

ENEA
Rapporto Energia e Ambiente 2004
L'analisi

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2004
Volume 1 - L'analisi

2004 ENEA
Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente
Lungotevere Grande Ammiraglio Thaon di Revel, 76
00196 - Roma

ISBN 88-8286-112-0

Il Rapporto è stato parzialmente finanziato dal Progetto Operativo Energia
del Ministero delle Attività Produttive (PON ATAS FESR)

ENEA-PON-FESR-2004-051

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

ENEA **Rapporto
Energia
e Ambiente** **2004**

■ **1**

L'analisi

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: Maria Rosa Viridis

Contributi: Umberto Ciorba: *L'evoluzione dell'economia mondiale*
Umberto Ciorba: *L'Italia*
Maria Rosa Viridis: *Domanda e offerta di energia*
Francesco Gracceva: *Scenari evolutivi del sistema energetico italiano*
Andrea Forni, Carlo Manna, Maria Rosa Viridis; Marcello Capra (MAP): *Le politiche energetiche*
Mara Angeloni (MATT): *Le politiche ambientali*

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

Coordinatore: Giovanni Perrella

Contributi: Umberto Ciorba: *Il settore industriale*
Teresa Chironi: *I trasporti*
Carolina Ardi: *Il settore residenziale*
Giulia Iorio: *Il settore terziario*
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 (MAP)

Contributi: Ugo Bilardo (Università di Roma "La Sapienza", Dip. di Ingegneria chimica e dei materiali): *Petrolio; Gas naturale*
Ornella Del Guasto: *Box Il quadro geopolitico*
Marcello Capra (MAP): *Carbone*
Sigfrido Vignati: *Energia elettrica*
Umberto Ciorba, Carlo Manna; Matteo Leonardi (Autorità per l'energia elettrica e il gas): *Fonti energetiche rinnovabili*

Cap. 4 – Il sistema energetico e l'ambiente

Coordinatore: Andrea Forni

Contributi: Andrea Forni; Federica Scipioni (con contratto ENEA): *Le normative energetico-ambientali e il sistema produttivo*
Sergio La Motta: *Le emissioni di gas ad effetto serra*
Sergio La Motta, Luciano Coralli: *Il Protocollo di Kyoto e la delibera CIPE*
Stefania Racalbutto, Tiziano Pignatelli, Giovanni Vialetto: *L'inquinamento atmosferico transfrontaliero e la qualità dell'aria*
Andrea Colosimo, Maria Rosa Viridis: *Esternalità*

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: Tommaso Franci (Assessore all'Ambiente - Regione Toscana): *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*
Pierluigi Gradari, Antonio Mori: *Quadro normativo*
Antonio Colangelo: *Fonti rinnovabili e programmi comunitari*

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

Coordinatore: Antonio Sanò

Contributi: Giacobbe Braccio, Umberto Ciorba, Francesco De Marco, Francesco Di Mario, Saverio Li Causi, Enzo Metelli, Luciano Pirazzi, Marina Ronchetti, Carlo Tricoli: *L'evoluzione delle tecnologie energetiche*
Daniela Palma; 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 1 - Energia e ambiente: cronologia degli eventi 2003-2004 Fernando Scaduto

Appendice 2 - Glossario Fernando Scaduto

Appendice 3 - Unità di misura Fernando Scaduto

VOLUME 2 - I DATI

A cura di Giovanni Perrella

Si ringraziano:

Tommaso Cianciolo, Vincenzo Ferrara, Giorgio Gavelli, Giorgio Palazzi dell'ENEA per il loro contributo alla impostazione ed alla revisione del Rapporto.

Si ringraziano inoltre per la collaborazione fornita:

- la Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie del Ministero delle Attività Produttive per i contributi sulle Politiche energetiche e sull'Offerta di energia in Italia, nonché sulla supervisione generale del Rapporto;
- la Direzione Generale per la Ricerca Ambientale e lo Sviluppo del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio per il contributo sulle Politiche ambientali;
- L'Autorità per l'energia elettrica e il gas per aver fornito alcuni elementi conoscitivi di base.

Premessa

La recente crescita del prezzo del petrolio, accanto alle preoccupazioni dei consumatori, ha richiamato l'attenzione generale sulla debolezza del sistema energetico nazionale e sulla sua forte dipendenza dall'estero, a fronte della continua crescita dei consumi interni e di una economia ancora in fase di rallentamento.

La posizione recentemente espressa dalla Russia a favore della ratifica del Protocollo di Kyoto, aumentando fortemente le probabilità che il Protocollo entri in vigore, ha dato maggiore forza all'impegno per la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra e agli impegni nazionali per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico.

In tale quadro è proseguito il processo di trasferimento delle responsabilità tra governo centrale e amministrazioni periferiche, con una continua ricerca di equilibrio tra i rispettivi ruoli nelle scelte energetiche.

Questo Rapporto, nella struttura già consolidata degli anni passati, si propone di presentare, in un modo coerente e sostenuto dai dati numerici, la recente evoluzione di questo complesso quadro nazionale, cogliendone gli aspetti tecnologici, economici e sociali. In altri termini, esso si pone l'obiettivo di presentare, in modo ove possibile completo, il panorama energetico nazionale, per migliorarne la comprensione e, più in generale, per contribuire alla crescita delle conoscenze sui temi dell'energia e dell'ambiente a livello nazionale.

In tal senso, accanto alla descrizione degli eventi, il Rapporto presenta alcuni scenari energetici nazionali nel medio termine, sia nel caso tendenziale, sia in una ipotesi di crescita dei costi dell'energia, per cogliere i possibili segnali degli eventi più recenti. Esso richiama inoltre la necessaria attenzione sullo stato della ricerca scientifica e sul suo ruolo essenziale per superare gli attuali limiti del nostro sistema energetico.

Antonio Sanò

Introduzione

Con l'edizione 2004, il Rapporto Energia e Ambiente dell'ENEA è giunto al suo quinto anno di vita, confermando lo schema di presentazione già collaudato per cercare di fornire un quadro esauriente del panorama energetico del Paese.

In un periodo di estrema volatilità e di incertezza nei mercati mondiali dell'energia, i fatti dovrebbero costituire la base per comprendere e predisporre le politiche e le misure opportune. Il rapporto di quest'anno contiene molte informazioni di rilievo.

Nel 2003, l'economia mondiale è cresciuta del 3,9%, rispetto al 3% dell'anno precedente, e il commercio mondiale è aumentato del 4,5% (3% nel 2002). L'espansione degli scambi ha, però, favorito principalmente i Paesi asiatici, mentre le esportazioni dei Paesi europei hanno ristagnato. La ripresa mondiale ha coinciso con il rilancio della domanda negli Stati Uniti, favorita dalla svalutazione del dollaro, dall'orientamento espansivo della politica monetaria e dall'incremento del deficit del bilancio federale. I Paesi asiatici hanno mantenuto elevata la propria competitività, contenendo l'apprezzamento delle proprie valute mediante l'accumulazione di riserve monetarie in dollari. Nello stesso anno il prodotto interno lordo nell'area dell'euro è aumentato, in media, dello 0,4% (0,9% nel 2002). In Germania, Francia e Italia la crescita è stata inferiore alla media. La debolezza della domanda interna e l'andamento sfavorevole dell'interscambio con l'estero hanno contribuito a frenare la crescita.

A questo quadro macroeconomico ha corrisposto un consumo di energia aumentato a livello mondiale del 2,9% rispetto al 2002, con dinamiche differenziate fra le regioni del pianeta. A causa delle diverse velocità di crescita, la regione Asia-Pacifico consuma più energia del Nord-America.

Nel 2003, il petrolio ha rappresentato più del 37% dei consumi mondiali, il carbone il 26,5% e il gas naturale quasi il 24%. La quota restante è stata coperta da energia idroelettrica e nucleare, in parti uguali.

La domanda di energia primaria nei Paesi dell'Unione Europea è cresciuta dell'1,8% rispetto al 2002. L'aumento dei consumi petroliferi (+0,5%) è stato contenuto dall'aumento delle quotazioni del greggio. La crescita della domanda di elettricità, unita alla riduzione della produzione delle centrali idroelettriche, si è per lo più tradotta in un incremento della domanda di gas naturale (4,3%) e di carbone (3,7%).

In Italia, il Pil è aumentato dello 0,3% nel 2003 (0,4% nel 2002), grazie soprattutto alla domanda interna. Il valore aggiunto è cresciuto nel settore delle costruzioni e nei servizi, mentre è ristagnato nell'industria manifatturiera. L'indice della produzione industriale è diminuito per il terzo anno consecutivo. Il calo del valore aggiunto in agricoltura evidenzia una progressiva perdita d'importanza del settore primario, che rappresenta ormai solo il 2,5% del Pil italiano.

Il consumo interno lordo di energia ha raggiunto 192,9 Mtep, in crescita del 2,9% rispetto al 2002. I prodotti petroliferi, con 90,2 Mtep, costituiscono quasi il 47% di questi consumi, il gas naturale il 33% e i combustibili solidi quasi l'8%. Rinnovabili (6,5%) e importazioni di energia elettrica completano la copertura del fabbisogno.

L'aumento del fabbisogno energetico e la crescita blanda del Pil, si riflettono nell'aumento dell'intensità energetica, che ha raggiunto 185,6 tep per milione di euro di prodotto interno lordo (181 tep/M€ nel 2002) e che si traduce in un peggioramento della competitività del sistema nazionale. Nel contempo, la dipendenza del Paese da fonti di energia approvvigionate all'estero ha raggiunto l'84,6%, contro una media UE-15 del 54%.

L'analisi settoriale evidenzia il ragguardevole incremento dei consumi nel settore residenziale e terziario, dovuto innanzitutto alle aumentate esigenze di condizionamento degli ambienti e in secondo luogo a una maggiore penetrazione di dispositivi elettrici ed elettronici e alla crescita della superficie abitativa pro capite. La dinamica dei consumi del settore trasporti è stata meno sostenuta, mentre quella del settore industriale ha avuto un incremento ancora più modesto, a riflettere la *performance* delle attività del settore nel corso del 2003.

La sicurezza dell'approvvigionamento energetico, evocata spesso nelle cronache di questi ultimi mesi, non è messa a rischio da una penuria fisica dell'offerta. Il Rapporto registra, infatti, lo sviluppo delle riserve di petrolio e gas naturale nel mondo.

Il problema risiederebbe, piuttosto, nella capacità di assicurare che ci sia una quantità sufficiente di petrolio e gas naturale per rispondere alle nuove esigenze, in un mondo dove la domanda e l'offerta sono sempre meno geograficamente coincidenti.

In secondo luogo, si evidenzia che anche con il barile che supera i 50 dollari, il petrolio greggio costa, in termini reali, poco più della metà del livello raggiunto nel 1980. La ridotta intensità energetica delle produzioni rispetto agli scorsi decenni, insieme con l'espansione di attività e investimenti immateriali, tende a contenere l'impatto del rialzo del costo dell'energia sull'inflazione e sulla crescita economica. A questo riguardo, occorre rilevare che l'aumento dell'intensità energetica del Pil italiano nel 2003 peggiora la competitività italiana, sulla quale già grava un costo dell'energia che, per il forte vincolo estero, risente più che altrove delle oscillazioni del prezzo del petrolio.

