Carbonio
- **CO₂** - Anidride Carbonica o Biossido di Carbonio
- **COGENERAZIONE** - La produzione combinata di energia elettrica e calore in uno stesso impianto alle condizioni definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che garantiscono un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate
- **COP** - Conference of Parties. Conferenza delle Parti. Organo delegato a dare attuazione ai principi contenuti nella Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (United Nations - Framework Conventions on Climate Change / UN-FCCC)
- **CORE INFLATION** - (Vedi Inflazione Core)
- **COV** - Composti Organici Volatili
- **COVNM** - Composti Organici Volatili diversi dal Metano
- **CPL** - Concentratori Parabolici Lineari. Sistemi solari termici di potenza
- **CPP** - Concentratori Parabolici Puntuali. Sistemi solari termici di potenza
- **CTE** – Centrali Termoelettriche
- **DOCUP** - Documento unico di programmazione. Documento approvato dalla Commissione europea che riunisce gli elementi contenuti in un quadro comunitario di sostegno e in un programma operativo

- **DOWNSTREAM** - Le attività per la conversione a prodotti energetici intermedi o finali (prodotti di raffinazione, combustibili nucleari, energia elettrica, vapore, ecc.)
- **DPCM** - Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
- **DPEF** - Documento di Programmazione Economico-Finanziaria
- **DSM** – Demand Side Management. Programmi di gestione e controllo della domanda di energia adottati dalle imprese energetiche per influenzare i consumi di energia degli utenti finali e per aumentare il livello di efficienza energetica del sistema
- **ECOFIN** – The Council for Economic and Financial Affairs. Consiglio composto dai Ministri dell'Economia e delle Finanze dei Paesi membri dell'Unione europea. L'Ecofin è competente per tutte le questioni attinenti a capitali e pagamenti, politica economica e monetaria, con l'eccezione delle decisioni sui Paesi qualificati ad essere ammessi alla fase finale dell'Unione Monetaria
- **EEA** - European Environment Agency (anche AEA)
- **EIA** - Energy Information Administration. Agenzia statistica dell'U.S. Department of Energy (DOE)
- **EMAS** - Eco Management and Audit Scheme. Sistema comunitario di ecogestione e auditing al quale le imprese possono aderire volontariamente e richiedere certificazione indipendente di conformità
- **EMEP** - European Monitoring and Evaluation Programme. Programma europeo di cooperazione per il monitoraggio e la valutazione dell'inquinamento atmosferico transfrontaliero
- **ERU** – Emission Reduction Unit. Unità di riduzione delle emissioni. Credito equivalente ad una tonnellata di CO₂ generato da un progetto di implementazione congiunta (JI)
- **ESCO** - Energy Service Company. Società di servizi integrati per l'energia, che realizza interventi globali di risparmio energetico, basati sull'incremento dell'efficienza energetica degli impianti, in ambito industriale, nel terziario e per il settore abitativo
- **ET - EMISSION TRADING**. Commercio internazionale di emissioni, uno dei tre schemi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto
- **ETSO** - European Transmission System Operator. Associazione europea dei gestori di reti di trasmissione
- **EUROSTAT** - Ufficio Statistico della Commissione europea
- **EXECUTIVE BOARD** (del CDM) - Organo elettivo dell'UNFCCC che ha il compito di definire le regole operative per lo sviluppo di progetti CDM. L'Executive Board è formato da 20 membri eletti dalla Conferenza delle Parti con l'autorità per approvare metodologie per la definizione della *baseline* e dei piani di monitoraggio, nonché per accreditare le entità operative
- **FAR** - Fondo Agevolazione Ricerca
- **FCC** – Fluid Catalytic Cracking. Processo di conversione finalizzato all'ottenimento di prodotti pregiati, in particolare benzine, a partire da frazioni petrolifere pesanti e residui della distillazione, realizzato in impianto con catalizzatore mantenuto in letto fluido e rigenerato in continuo
- **FED** – Federal Reserve. È il sistema di riserva della Banca Centrale degli USA
- **FEED-IN TARIFFS** – Tariffe fisse di immissione. Sussidi alla produzione in base ai quali le *utilities* hanno l'obbligo di acquistare energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta nel proprio territorio di fornitura
- **FEEM** – Fondazione Eni Enrico Mattei
- **FER** - Fonti energetiche rinnovabili
- **FGEC** – Forum of Gas Exporting Countries. Organismo creato nel 2001 per tutelare gli interessi dei Paesi esportatori di fronte alla liberalizzazione dei mercati del gas