In terzo luogo, sebbene il petrolio appaia ancora poco sostituibile, particolarmente nel settore dei trasporti, la crescita continua della domanda di gas naturale tende a bilanciare il mix energetico. I progressi tecnologici e l'utilizzo crescente di combustibili che emettono meno carbonio hanno incoraggiato il consumo di gas naturale. L'analisi registra la crescita a due cifre dell'anno scorso nel commercio mondiale del gas naturale liquefatto, un indicatore del fatto che il gas naturale è ora venduto a livello internazionale come pure regionalmente.

Occorre ripetere che le scelte 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 che, superato lo scoglio della ratifica da parte della Federazione Russa, diventa operativo. La necessità di rispettare i parametri del Protocollo di Kyoto richiederà probabilmente un riesame della politica energetica del nostro Paese, per evitare che essa si traduca in un *stress* per il nostro sistema industriale.

I percorsi possibili per il rafforzamento del sistema energetico nazionale sono limitati: è necessario agire sulla domanda, intervenire, ove possibile, sull'offerta, e organizzare al meglio il mercato dell'energia.

Il sostegno pubblico e l'interesse del settore produttivo dovrebbero puntare verso il raggiungimento di un vantaggio comparato, anche rispetto ai sistemi economici più avanzati, nella sperimentazione e nell'applicazione di sistemi che utilizzano fonti di energia rinnovabile, non inquinanti e competitive. I limitati margini di manovra costringono a puntare sulla ricerca e sull'innovazione tecnologica, la sola che può fornire soluzioni che possano arricchire il portafoglio delle scelte disponibili e rendere lo schema meno rigido. Non esistono scorciatoie rispetto a questo percorso.

Pietro Menna

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2004

INDICE

Capitolo 1 – IL QUADRO DI RIFERIMENTO	pag.	13
1.1 L'evoluzione dell'economia mondiale	pag.	15
1.1.1 Le caratteristiche del 2003	pag.	15
1.1.2 Le caratteristiche del 2004	pag.	19
1.1.3 Le prospettive future	pag.	19
1.2 L'Italia	pag.	26
1.2.1 L'economia italiana nel 2003	pag.	26
1.2.2 La competitività	pag.	30
1.2.3 Gli sviluppi più recenti	pag.	31
1.3 Domanda e offerta di energia	pag.	33
1.3.1 Il quadro internazionale	pag.	33
1.3.1.1 Uno sguardo di sintesi	pag.	33
1.3.1.2 Petrolio	pag.	37
1.3.1.3 Gas naturale	pag.	42
1.3.1.4 Carbone	pag.	47
1.3.1.5 Elettricità	pag.	50
1.3.1.6 Fonti rinnovabili	pag.	54
1.3.2 Il quadro italiano	pag.	55
1.3.2.1 Domanda e offerta di energia in Italia nel 2003	pag.	55
1.3.2.2 Indicatori di intensità energetica	pag.	57
1.3.2.3 Scenari evolutivi del sistema energetico italiano	pag.	61
1.4 Le politiche energetiche e ambientali	pag.	72
1.4.1 Le politiche energetiche	pag.	72
1.4.1.1 Il quadro internazionale	pag.	72
1.4.1.2 Le politiche europee	pag.	73
1.4.1.3 Le politiche Italiane: novità legislative in materia energetica	pag.	78
1.4.2 Le politiche ambientali: la strategia italiana per ridurre le emissioni dei gas serra e rispettare gli impegni internazionali sulla protezione del clima	pag.	82
1.4.2.1 Il contesto internazionale	pag.	82
1.4.2.2 L'evoluzione dell'impegno e delle politiche dell'Unione europea per la lotta ai cambiamenti climatici	pag.	85
1.4.2.3 L'impegno dell'Italia per la lotta ai cambiamenti climatici	pag.	87
Capitolo 2 – LA DOMANDA DI ENERGIA NEI SETTORI DI USO	pag.	93
2.1 Il settore industriale	pag.	95
2.1.1 Quantità	pag.	101
2.1.2 Materiali da costruzione, vetro e ceramica	pag.	107
2.1.3 Il settore metallurgico	pag.	109
2.1.4 Il settore meccanico	pag.	110
2.2 I trasporti	pag.	114
2.2.1 L'analisi economica	pag.	114
2.2.2 I traffici	pag.	116
2.2.3 I consumi di energia e i prezzi	pag.	117
2.2.4 Le emissioni inquinanti	pag.	122
2.3. Il settore residenziale e terziario	pag.	126
2.3.1 Introduzione	pag.	126
2.3.2 Il settore residenziale	pag.	127
2.3.3 Il settore terziario	pag.	134

2.4 L'agricoltura e la pesca	pag.	139
2.4.1 Quantità	pag.	139
2.5 Usi non energetici dei combustibili fossili: il settore petrolchimico	pag.	141
2.5.1 Quantità	pag.	141
2.5.2 Prezzi	pag.	146
2.5.3 Tecnologie	pag.	146
Capitolo 3 – L'OFFERTA DELLE FONTI DI ENERGIA	pag.	147
3.1 Il petrolio	pag.	149
3.1.1 Esplorazione e produzione	pag.	149
3.1.2 Importazione ed esportazione	pag.	154
3.1.3 Prezzi	pag.	157
3.1.3.1 Prezzi del greggio	pag.	160
3.1.3.2 Prezzi dei prodotti	pag.	161
3.1.3.3 Bitumi	pag.	164
3.1.4 Tecnologie	pag.	164
3.1.5 Organizzazione industriale del mercato	pag.	166
3.1.5.1 Scorte	pag.	168
3.1.5.2 Raffinazione	pag.	171
3.1.6 Trasporti	pag.	174
3.2 Il gas naturale	pag.	175
3.2.1 Riserve nazionali e produzione	pag.	178
3.2.2 Importazione ed esportazione	pag.	180
3.2.3 Prezzi	pag.	181
3.2.4 Tecnologie	pag.	185
3.2.5 Organizzazione industriale del mercato	pag.	187
3.2.6 Infrastrutture	pag.	189
3.2.6.1 Trasporti	pag.	191
3.2.6.2 Stoccaggio	pag.	192
3.2.7 Attività di vendita	pag.	194
3.3 Il carbone	pag.	197
3.3.1 Produzione	pag.	197
3.3.2 Importazione	pag.	198
3.3.3 Esportazione	pag.	199
3.3.4 Prezzi	pag.	200
3.3.5 Tecnologie	pag.	200
3.3.6 Organizzazione industriale del mercato	pag.	202
3.4 L'energia elettrica	pag.	203
3.4.1 L'offerta	pag.	203
3.4.2 Gli impianti termoelettrici ed i combustibili	pag.	205
3.4.3 La rete di trasmissione nazionale	pag.	208
3.4.4 L'impatto ambientale	pag.	211
3.4.5 I prezzi	pag.	213
3.4.6 Il mercato elettrico	pag.	216
3.4.7 L'organizzazione industriale del mercato	pag.	218
3.5 Le fonti rinnovabili di energia	pag.	220
3.5.1 La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	pag.	220
3.5.2 La produzione di calore da fonti rinnovabili	pag.	226
3.5.3 Biocombustibili	pag.	227
3.5.4 Il mercato dell'energia elettrica da fonte rinnovabile	pag.	228
3.5.5 I Certificati Verdi	pag.	229

Capitolo 4 – IL SISTEMA ENERGETICO E L'AMBIENTE	pag.	235
4.1 Le normative energetico-ambientali e il sistema produttivo	pag.	237
4.2 Le emissioni di gas ad effetto serra	pag.	239
4.2.1 Il peso del settore energetico nelle emissioni di gas ad effetto serra	pag.	239
4.2.2 Le emissioni di CO ₂ dal sistema energetico in Italia	pag.	240
4.2.3 Il Protocollo di Kyoto e la delibera CIPE	pag.	245
4.2.4 Assorbire e confinare la CO ₂	pag.	253
4.3 L'inquinamento atmosferico transfrontaliero e la qualità dell'aria	pag.	254
4.3.1 Introduzione	pag.	254
4.3.2 Scenari di emissione	pag.	255
4.3.3 Emissioni di zolfo	pag.	256
4.3.4 Emissioni di ossidi di azoto	pag.	257
4.3.5 Emissioni di composti organici volatili	pag.	259
4.3.6 Metalli pesanti	pag.	260
4.3.7 Particolato	pag.	260
4.3.8 Ozono troposferico	pag.	261
4.4 Esternalità	pag.	264
4.4.1 Esternalità: concetto e quadro d'insieme	pag.	264
4.4.2 Il problema della valutazione economica-monetaria delle esternalità: diversi concetti di valore dell'ambiente	pag.	266
4.4.3 I metodi di valutazione	pag.	268
4.4.4 Esempi di calcolo delle esternalità	pag.	270
4.4.5 Esempi di effetti di non calcolo delle esternalità	pag.	278
 Capitolo 5 – LE POLITICHE ENERGETICO-AMBIENTALI ALLA SCALA REGIONALE E LOCALE	pag.	281
5.1 Introduzione: il ruolo delle Regioni nel governo del sistema energetico	pag.	283
5.2 Quadro normativo di riferimento	pag.	286
5.3 La situazione energetica a livello regionale	pag.	294
5.3.1 Bilanci energetici regionali	pag.	294
5.3.2 Valutazione generale	pag.	296
5.3.3 Indicatori regionali di efficienza energetica	pag.	302
5.4 Valutazioni settoriali in attuazione delle politiche di contenimento dei gas serra	pag.	304
5.4.1 La situazione al 2001 delle emissioni regionali di CO ₂	pag.	304
5.4.2 Il settore della produzione elettrica	pag.	308
5.4.2.1 Attuazione della delibera CIPE 123/2002 e aggiornamento del Piano di Azione Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra (PNR)	pag.	308
5.4.2.2 Caratterizzazione dei sistemi elettrici regionali	pag.	308
5.4.2.3 Analisi delle prospettive del settore termoelettrico	pag.	314
5.4.3 La promozione dell'efficienza energetica	pag.	318
5.5 L'energia nei fondi strutturali	pag.	321
5.5.1 Obiettivi	pag.	321
5.5.2 Risorse finanziarie	pag.	321
5.5.3 Programmi operativi	pag.	322
5.5.4 Interventi in campo energetico previsti dal Programma Operativo Nazionale Assistenza Tecnica e Azioni di Sistema (PON ATAS)	pag.	323
5.5.5 Interventi in campo energetico previsti dai POR dell'Obiettivo 1	pag.	324
5.5.6 Interventi in campo energetico previsti dai DOCUP dell'Obiettivo 2	pag.	329

5.6 Programmi ministeriali sulle fonti rinnovabili	pag.	333
5.6.1 Programma “Tetti fotovoltaici”	pag.	333
5.6.2 Programma “Solare termico”	pag.	336
5.6.3 Fonti rinnovabili: riepilogo degli interventi regionali	pag.	338
5.7 Pianificazione energetico-ambientale regionale e locale	pag.	345
5.7.1 Situazione attuale.....	pag.	345
5.7.2 Struttura e metodologia per il Piano energetico-ambientale	pag.	347
5.7.2.1 Documento di studio per il Piano	pag.	347
5.7.2.2 Piano energetico-ambientale regionale operativo	pag.	349
5.7.3 Piani energetici comunali e provinciali	pag.	350
5.7.4 L’integrazione della variabile energetica negli strumenti di pianificazione e programmazione per lo sviluppo sostenibile del territorio	pag.	351