- **FIRB** - Fondo per gli Investimenti in Ricerca di Base
- **FISR** - Fondo Integrativo Speciale Ricerca
- **FIT** - Fondo per l'Innovazione Tecnologica
- **FMI** - Fondo Monetario Internazionale
- **FOB** - Free On Board. Franco a bordo. Il valore di mercato di beni o merci (alla frontiera doganale di un Paese), inclusi i costi di trasporto e movimentazione fino al porto d'imbarco convenuto
- **FS** – Fondi Strutturali. Strumenti finanziari che contribuiscono alla realizzazione degli obiettivi delle politiche di sviluppo e riequilibrio strutturale all'interno dell'Unione europea
- **GENCO** – Generation companies. Impianti di generazione per una potenza installata complessiva di 15.000 MW, che il Gruppo ENEL è obbligato a dismettere per favorire l'apertura del mercato
- **GHG** – Greenhouse Gases. Gas serra
- **GME** – Gestore del Mercato Elettrico. Società costituita dal GRTN a cui è affidata la gestione economica del mercato elettrico
- **GNL** - Gas Naturale Liquefatto (anche LNG)
- **GPL** – Gas di Petrolio Liquefatto
- **GREENFIELD** - Ristrutturazione materiale e funzionale a nuove esigenze di spazi lasciati liberi da attività industriali
- **GRTN** - Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. Il GRTN garantisce un servizio di pubblica utilità attraverso l'attività di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica e la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale ad alta ed altissima tensione
- **GPL** - Gas di Petrolio Liquefatto
- **GTL** - Gas To Liquids. Conversione del gas in liquido
- **IAFR** - Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili, qualificati come tali dal GRTN ai sensi del Decreto MAP del 18/3/2002
- **IEA** - International Energy Agency (anche AIE)
- **IGCC** - Integrated Gasification Combined Cycle. Impianto integrato di gassificazione a ciclo combinato
- **IMF** - International Monetary Fund - Fondo Monetario Internazionale
- **IMO** – International Maritime Organization. Agenzia specializzata delle Nazioni Unite, per lo sviluppo di misure internazionalmente accettate per migliorare la sicurezza in mare, la prevenzione dell'inquinamento marino da parte delle petroliere, il miglioramento del traffico marittimo
- **IPA** – Idrocarburi Policiclici Aromatici. Idrocarburi aromatici con più anelli benzenici, alcuni dei quali classificati cancerogeni per l'uomo
- **IPCC** - Intergovernmental Panel on Climate Change. Comitato scientifico intergovernativo sui cambiamenti climatici istituito nel 1988 da WMO e UNEP
- **IPI** – Istituto per la Promozione Industriale. Agenzia Governativa specializzata nel facilitare la crescita e la competitività dei sistemi produttivi
- **IPPC** - Integrated Prevention Pollution Control. Direttiva del Consiglio europeo (24 ottobre 1996) sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento
- **ISO** - International Standard Organisation. Organizzazione internazionale per la normazione tecnica.
- **ISO 14001** - Requisiti e guida dell'ISO per l'implementazione dei sistemi di gestione ambientale
- **ISPESL** - Istituto Superiore per la Prevenzione e la Sicurezza del Lavoro
- **ISS** – Istituto Superiore di Sanità
- **ISTAT** - Istituto Nazionale di Statistica