Capitolo 6 – LE TECNOLOGIE DI CONVERSIONE DELL’ENERGIA E LE SPESE PER LA RICERCA

.....	pag.	355
6.1 L’evoluzione delle tecnologie energetiche	pag.	357
6.1.1 Le piattaforme tecnologiche della Commissione europea: l’idrogeno e il fotovoltaico	pag.	357
6.1.2 Gli sviluppi tecnologici legati alle collaborazioni internazionali	pag.	368
6.1.3 Altre fonti energetiche rinnovabili	pag.	373
6.1.3.1 Energia eolica	pag.	373
6.1.3.2 Impianti a concentrazione solare	pag.	379
6.1.3.3 Biomasse	pag.	384
6.1.4 Le tecnologie termonucleari	pag.	392
6.2 Il quadro della ricerca, la ripartizione delle risorse, le spese nel settore energetico	pag.	394
6.2.1 Il sistema della ricerca in Italia	pag.	394
6.2.1.1 Recenti cambiamenti nell’Università	pag.	394
6.2.1.2 Il nuovo Piano della ricerca	pag.	396
6.2.1.3 La valutazione della ricerca	pag.	399
6.2.2 Il finanziamento della R&S	pag.	400
6.2.2.1 Le fonti di finanziamento delle attività di R&S in Italia	pag.	400
6.2.2.2 Confronti internazionali	pag.	401
6.2.3 La ricerca energetica	pag.	407
6.2.3.1 Gli investimenti pubblici per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore dell’energia... ..	pag.	407
6.2.4 Ricerca e competitività tecnologica dell’Italia	pag.	412
Appendice: I cambiamenti nel sistema ricerca in Italia: la riforma degli Enti pubblici di ricerca	pag.	417

Appendice 1 - Energia e ambiente: cronologia degli eventi 2003-2004	pag.	421
Appendice 2 – Glossario	pag.	433
Appendice 3 – Unità di misura	pag.	457

CAPITOLO 1 - IL QUADRO DI RIFERIMENTO

CAPITOLO 1 – IL QUADRO DI RIFERIMENTO

1.1 L'EVOLUZIONE DELL'ECONOMIA MONDIALE

L'attività economica mondiale ha mostrato una marcata crescita dalla seconda metà del 2003, in coincidenza con la ripresa degli investimenti nelle tecnologie informatiche negli Stati Uniti. Hanno contribuito al rilancio anche le politiche monetarie e di bilancio di orientamento espansivo adottate dalle autorità dei principali Paesi. L'accelerazione della ripresa negli Stati Uniti e la fase di forte crescita dell'economia cinese hanno favorito la crescita del commercio internazionale. Le quotazioni azionarie hanno evidenziato recuperi notevoli su tutti i mercati.

Sulla fase espansiva del ciclo economico gravano alcuni elementi di squilibrio che potrebbero attenuarne l'intensità. In primo luogo, l'ulteriore ampliamento del disavanzo di parte corrente degli Stati Uniti ha amplificato le pressioni al ribasso sul cambio del dollaro. Ciò ha determinato una riduzione di competitività nei Paesi dell'area dell'euro e la ripresa economica non si è estesa in maniera uniforme a tutte le aree geografiche. In secondo luogo l'elevato ritmo di sviluppo dell'economia cinese implica una crescita sostenuta della domanda di prodotti energetici e materie prime; la rigidità dell'offerta e il deprezzamento del dollaro hanno determinato una brusca impennata delle quotazioni, amplificata, nel caso del petrolio, dai fattori d'incertezza connessi alla situazione geopolitica mediorientale.

1.1.1 Le caratteristiche del 2003

Nel 2003 l'economia mondiale ha registrato una crescita del 3,9% su base annua, superiore al 3% dell'anno precedente. Il commercio mondiale è aumentato del 4,5% a fronte del 3% nel 2002. L'espansione degli scambi ha favorito principalmente i Paesi asiatici che hanno accresciuto del 12% il volume delle esportazioni. L'apprezzamento dell'euro ha invece influito sulla competitività dei Paesi europei le cui esportazioni hanno ristagnato. La ripresa economica coincide con il rilancio della domanda negli Stati Uniti favorita dalla svalutazione del dollaro, dall'orientamento espansivo della politica monetaria e dall'incremento del deficit del bilancio federale. I Paesi asiatici hanno mantenuto elevata la propria competitività contenendo l'apprezzamento delle loro valute mediante l'accumulazione di riserve monetarie in dollari.

La flessione del dollaro, iniziata nel 2002, si è accentuata nel corso del 2003. Tale andamento è stato influenzato principalmente dalle preoccupazioni relative alle elevate dimensioni del debito pubblico negli Stati Uniti. Il deprezzamento è stato consistente nei confronti dello yen e, soprattutto, dell'euro (il valore minimo di 1,29 dollari/euro è stato toccato all'inizio del 2004). I massicci interventi sui mercati valutari delle autorità monetarie degli altri Paesi asiatici hanno contenuto la svalutazione del dollaro nei confronti delle rispettive monete nazionali.

Dal secondo trimestre del 2003, i listini dei principali mercati azionari hanno fatto registrare significativi rialzi (circa 30% l'indice tecnologico Nasdaq e circa 50% l'indice Standard&Poor 500); sulla crescita delle quotazioni azionarie hanno influito le condizioni d'abbondante liquidità, il miglioramento delle aspettative di profitto delle società quotate legato al rafforzamento della congiuntura in Giappone e negli Stati Uniti, e il miglioramento delle condizioni reddituali e patrimoniali correnti determinato dai processi di ristrutturazione intrapresi nel triennio precedente.

Nella media dell'anno il prezzo del greggio¹ ha sfiorato i 30 dollari al barile, segnando un incremento di circa il 16% rispetto al 2002.

Gli incrementi registrati nel 2003 seguono la dinamica di forte rialzo delle quotazioni che ha caratterizzato l'anno precedente. In una fase iniziale l'andamento del prezzo del petrolio ha risentito

¹ Media tra Dubai, Brent e WTI.

delle incertezze legate all'evolversi della crisi in Iraq. In seguito, ha riflesso soprattutto la ripresa dell'attività produttiva mondiale e il livello particolarmente basso delle scorte detenute dai Paesi industriali. La necessità di compensare la perdita di potere d'acquisto dovuta all'indebolimento del dollaro, infine, ha indotto i Paesi produttori a mantenere le quotazioni su livelli elevati. Già nei primi mesi del 2004, la crescita dell'economia mondiale e la decisione dei Paesi dell'OPEC di attuare tagli alla produzione hanno determinato nuovi rialzi, fino a 38 dollari al barile alla fine di maggio. Altri eventi contingenti, come lo scatenarsi della speculazione sui *futures* e interruzioni temporanee delle forniture di greggio in vari Paesi produttori, hanno poi spinto il prezzo del barile fino a 50 dollari alla fine dell'estate 2004.

Anche i prezzi delle materie prime non energetiche, in modo particolare dei metalli (prevalentemente quotati in dollari), hanno segnato incrementi significativi; un impulso alla crescita dei prezzi è provenuto dalla domanda della Cina e degli altri Paesi dell'Asia.

Stati Uniti

Nel 2003 negli Stati Uniti la crescita è stata superiore alle previsioni salendo al 3,1%, dal 2,2% dell'anno precedente. La politica monetaria ha favorito la crescita dell'attività produttiva attraverso la riduzione del tasso d'interesse di riferimento all'1%, il valore minimo dalla fine della seconda guerra mondiale: in termini reali i tassi d'interesse a breve termine si sono mantenuti negativi.

Anche la politica di bilancio ha impresso un ulteriore, forte impulso alla domanda: la crescita delle spese militari e per la sicurezza interna e gli effetti degli sgravi fiscali, hanno determinato un ampliamento nel disavanzo del bilancio. Il peggioramento dei conti pubblici si è sommato a quello registrato fra il 2000 e il 2002; valutazioni dell'Amministrazione indicano che il disavanzo federale dovrebbe crescere nel 2004 al 4,5% del prodotto.

Nell'ultimo biennio le imprese statunitensi hanno avviato un radicale processo di ristrutturazione sfruttando le nuove tecnologie informatiche e della comunicazione per ottenere guadagni d'efficienza e accrescere la flessibilità dei processi produttivi. Il notevole incremento della produttività ha permesso la copertura di volumi crescenti di domanda pur in presenza di un calo occupazionale. La crescita della produttività è stata superiore a quella dei salari e ha consentito l'espansione dei profitti e la ripresa degli investimenti, in particolare nel comparto dei beni capitali a tecnologia avanzata. La ripresa di tale domanda riflette la sostituzione del capitale accumulato alla fine degli anni novanta, considerata la rapida obsolescenza del materiale informatico rispetto a forme più tradizionali d'investimento.

Come già accennato, l'occupazione, in calo dai primi mesi del 2001, ha continuato a ridursi per tutto il 2003; solo dall'inizio del 2004 la crescita dell'occupazione ha raggiunto i tassi d'incremento realizzati in precedenti fasi d'espansione.

Nonostante il calo occupazionale e la moderazione salariale, l'espansione dei consumi si è mantenuta elevata, sospinta dalla ripresa delle quotazioni azionarie e immobiliari, che ha determinato l'aumento della ricchezza delle famiglie. Sulle decisioni di spesa hanno influito favorevolmente anche gli sgravi fiscali approvati nel maggio 2003, e il rifinanziamento dei mutui ipotecari.

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 5% del Pil nel 2003: il livello massimo del secondo dopoguerra.

Il disavanzo della bilancia commerciale è stato compensato nell'ultimo decennio dall'afflusso di capitali dall'estero. Nell'ultimo biennio gli afflussi di capitale privato straniero, soprattutto nel comparto azionario, si sono ridimensionati; nel contempo hanno acquisito crescente rilevanza gli investimenti in titoli obbligazionari statunitensi di autorità ufficiali straniere, in particolare della Cina e di altri Paesi asiatici, che hanno accumulato riserve al fine di contrastare l'apprezzamento delle loro valute nei confronti del dollaro.

Il ruolo del dollaro come valuta di riserva internazionale garantisce agli Stati Uniti la possibilità di fissare bassi tassi di rendimento sulle passività detenute da investitori esteri. I tassi di rendimento delle attività denominate in valuta straniera risultano, in genere, più elevati. Tale differenziale dei tassi ha consentito il raggiungimento di un saldo positivo dei redditi da capitale nel 2003 nonostante il forte accumulo di passività nette sull'estero degli Stati Uniti dalla metà degli anni novanta.

Giappone

L'economia giapponese è cresciuta nel 2003 a ritmi elevati e superiori alle attese. Il prodotto è aumentato del 2,5% grazie all'impulso fornito dalle esportazioni verso gli altri Paesi asiatici e dagli investimenti privati. L'accumulazione di capitale è ripresa dopo un lungo periodo di ristagno, favorita dal recupero di redditività delle imprese, in particolare di quelle di grandi dimensioni del comparto manifatturiero. Il risultato, in parte riconducibile al miglioramento ciclico, è anche frutto del processo di ristrutturazione finanziaria e organizzativa del sistema industriale intrapreso dalla metà degli anni novanta, volto ad accrescerne la produttività.

La positiva evoluzione del ciclo economico ha favorito il risanamento del sistema bancario, anche se le condizioni patrimoniali di molte banche regionali rimangono fragili.

Il rafforzamento della produzione non ha influito sulla tendenza deflazionistica che è proseguita nel 2003.

In tale contesto, la Banca del Giappone ha accentuato il proprio orientamento espansivo anche mediante interventi sul mercato dei cambi, volti a contrastare l'apprezzamento dello yen. La politica di bilancio ha mantenuto un orientamento espansivo: nel 2003 il disavanzo pubblico, al netto degli effetti del ciclo, è aumentato dello 0,5% al 7,5% del prodotto. L'incidenza del debito lordo sul prodotto è la più elevata fra i Paesi industriali superando il 150% nel 2003.

Area dell'euro

Nel 2003 il prodotto interno lordo nell'area dell'euro è aumentato in media dello 0,4%, un tasso di crescita inferiore allo 0,9% del 2002 e alle previsioni del 2002 (1,1%). La crescita è stata ancora più modesta in Germania, in Italia e in Francia, mentre in Spagna è stata superiore alla media dell'area. La debolezza delle domande nazionali e l'andamento sfavorevole dell'interscambio con l'estero hanno contribuito a frenare la crescita.

L'apprezzamento dell'euro ha concorso ad una drastica riduzione della competitività sui mercati internazionali che ha determinato una stagnazione delle esportazioni; contemporaneamente sono cresciute le importazioni per cui l'apporto dell'interscambio con l'estero alla formazione del Pil è stato negativo in tutte le principali economie dell'area.

I consumi delle famiglie sono aumentati in misura contenuta e in relazione all'andamento dell'occupazione nei diversi Paesi. In Francia e Spagna l'incremento è stato consistente, mentre in Germania la spesa delle famiglie è diminuita, seppure lievemente, per il secondo anno consecutivo. L'andamento dei consumi in Germania risente anche della crescita per il terzo anno consecutivo della propensione al risparmio delle famiglie, indotta dall'incertezza sul futuro assetto della spesa sociale.

Gli investimenti, nonostante il permanere nell'area di favorevoli condizioni di finanziamento, hanno subito una flessione per il terzo anno consecutivo, frenati dal basso grado d'utilizzo della capacità produttiva e da aspettative degli imprenditori segnate dal pessimismo.

Nella media del 2003, l'occupazione nell'area dell'euro è rimasta sui livelli raggiunti nel 2002, con andamenti diversi tra le principali economie dell'area. In Germania è proseguita la flessione del numero degli occupati in atto dalla seconda metà del 2001, in Francia e in Italia l'occupazione ha sensibilmente rallentato, mentre ha continuato a crescere in Spagna.

Nel complesso delle quattro maggiori economie dell'area, si è registrata una crescita del costo del lavoro per unità di prodotto (CLUP) del 2,2%, lievemente superiore a quella registrata nel 2002; tale tendenza è attribuibile alla mancata crescita della produttività in presenza di un incremento del

costo del lavoro pro-capite del 2,3% (2,1 nel 2002). La dinamica del CLUP è stata diversa nei quattro Paesi. In Germania si è registrato un incremento contenuto, grazie al miglioramento della produttività del lavoro associato alla contrazione del numero degli occupati. Nelle altre tre principali economie il CLUP è aumentato a ritmi decisamente superiori a quelli tedeschi, in presenza di un ristagno della produttività in Francia (-0,1%), di un calo in Italia (-0,3%) e di un lieve aumento in Spagna (0,2%).

Nel corso del 2003 l'inflazione al consumo si è mantenuta attorno al 2% contro il 2,3% del 2002; nel marzo del 2004 si è ridotta all'1,7%. L'inflazione al consumo nei maggiori Paesi dell'area ha registrato andamenti differenziati. In Italia e in Francia, anche a seguito delle variazioni delle imposte indirette, i prezzi al consumo hanno leggermente accelerato; in Germania, si è registrato un rallentamento.

L'effetto del rialzo dei prezzi del petrolio sulle componenti energetiche dell'indice è stato più che compensato dal calo delle altre componenti, dovuto alla fase di debole domanda e all'apprezzamento del cambio effettivo nominale dell'euro.

In seguito all'attenuarsi delle pressioni inflazionistiche, le condizioni monetarie sono state rese più espansive al fine di agevolare l'espansione del ciclo economico.

Nel marzo del 2003 il Consiglio Direttivo della Banca Centrale Europea ha abbassato il tasso sulle operazioni di rifinanziamento principali dello 0,25%, portandolo al 2,50%; in giugno il tasso è stato ridotto al 2%. In termini reali i tassi d'interesse a breve termine sono scesi attorno allo zero.

Anche nel 2003, dati gli elevati livelli dei disavanzi nei principali Paesi dell'area, la politica di bilancio non ha potuto contrastare la debolezza ciclica con misure espansive. L'indebitamento netto delle Amministrazioni pubbliche è salito nell'anno al 2,7% del prodotto, dal 2,3 nell'anno precedente; in molti Paesi i risultati di bilancio sono stati significativamente peggiori degli obiettivi fissati nei rispettivi Programmi di stabilità. Sul mancato conseguimento degli obiettivi ha influito soprattutto una crescita del prodotto inferiore alle attese. Germania, Francia, Paesi Bassi e Grecia hanno superato la soglia del 3% del rapporto deficit/Pil; Portogallo e Italia hanno raggiunto valori di poco inferiori.

Risentendo della bassa crescita dell'economia, il debito lordo delle Amministrazioni pubbliche in tutta l'area dell'euro è ancora salito al 70,5% del Pil dal 69,3% nel 2002. Particolarmente consistente è il debito pubblico dell'Italia, del Belgio e della Grecia che, seppur in diminuzione, rimane tuttora superiore al 100% del Pil.

Economie emergenti

Nel 2003 le economie emergenti hanno fatto registrare una crescita del prodotto superiore al 6%, dal 4,6% nell'anno precedente, con un elevato grado di disomogeneità fra le diverse aree. L'accelerazione dell'attività produttiva è stata più consistente in Cina, in India, nell'ex Unione Sovietica e nei principali Paesi dell'Africa.

Dopo la stagnazione del 2002, in America latina il prodotto è aumentato dell'1,7%; la crescita dell'attività economica è dovuta soprattutto alla ripresa in Argentina, dopo il forte calo produttivo registrato negli anni precedenti. In Brasile l'attività economica ha subito una contrazione nella causata dall'orientamento restrittivo delle politiche economiche; nell'ultimo trimestre dell'anno l'espansione del commercio mondiale e il miglioramento delle condizioni finanziarie hanno favorito una ripresa della produzione.

Nei Paesi emergenti dell'Asia l'epidemia polmonare atipica ha rallentato temporaneamente l'attività economica, che si è riportata su ritmi di sviluppo elevati nella seconda metà dell'anno, beneficiando anche dell'andamento sostenuto della domanda interna e della crescente interdipendenza tra le economie della regione.

L'eccezionale espansione dell'economia cinese (9,1% nel 2003) è stata trainata dalla forte crescita degli investimenti. La Cina assume oggi un peso rilevante negli scambi commerciali dell'area asiatica: il prodotto cinese rappresenta oltre il 45% di quello della regione (13% a livello mondiale); le sue importazioni (14% delle esportazioni dei Paesi emergenti della regione) agevolano lo sviluppo delle altre economie asiatiche; la crescente interdipendenza tra le economie dell'area agevola anche il flusso opposto: le esportazioni cinesi sono arrivate a costituire circa il 16% delle importazioni degli altri Paesi dell'area. La penetrazione dei prodotti cinesi coinvolge anche il mercato statunitense nel quale la Cina è il secondo esportatore, dopo il Canada.

1.1.2 Le caratteristiche del 2004

Le previsioni del FMI pubblicate ad aprile 2004 (tabella 1.1.2) indicano, in presenza di prezzi del petrolio prossimi ai 30 dollari al barile, un tasso di sviluppo del commercio mondiale del 6,8% e una crescita del Pil del 4,6%.

La ripresa d'eccezionale entità evidenzia anche una disomogeneità nella crescita meno marcata rispetto al passato.

L'economia cinese e quella statunitense continuano a svolgere una funzione di traino, ma l'espansione coinvolge contemporaneamente tutte le principali aree del globo.

In media annua si prevede per gli USA una crescita del Pil del 4,6%, con un'accelerazione della crescita che trae vantaggio dagli orientamenti espansivi di politica economica.

I problemi strutturali dell'economia giapponese sembrano ormai in via di superamento. Le previsioni del FMI stimano, infatti, una crescita del Pil pari a circa il 3,4%.

La crescita economica nell'area asiatica si mantiene a livelli prossimi al 7%: in particolare, si stima una crescita dell'8,5% e del 6,8% per Cina e India, rispettivamente. Anche in America Latina, grazie alla ripresa dell'attività produttiva in Brasile e Messico, il Pil potrebbe tornare a crescere a livelli elevati prossimi al 4%.

Nell'area dell'euro si prevede una crescita del Pil pari all'1,7%, più elevata della crescita registrata nel 2003 ma frenata dal ristagno della produzione industriale e dall'apprezzamento dell'euro.

I dati relativi ai primi mesi dell'anno confermano le previsioni per quanto riguarda gli Stati Uniti dove continua la crescita di consumi, occupazione e investimenti. Nello stesso periodo si sono manifestate le prime tensioni al rialzo dei prezzi che segnalerebbero il progressivo esaurimento della capacità produttiva inutilizzata. Ad esse si associa una componente d'inflazione importata dipendente dal prezzo del petrolio e dal deprezzamento del dollaro. Le aspettative di ripresa dell'inflazione inducono a prevedere un prossimo innalzamento dei tassi d'interesse.

La crescita è stata superiore alle previsioni nell'area dell'euro (2,4% nel primo trimestre), in Giappone (5,6%) e in Cina (9,7%). Le autorità cinesi, che temono un eccesso di capacità produttiva in alcuni settori, hanno adottato provvedimenti per contenere il ritmo d'espansione degli investimenti.

1.1.3 Le prospettive future

La crescita del prodotto mondiale e l'espansione del commercio internazionale prevista per il biennio 2003-2004, si caratterizza per tassi di crescita ancor più elevati di quelli fatti registrare durante la lunga fase d'espansione degli anni novanta. L'espansione fiscale degli Stati Uniti ha sorretto la ripresa economica internazionale senza evidenti effetti avversi sui tassi d'interesse a lungo termine. Molti elementi di criticità inducono a ritenere che tale situazione non possa durare a lungo. Il finanziamento del deficit statunitense alla lunga sottrarrà risorse agli investimenti privati negli Stati Uniti, ma, soprattutto all'estero (il 25% circa del debito pubblico americano è coperto dal settore estero). Il disequilibrio nel mercato dei capitali privati porterà ad un rialzo dei tassi a lungo termine per attirare il risparmio necessario al finanziamento degli investimenti privati.