- **ITER** - International Thermonuclear Experimental Reactor - Reattore Termonucleare Sperimentale Internazionale
- **JI** - Joint Implementation. Implementazione congiunta, uno dei tre schemi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto
- **JREC** – Johannesburg Renewable Energy Coalition. Coalizione di 80 Paesi costituitasi dopo il Summit di Johannesburg al fine di promuovere le fonti rinnovabili attraverso la fissazione di obiettivi specifici e calendari di attuazione
- **LNG** – Liquefied Natural Gas (anche GNL)
- **LULUCF** – Land Use, Land Use Change and Forestry. Insieme di attività previste dal Protocollo di Kyoto, quali forestazione, riforestazione e deforestazione, che i Paesi soggetti a vincolo di emissione possono utilizzare per rispettare i loro obblighi
- **MAP** - Ministero delle Attività Produttive
- **MARPOL** - Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento da parte delle navi, adottata sotto gli auspici dell'IMO (International Maritime Organization)
- **MATT** – Ministero per l'Ambiente e per la Tutela del Territorio
- **MIUR** - Ministero dell'Istruzione, Università e Ricerca
- **OBBIETTIVO 1** - L'obiettivo 1 dei Fondi strutturali è la priorità principale della politica di coesione dell'Unione europea per le regioni in ritardo di sviluppo, il cui Pil è inferiore o uguale al 75% della media dell'Unione europea
- **OCSE** - Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (anche OECD)
- **OFF-SHORE** - Il termine indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono
- **ON-SHORE** - Il termine è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono
- **ONU** - Organizzazione delle Nazioni Unite
- **OPEC** - Organization of Petroleum Exporting Countries
- **PATTO DI STABILITÀ** - Protocollo del Trattato di Maastricht che impone ai paesi membri dell'Unione Europea che partecipano alla Unione monetaria di mantenere, fra gli altri requisiti, un rapporto deficit/PIL al di sotto del 3%.
- **PEN** - Piano Energetico Nazionale
- **PEAR** - Piano Energetico Ambientale Regionale
- **PEC** - Piano Energetico Comunale
- **PER** - Piano Energetico Regionale
- **PFBC** – Pressurized Fluid Bed Combustion. Impianto a letto fluido pressurizzato
- **PGT** - Piano Generale dei Trasporti
- **PIL** – Prodotto interno lordo – Somma dei valori aggiunti dei beni e servizi prodotti in un Paese
- **PNR** - Programma Nazionale di Ricerca
- **PON** - Programma Operativo Nazionale. Programma per le Regioni dell'Obiettivo 1
- **PON ATAS** - Programma Operativo Nazionale Assistenza Tecnica e Azioni di Sistema, che ha l'obiettivo di migliorare la qualità e assicurare la coerenza dei programmi e degli interventi cofinanziati dai fondi strutturali
- **POP** - Programmi Operativi Plurifondo. Principale strumento di attuazione dei Fondi strutturali comunitari nelle Regioni dell'Obiettivo 1, mediante il ricorso ad uno o più fondi (FESR, FEOGA e FSE)
- **POR** – Programmi Operativi Regionali. Sono sette, uno per ciascuna delle sei regioni dell'obiettivo 1 (Basilicata, Calabria, Campania, Puglia, Sardegna e Sicilia) più il Molise, l'unica regione italiana in sostegno transitorio
- **PPP** – Purchasing power parities – Parità di potere d'acquisto