Anche le autorità monetarie potrebbero essere costrette ad abbandonare l'orientamento espansivo corrente e ad alzare i tassi di riferimento. La svalutazione del dollaro e la crescita della domanda pubblica hanno, infatti, evidenziato le prime pressioni al rialzo dei prezzi negli Stati Uniti. Il timore di nuovi shock esterni sui costi procurati dal rincaro dei prodotti energetici e delle altre materie prime generano aspettative di rialzo dei tassi da parte delle autorità monetarie. Tutto ciò potrebbe frenare la ripresa con un effetto amplificato nelle economie dove il tasso d'indebitamento di famiglie e imprese risulta elevato (Regno Unito, Australia, Stati Uniti, Irlanda, Nuova Zelanda e i Paesi asiatici di nuova industrializzazione).

La dimensione attuale dei deficit di bilancio degli Stati Uniti e di quello delle partite correnti potrebbe essere sostenuta con ulteriori svalutazioni del dollaro. Il deprezzamento del dollaro consentirebbe un recupero di competitività dei prodotti americani e la svalutazione dei crediti denominati in dollari degli investitori esteri. Il riequilibrio dei conti con l'estero sarebbe bilanciato dalla pressione inflazionistica procurata dalla crescita della componente estera della domanda e dal peggioramento delle ragioni di scambio per le importazioni. Anche il proseguimento del processo di deprezzamento del dollaro potrebbe quindi implicare la necessità di innalzare i tassi.

Il doppio squilibrio nei conti degli Stati Uniti è sostenibile, nella situazione attuale, solamente grazie alla capacità d'accumulo di riserve monetarie in dollari e di *Treasury Bonds* da parte dei Paesi asiatici. Se dovesse esaurirsi la capacità d'assorbimento del debito americano da parte dei Paesi asiatici, l'aggiustamento degli squilibri potrebbe seguire due strade differenti:

1) una progressiva restrizione della politica fiscale americana. In tale situazione l'economia USA non godrebbe più della domanda indotta dalle spese federali e dagli sgravi fiscali e verosimilmente dovrebbe rallentare; la riduzione dello squilibrio favorirebbe un apprezzamento del dollaro e una crescita di competitività degli altri Paesi industrializzati.

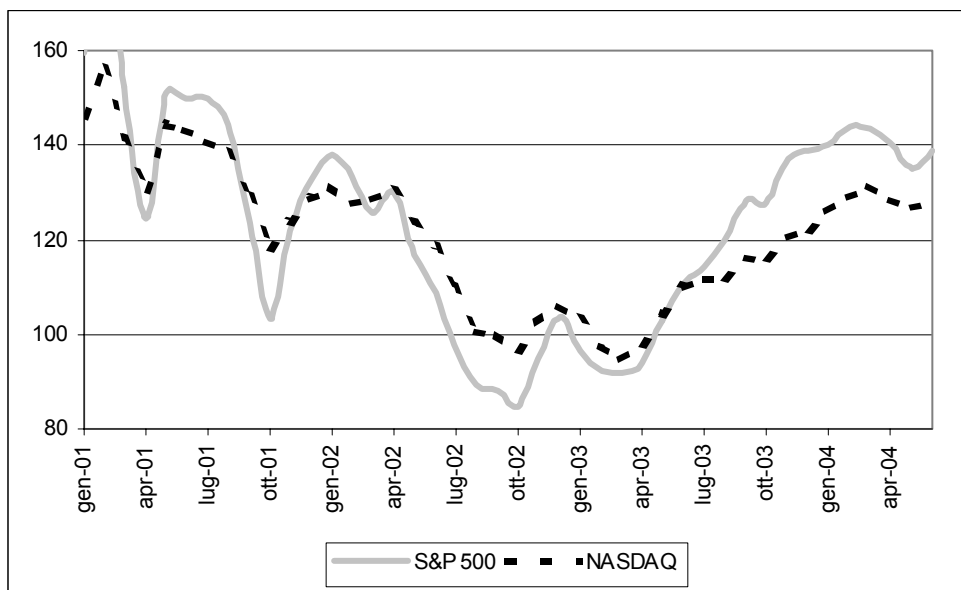
2) ulteriori svalutazioni del dollaro; in questo caso la competitività dei *partner* commerciali sarebbe ulteriormente ridotta, la salita dei tassi di riferimento e le oscillazioni dei cambi porterebbero ad un innalzamento dei premi di rischio nei mercati finanziari con rilevanti effetti recessivi sull'economia internazionale.

L'amministrazione americana dichiara di perseguire una progressiva correzione dei conti pubblici. In questa direzione si muove il programma, presentato nel febbraio 2004, con cui l'Amministrazione s'impegna a ridurre lo squilibrio del saldo del bilancio federale all'1,6% del prodotto nel 2009. La correzione discenderebbe soprattutto da una severa azione di contenimento della crescita delle spese discrezionali, incluse quelle per la difesa.

Tali misure potrebbero comportare il contenimento della dinamica della domanda interna degli Stati Uniti in un quadro di sostanziale stabilità dei mercati dei cambi e di quelli finanziari.

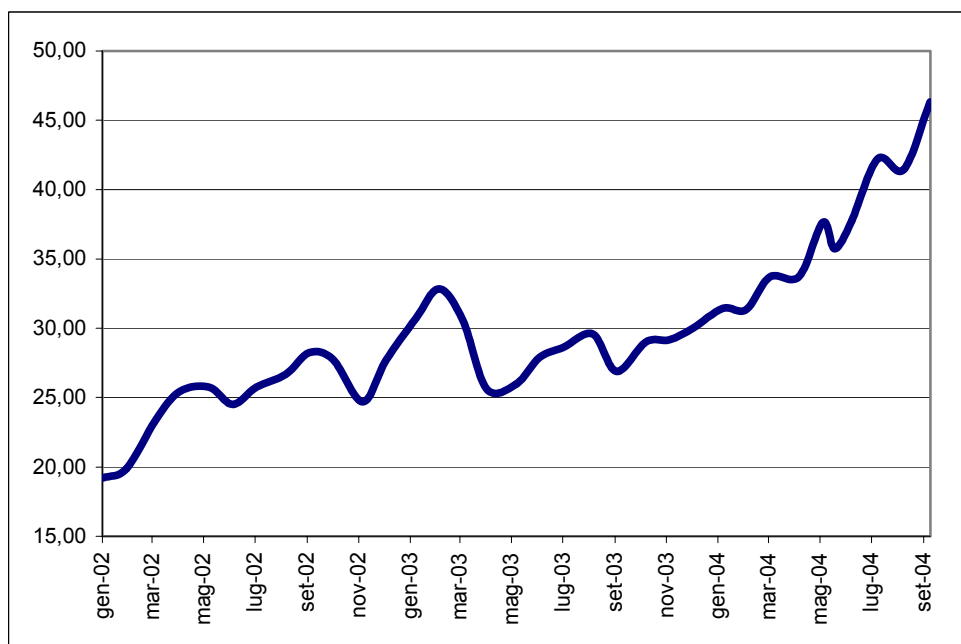
In tale contesto l'instabilità geopolitica si configura come un rischio importante ma difficile da quantificare, mentre la rigidità dell'offerta di prodotti energetici, nel breve periodo, potrebbe determinare tensioni inflazionistiche innescate dalla componente esogena dei costi di produzione.

Figura 1.1.1 - Indice *Standard & Poor's 500* e *NASDAQ Composite* (giugno 1997=100)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Nasdaq

Figura 1.1.2 - Prezzo del petrolio* (US\$/barile)



* Media tra Dubai, Brent e WTI.

Fonte: elaborazione ENEA su dati DOE e IEA

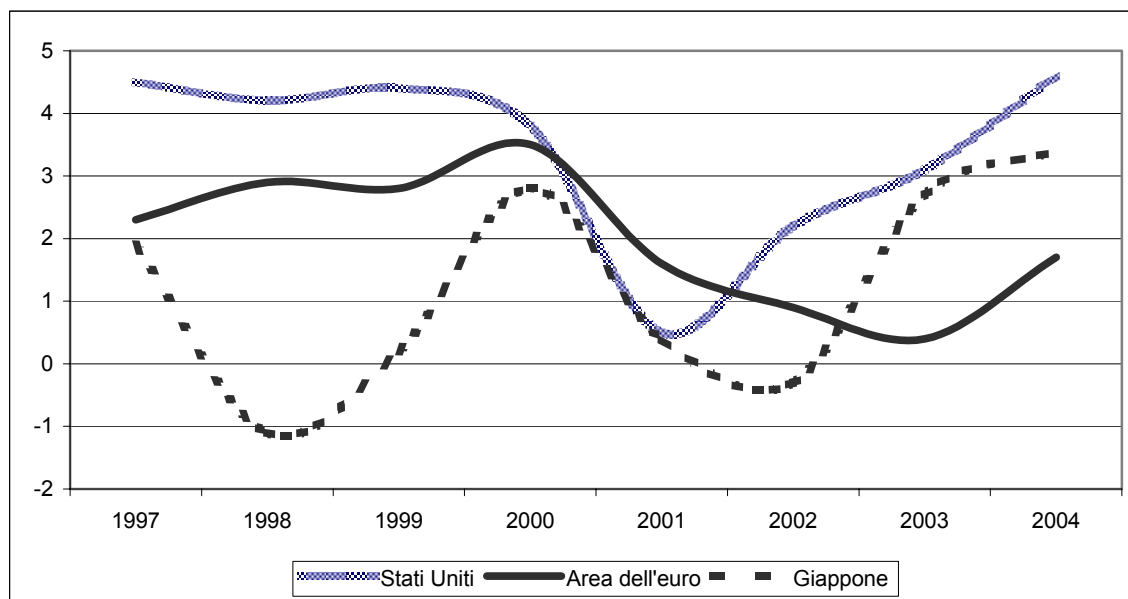
Tabella 1.1.1 - Pil e interscambio con l'estero. Variazione media annua. Anni 2002-2003 (%)

	2002			2003		
	Pil	Importazioni	Esportazioni	Pil	Importazioni	Esportazioni
Economie avanzate	1,7	2,3	1,9	3,5	3,5	2,7
USA	2,2	3,3	-2,4	3,1	3,0	2,0
Area euro	0,9	-0,1	1,2	0,4	1,7	-
Giappone	-0,3	2,0	7,9	2,7	4,9	10,0
Economie asiatiche di nuova industrializzazione	5,1	7,9	9,5	3,0	8,9	12,1
Paesi in via di sviluppo	4,6	6,4	6,4	6,1	10,6	10,6
Africa	3,5	6,1	0,8	4,1	7,0	8,8
Asia	6,4	12,1	11,5	7,8	16,2	14,7
Medio Oriente	4,2	9,2	3,3	5,4	2,8	7,1
America latina	-0,1	-7,6	-0,7	1,7	0,8	3,0
Europa centrale ed orientale	4,4	8,8	8,4	4,5	13,9	13,8
Ex Unione Sovietica	5,1	9,8	6,9	7,6	12,0	9,8
Mondo	3,0	*3,1		3,9	*4,5	

*Volume del commercio mondiale

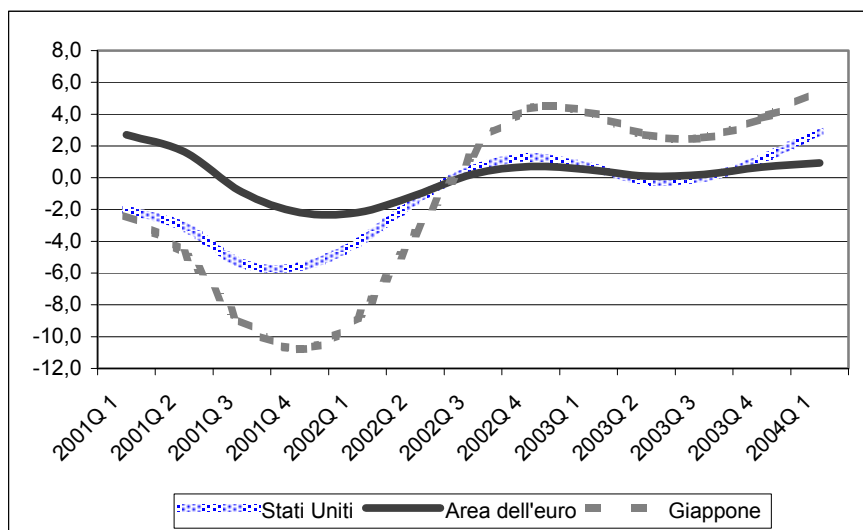
Fonte: elaborazione ENEA su dati FMI

Figura 1.1.3 - Pil reale. Variazioni tendenziali (%)



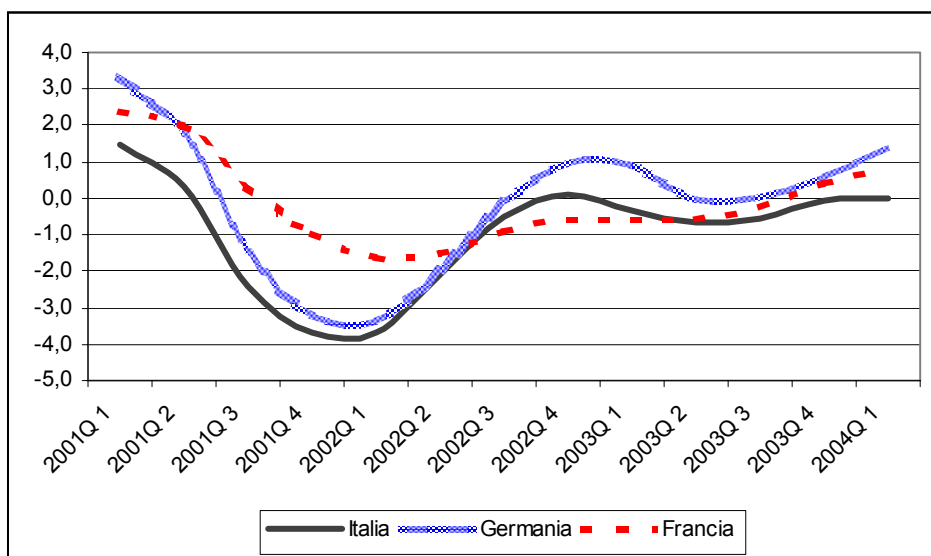
Fonte: elaborazione ENEA su dati FMI

Figura 1.1.4 - Produzione industriale. Variazioni tendenziali annue*. Anni 2001-2003 (%)



*Variazione rispetto al trimestre corrispondente dell'anno precedente. Media mobile a tre termini
 Fonte: elaborazione ENEA su dati EUROSTAT, Bank of Japan, Confindustria

Figura 1.1.5 - Produzione industriale. Variazioni tendenziali annue*. Anni 2001-2003 (%)



*Variazione rispetto al trimestre corrispondente dell'anno precedente. Media mobile a tre termini.
 Fonte: elaborazione ENEA su dati EUROSTAT, ISTAT, Confindustria

Tabella 1.1.2 - Pil e interscambio con l'estero. Variazione media annua. Anno 2004** (%)

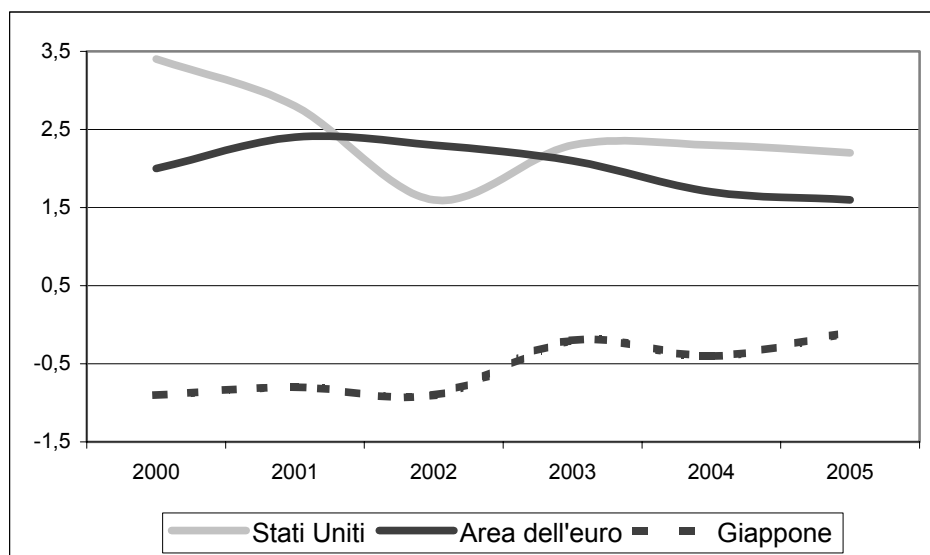
	2004		
	Pil	Importazioni	Esportazioni
Economie avanzate	3,5	5,7	6,3
USA	4,6	5,6	8,6
Area euro	1,7	4,9	4,4
Giappone	3,4	5,8	10,2
Economie asiatiche di nuova industrializzazione	5,3	9,4	10,8
Paesi in via di sviluppo	6,0	10,2	8,1
Africa	4,2	7,3	4,5
Asia	7,4	15,2	13,6
Medio Oriente	4,1	2,7	0,8
America latina	3,9	6,8	4,2
Ex Unione Sovietica	6,0	7,2	5,5
Mondo	4,6	*6,8	

*Volume del commercio mondiale

**Proiezioni

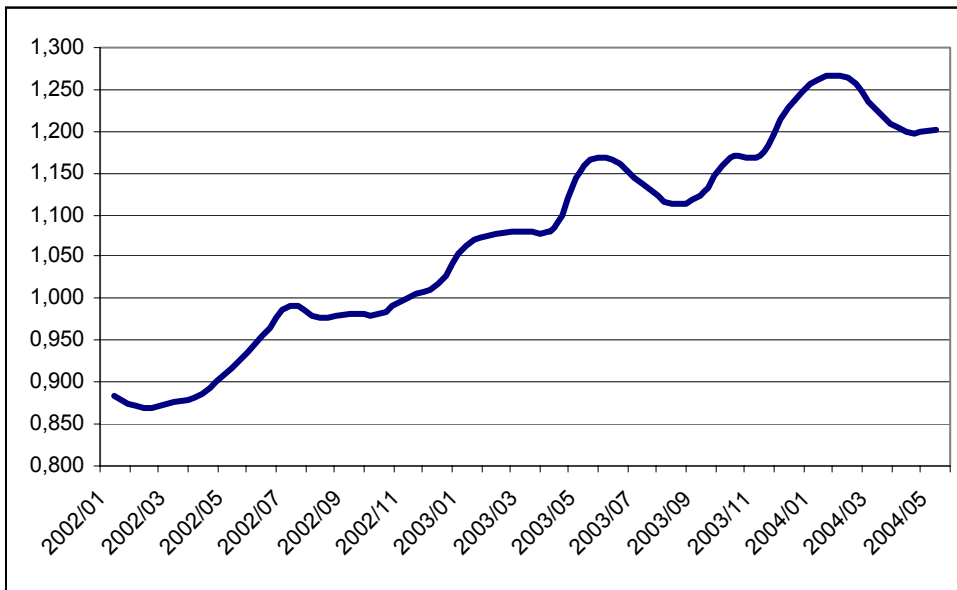
Fonte: elaborazione ENEA su dati FMI

Figura 1.1.6 - Inflazione (%)



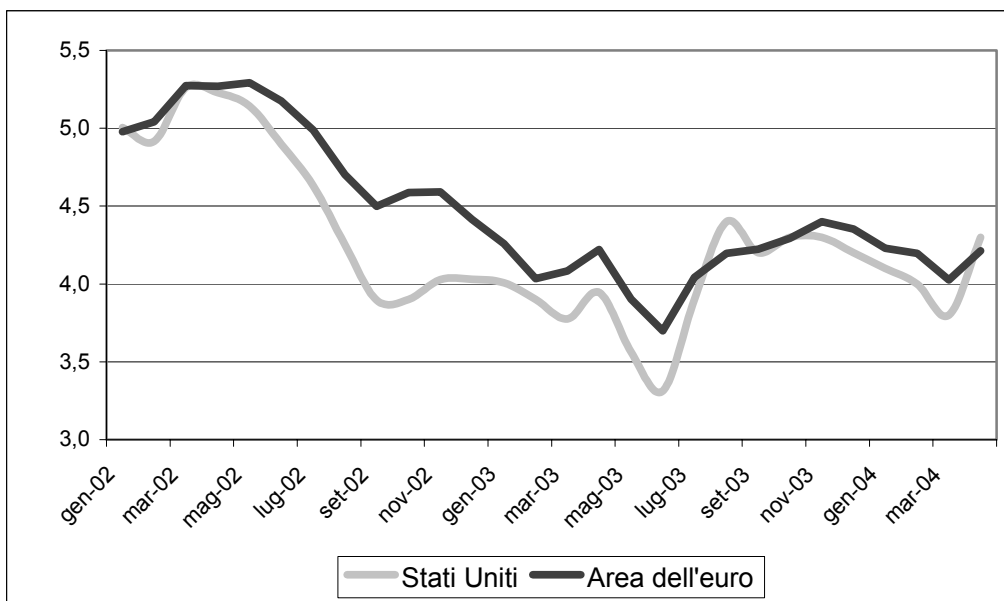
Fonte: elaborazione ENEA su dati IMF World Economic Outlook 2004

Figura 1.1.7 - Cambio dollaro-euro. Anni 2002-2004



Fonte: UIC

Figura 1.1.8 - Tassi d'interesse decennali. Anni 2002-2004 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Banca d'Italia

1.2 L'ITALIA

1.2.1 L'economia italiana nel 2003

In Italia nel 2003 si è protratta la fase di rallentamento dell'economia iniziata nel secondo trimestre del 2001. Il Pil è aumentato dello 0,3% (0,4% nel 2002) grazie soprattutto al contributo della domanda finale interna. Il contributo della componente estera è stato nel complesso negativo: alla notevole riduzione delle esportazioni, più marcata che nel resto dell'area dell'euro, si è accompagnata una diminuzione modesta delle importazioni.