- **PQ** – Programma Quadro. Lo strumento principale della politica comunitaria nel settore della ricerca. Definisce per un quinquennio gli obiettivi, le priorità e le condizioni dell'intervento finanziario della Commissione europea.
- **PRICE CAP** – Criterio di regolazione della dinamica tariffaria. Si traduce nella fissazione di un limite superiore alla variazione tariffaria di specifici servizi in un arco temporale predeterminato. Il metodo consente che ogni risparmio di costo dell'operatore, in eccesso a quello implicito, si traduca in maggiori profitti
- **PSA** – Plataforma Solar de Almeria. Il maggiore centro europeo di sperimentazione solare localizzato in Spagna, dove si stanno sperimentando le principali tecnologie del solare termodinamico
- **PTF** – Produttività Totale dei Fattori. Indicatore di efficienza produttiva rappresentato dal rapporto fra la quantità prodotta e la quantità di fattori produttivi impiegati in un determinato periodo di tempo
- **PTS** – Polveri Totali Sospese. Con tale termine si definisce una miscela di particelle solide e liquide, sospese in aria, che varia per caratteristiche dimensionali, composizione e provenienza. Le polveri PM₁₀ e PM_{2,5} presentano un interesse sanitario rispetto alle altre polveri. Le prime sono inalabili sino alla laringe, mentre le PM_{2,5} sono in grado di penetrare nel tratto inferiore dell'apparato respiratorio
- **PVS** - Paesi in Via di Sviluppo
- **QCS** – Quadro Comunitario di Sostegno. È il documento di programmazione delle risorse destinate alle Regioni italiane in ritardo di sviluppo, mediante il concorso dei quattro Fondi Strutturali: Fondo Europeo Sviluppo Regionale (FESR), Fondo Sociale Europeo (FSE) Fondo Europeo Agricolo di Orientamento e di Garanzia (FEOGA) Fondo per le Azioni Strutturali nel Settore della Pesca (SFOP)
- **REA** - Rapporto Energia e Ambiente
- **R&S /R&ST** - Ricerca e Sviluppo/Tecnologico
- **RSU** - Rifiuti Solidi Urbani
- **SAU** – Superficie Agricola Utilizzata. Insieme dei seminativi, prati permanenti e pascoli, coltivazioni legnose agrarie, orti familiari e castagneti da frutto
- **SIA** - Studio di Impatto Ambientale
- **SIREA** - Sistema Informativo Regionale per l'Energia e l'Ambiente. Sistema per la raccolta, il trattamento e la diffusione dei dati ambientali in base a *standard* qualitativi
- **SNAP** - Selected Nomenclature for Air Pollution. Classificazione delle attività che producono emissioni
- **SPOT MARKET** – Mercato di contratti a breve termine, caratterizzati da pagamenti e consegna a pronti o al massimo ritardati di 40/50 giorni
- **STOVE** – Sistema Transitorio Offerte Vendite Elettricità. In attesa dell'avvio della Borsa elettrica, è il sistema transitorio di vendita di energia elettrica destinata al mercato vincolato e per il servizio del dispacciamento
- **STRANDED COSTS** - Costi derivanti dagli impegni contrattuali e dalle decisioni di investimento che le imprese elettriche hanno assunto in seguito alle scelte governative di politica economica
- **SWAP** (agreement) - Nel settore del gas il termine si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura
- **SWITCHING** – La possibilità per un cliente, anche domestico, di cambiare la compagnia o qualsiasi altra entità che vende energia per mezzo di una rete di trasmissione o di distribuzione
- **TAKE OR PAY** - Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la

quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato, per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto

- **TAR** – Tribunale Amministrativo Regionale
- **TEE** - Titoli di Efficienza Energetica. Sono certificati emessi dall'AEEG a favore delle imprese di distribuzione di elettricità e gas, negoziabili, di valore pari alla riduzione certificata dei consumi
- **THERMIE** - Programma europeo specifico di ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione nel settore dell'energia non nucleare
- **TOP** – (Vedi Take or Pay)
- **TPA** - Third Party Access. Accesso di terzi alla rete. Consiste nella possibilità accordata ad una determinata categoria di clienti idonei, che hanno titolo a stipulare contratti per il gas naturale, di acquistare gas da altri fornitori rispetto al proprietario della rete
- **UE**- Unione europea. Attualmente composta da 15 membri. Con l'ingresso il 1 maggio 2004 di 10 nuovi Paesi, il numero dei membri salirà a 25. Candidati all'ingresso nella UE sono Turchia, Romania e Bulgaria.
- **UEM** - Unione Economica e Monetaria. Composta dagli attuali 15 membri dell'Unione Europea. Tuttavia Gran Bretagna, Danimarca e Svezia non hanno ancora adottato l'euro
- **ULA** – Unità di LavoroAgricolo. Equivale per le regole comunitarie al contributo lavorativo di una persona per almeno 2.200 ore/anno
- **UNAPACE** - Unione nazionale delle aziende produttrici e consumatrici di energia elettrica
- **UNBUNDLING** - Nel settore energetico consiste nella separazione proprietaria ovvero contabile delle attività di produzione, trasmissione e distribuzione
- **UNECE** – United Nations Economic Commission for Europe. Commissione economica per l'Europa delle Nazioni Unite. Creata nel 1957 dal Consiglio Economico e Sociale (ECOSOC), è una delle cinque commissioni regionali delle Nazioni Unite
- **UNEP** - United Nations Environment Programme. Agenzia ONU per l'ambiente
- **UN-FCC** - United Nations Convention on Climate Change. Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici adottata a New York il 9 maggio del 1992
- **UNIDO** - United Nations Industrial Development Organisation. Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale
- **UNMIG** - Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia istituito presso il Ministero delle Attività Produttive per la gestione delle procedure amministrative che consentono le attività di ricerca e di coltivazione
- **UPSTREAM** - Le attività relative all'estrazione e al primo trattamento delle fonti energetiche (combustibili solidi, petrolio, gas naturale, uranio)
- **VAS** - Valutazione Ambientale Strategica. Processo sistematico per valutare le conseguenze sul piano ambientale di azioni, proposte politiche, piani o iniziative
- **VIA** - Valutazione di Impatto Ambientale. Procedura tecnico-amministrativa volta alla formulazione di un giudizio da parte delle Autorità competenti sulla compatibilità che una determinata azione avrà nei confronti dell'ambiente
- **WMO** - World Meteorological Organization - Organizzazione Meteorologica Internazionale
- **WTO** - World Trade Organization - Organizzazione Mondiale del Commercio

UNITÀ DI MISURA DI ENERGIA E FATTORI DI CONVERSIONE

	tce	tpe	bpe	b/gpe	Nm ³ NG
1 t di carbone equivalente (tce)	1	0,646	4,79	0,01312	745
1 t di petrolio equivalente (tpe)	1,548	1	7,41	0,02031	1153
1 barile di petrolio equivalente (bpe)	0,2988	1,135	1	2,74 10 ⁻³	155,7
1 barile al giorno di petrolio equivalente (b/gpe)	76,2	49,230	365	1	5,68 10 ⁻⁴
1 metro cubo di gas naturale equivalente (Nm ³ NG)	1,343 10 ⁻³	8,67 10 ⁻⁴	6,42 10 ⁻³	1,76 10 ⁻⁵	1

1 British thermal unit (Btu)	= 0,252 kcal = 1,055 kJ
1 kilocaloria (kcal)	= 6,968 Btu = 4,187 kJ
1 kilojoule (kJ)	= 0,948 Btu = 0,239 kcal
1 barile di petrolio equivalente (bpe)	= 5,8 · 10 ⁶ Btu
1 t di petrolio equivalente (tpe)	= 10 · 10 ⁶ kcal
1 t di carbone equivalente (tce)	= 7 · 10 ⁶ kcal
1 therm	= 100.000 Btu
1 thermie	= 1000 kcal
1 kWh	= 3600 kJ = 3412 Btu

	gal USA	gal UK	bbbl	ft ³	l	m ³
Gallone (gal) USA	1	0,8327	0,02381	0,1337	3,785	0,0038
Gallone (gal) UK	1,201	1	0,02859	0,1605	4,546	0,0045
Barile (bbbl)	42,0	34,97	1	5,615	159,0	0,159
Piede cubico (ft ³)	7,48	6,229	0,1781	1	28,3	0,0283
Litro (l)	0,2642	0,220	0,0063	0,0353	1	0,001
Metro cubico (m ³)	264,2	220,0	6,289	35,3147	1000,0	1

Edito dall' 
Funzione Centrale Relazioni Esterne
Unità Comunicazione
Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma
www.enea.it

Edizione del volume a cura di Giuliano Ghisu
Copertina di Bruno Giovannetti

Stampa: Primaprint (Viterbo)
Finito di stampare nel mese di febbraio 2004