Come nel 2002, il valore aggiunto è cresciuto nel settore delle costruzioni e nei servizi. Nell'industria manifatturiera il valore aggiunto è sostanzialmente ristagnato, mentre l'indice della produzione industriale è risultato in calo per il terzo anno consecutivo.

Il calo del valore aggiunto in agricoltura evidenzia una progressiva perdita d'importanza del settore: la frazione di Pil coperta dal settore è passata dal 5% del 1970 al 2,5% del 2003.

La ripresa dei consumi (1,3% nel 2003, da 0,5% nel 2002) si è affievolita nel corso dell'anno; il rallentamento della dinamica occupazionale e la sostanziale stagnazione dei redditi unitari hanno indotto una modesta crescita del reddito disponibile delle famiglie. L'evoluzione dei consumi risente soprattutto del peggioramento del clima di fiducia dei consumatori misurato dall'indice ISAE; il declino della fiducia delle famiglie evidenzia un diffuso timore di graduale impoverimento sul quale hanno influito le vicende legate alla crisi di alcuni grandi gruppi industriali e le aspettative sulla riforma del sistema previdenziale.

Gli investimenti fissi sono diminuiti nel corso dell'anno del 2,1% in termini reali, nonostante le favorevoli condizioni di finanziamento. Il calo ha interessato i settori delle macchine, delle attrezzature e dei mezzi di trasporto. Sulla prolungata fase di ristagno degli investimenti, ha influito la debolezza della domanda interna e la diminuzione di quella estera. Gli elevati margini di capacità produttiva inutilizzata (nel 2003 il grado d'utilizzo degli impianti è ulteriormente sceso, portandosi al livello minimo dal 1997) hanno aggravato l'incertezza degli imprenditori circa le prospettive dell'economia.

Gli investimenti in costruzioni sono ancora cresciuti (1,8%), soprattutto grazie all'edilizia residenziale sospinta dal basso costo dei mutui e dall'ascesa delle quotazioni immobiliari.

La componente estera della domanda ha complessivamente frenato l'espansione del Pil per una frazione pari allo 0,9%. Ad una lieve diminuzione delle importazioni si è associata una forte contrazione delle esportazioni (-3,9%) soprattutto nei settori di tradizionale specializzazione del paese quali l'abbigliamento e l'arredamento. Nel 2003 è quindi proseguita la perdita di quote di mercato dei prodotti italiani imputabile alla stagnazione dei tradizionali mercati di sbocco, alla perdita di competitività di prezzo e ai limiti strutturali del modello di specializzazione produttiva del paese. La marcata contrazione del volume delle esportazioni ha determinato il dimezzamento dell'avanzo commerciale rispetto al 2002². Tale risultato, sommato all'effetto dell'ampliamento dei disavanzi nei redditi e nei trasferimenti correnti, ha comportato un forte peggioramento del disavanzo della bilancia dei pagamenti di parte corrente.

² Il deficit commerciale nel comparto del petrolio e del gas naturale, cresciuto in valore di circa 1,6 miliardi di euro nei primi undici mesi del 2003, ha risentito dell'aumento dei valori medi unitari all'importazione e di un incremento delle quantità importate.

Ai valori medi unitari, che reagiscono con ritardo alle variazioni dei corsi petroliferi, non si è ancora pienamente trasmessa la flessione dei prezzi espressi in euro (-2,0 per cento nello stesso periodo). L'aumento delle quantità importate è riconducibile all'innalzamento dei consumi di elettricità, indotto dalle elevate temperature registrate durante i mesi estivi.

In presenza di una fase di stagnazione della congiuntura economica, la crescita dell'occupazione ha fatto registrare un rallentamento all'1% dall'1,5% dell'anno precedente. La crescita ha riguardato soprattutto gli occupati a termine: la rimodulazione degli incentivi per le assunzioni a tempo indeterminato sembra aver penalizzato tale tipologia d'assunzione.

Nel 2003 l'inflazione³ in Italia si è collocata al 2,8% (dal 2,6% nel 2002). Sull'aumento dell'inflazione ha inciso la crescita dei prezzi delle voci regolamentate, connesse soprattutto con il rialzo delle imposte indirette e con il rincaro delle tariffe energetiche. Anche l'aumento del costo del lavoro per unità di prodotto che, a causa della scarsa crescita della produttività, è più intenso in Italia che nella media dell'area dell'euro, ha inciso sulla dinamica dei prezzi al consumo. Il differenziale d'inflazione nei confronti della media dei Paesi dell'area dell'euro si è ampliato dallo 0,3% del 2002 allo 0,7% del 2003. Il divario è rimasto sostanzialmente stabile nei confronti della Francia dove la dinamica dei prezzi ha avuto un andamento simile a quello italiano. In modo particolare si è ampliato il divario con la Germania: il tasso d'inflazione tedesco è passato dall'1,3% del 2002 all'1% dell'anno in corso.

Nel 2003 in Germania, Francia, Spagna e Italia, le quattro maggiori economie dell'area dell'euro, la stagnazione della produttività e gli incrementi del costo del lavoro pro capite hanno contribuito all'accelerazione del costo del lavoro per unità di prodotto (figura 1.2.4). L'aumento del CLUP è stato più marcato nei servizi rispetto all'industria, a causa della flessione della produttività nel settore terziario.

In Italia l'aumento del CLUP è stato pari al 4,2%, superiore a quello dei principali partner europei e di un punto percentuale più elevato rispetto all'anno precedente. Sul dato italiano ha influito principalmente il calo della produttività che, nel corso dell'anno, ha coinvolto sia il settore dei servizi sia l'industria e che non ha invece interessato gli altri *partner*. L'andamento della produttività, in calo anche l'anno precedente, sembra influenzato dal ritardo nell'adozione di tecnologie innovative e da problemi legati alla struttura dimensionale delle imprese.

Anche l'aumento del costo del lavoro per unità di lavoro (che comprende gli oneri sociali a carico dei datori di lavoro) non appare in linea con le *performance* degli altri Paesi europei. Esso è aumentato nel 2003 del 3,8%. Poiché l'aumento delle retribuzioni contrattuali è stato contenuto e inferiore al tasso d'inflazione, sul costo del lavoro hanno influito diversi fattori contingenti:

- la corresponsione di varie una tantum a copertura di periodi di vacanza contrattuale per i numerosi contratti scaduti e non rinnovati nel corso dell'anno;
- il versamento degli oneri contributivi previsti nella recente procedura di regolarizzazione dei lavoratori immigrati.

I numerosi contratti siglati nella seconda parte dell'anno evidenziano la tendenza a fissare aumenti retributivi in linea con i tassi d'inflazione attesi più che con quelli ufficialmente programmati, oltre a prevedere il sostanziale recupero dello scarto tra inflazione effettiva e programmata.

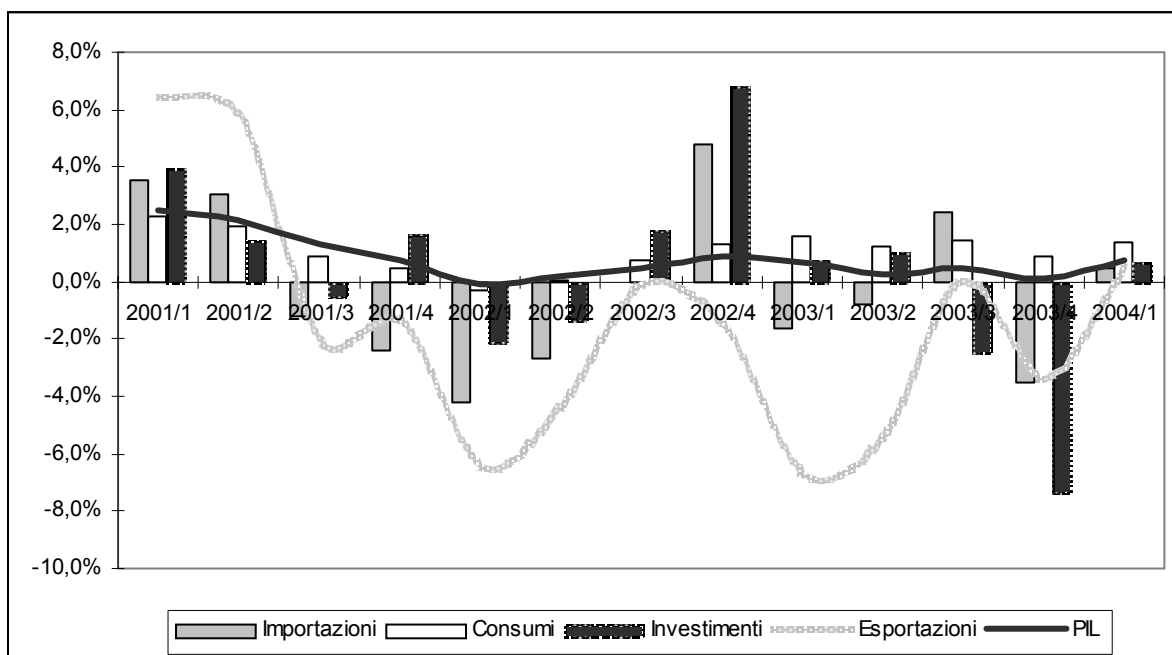
Tabella 1.2.1 - Conto delle risorse e degli impieghi. Variazione annua. Anni 2001-2003 (%)*

	Prodotto interno lordo	Importazioni di beni e servizi fob	Consumi finali nazionali	Investimenti fissi lordi	Variatz. scorte	Esportazioni di beni e servizi fob
2001	1,7	0,7	1,4	1,6	-373,7	2,2
2002	0,4	-0,6	0,5	1,3	-392,7	-3,2
2003	0,4	-0,9	1,3	-2,1	174,1	-3,9

*Dati originali destagionalizzati e corretti per il diverso numero di giornate lavorative. Valori a prezzi costanti
Fonte: elaborazione ENEA su dati ISTAT

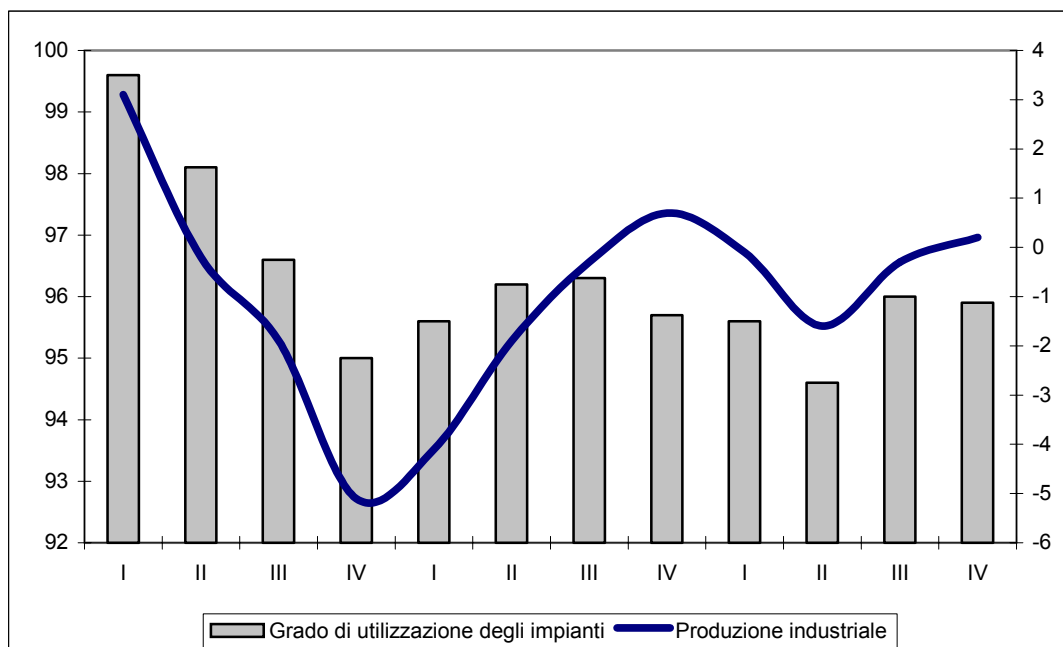
³ Misurata dalle variazioni dell'indice armonizzato dei prezzi al consumo.

Figura 1.2.1 - Conto delle risorse e degli impieghi. Variazioni sul trimestre corrispondente. Anni 2001-2003 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ISTAT

Figura 1.2.2 - Grado di utilizzazione degli impianti* e variazione della produzione industriale rispetto al trimestre corrispondente**. Anni 2001-2003

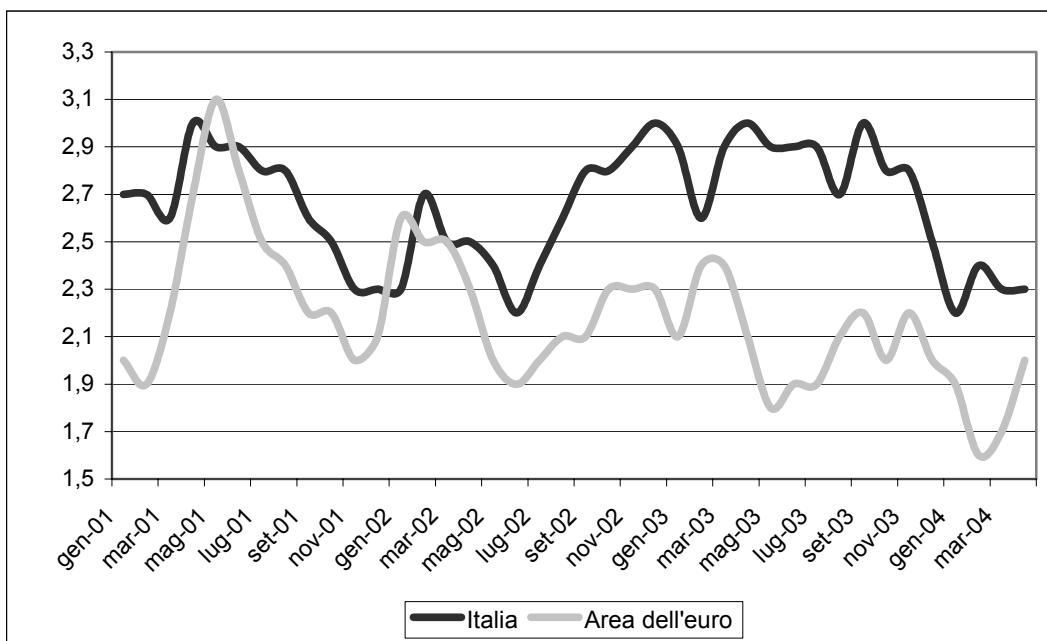


* (%) - scala sin.

** (%) - scala ds.

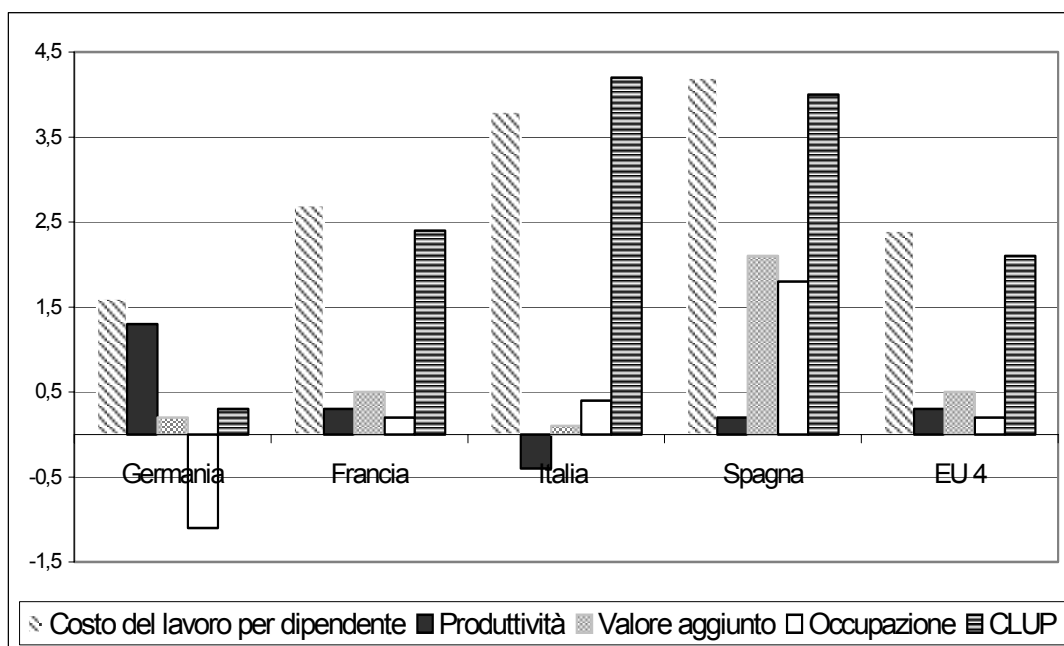
Fonte: elaborazione ENEA su dati ISTAT

Figura 1.2.3 - Indice armonizzato dei prezzi al consumo. Variazioni sul mese corrispondente. Anni 2001-2003 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati EUROSTAT

Figura 1.2.4 - Variazione del costo del lavoro per unità di prodotto e delle sue principali componenti. Anno 2003 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Banca d'Italia

1.2.2 La competitività

La quota italiana sulle esportazioni mondiali, in calo dagli inizi degli anni Ottanta, ha mostrato un'inversione di tendenza all'inizio degli anni Novanta in coincidenza con le due forti svalutazioni della lira. Dal 1995 l'andamento negativo è ripreso a ritmi preoccupanti (figura 1.2.5).

Nel 2003 il volume delle esportazioni di beni e servizi ha continuato a ridursi (-3,9%). Il risultato negativo è stato più accentuato per i beni, meno per i servizi.

Il volume delle esportazioni italiane di beni, si è ulteriormente ridotto nonostante l'accelerazione della crescita del commercio internazionale. La quota del mercato mondiale coperta dalle esportazioni italiane, misurata a prezzi costanti, si è quindi ridotta al 3% dal 4,5% nel 1995.

Negli altri tre maggiori Paesi dell'area dell'euro l'andamento delle esportazioni di beni è stato più favorevole: quelle della Germania e della Spagna sono cresciute, quelle della Francia sono lievemente calate. Nel 2003, le quote dei tre Paesi sul mercato mondiale fanno registrare uno scarto rispetto al 1995 minore di quello dell'Italia.

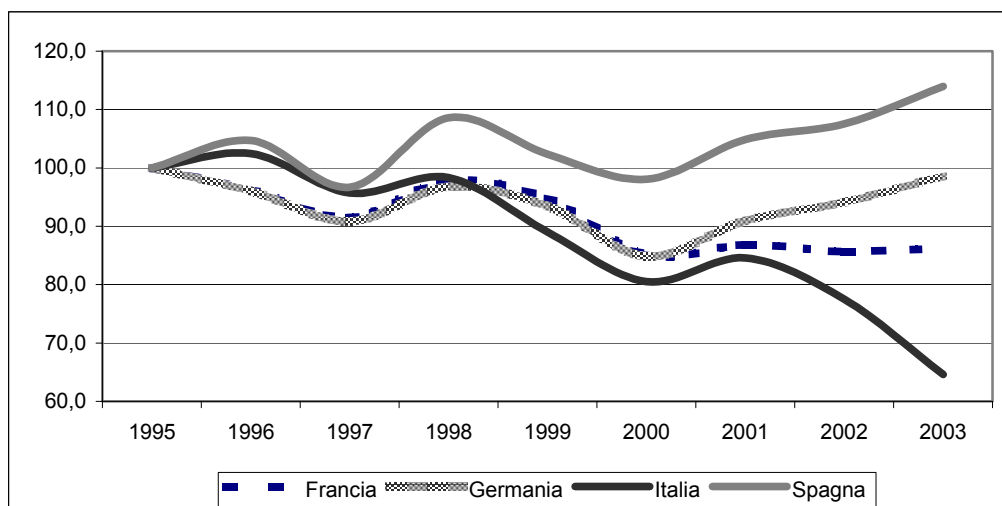
La differente competitività dei prodotti è imputabile al diverso andamento della produttività nei Paesi analizzati. L'impatto negativo della perdita di competitività di prezzo è stato plausibilmente aggravato dalla scarsa partecipazione dei produttori italiani all'offerta di beni a più elevato contenuto tecnologico, verso cui s'indirizza una quota crescente della domanda internazionale.

La perdita di competitività ha interessato tutti i comparti produttivi, influenzando l'andamento della produzione industriale e la crescita dell'economia, inferiore, negli ultimi sei anni, alla crescita media degli altri Paesi dell'area euro.

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 d'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 d'offerta, necessariamente legati ai costi di produzione.

Dal 2000 le esportazioni italiane verso i 15 Paesi dell'UE sono diminuite in misura maggiore rispetto a quelle verso il resto del mondo. La riduzione delle esportazioni è particolarmente intensa verso la Germania, paese in cui la riduzione delle vendite italiane si è concentrata nei settori di specializzazione a maggiore intensità di lavoro (tessile e abbigliamento, cuoio e calzature, arredamento e materiali da costruzione), particolarmente esposti alla concorrenza di Paesi con un più basso costo del lavoro.

Figura 1.2.5 - Quote delle esportazioni dei principali Paesi dell'area euro sul totale del commercio mondiale (esportazioni di beni e servizi a prezzi costanti; indici 1995=100)



Fonte: elaborazione ENEA su dati WTO, Banca d'Italia

In secondo luogo, il limitato sviluppo della produttività penalizza fortemente i settori esposti alla concorrenza internazionale e vincola le dinamiche salariali interne. L'andamento della produttività può essere ricondotto a due fattori fondamentali:

- la ritardata e insufficiente introduzione di tecnologie informatiche, a sua volta determinata dalla mancanza di stimolo all'innovazione concessa dalla moderata crescita dei salari e, prima ancora, dalla possibilità di praticare svalutazioni competitive;
- la frammentazione del tessuto produttivo, caratterizzato da un'incidenza delle piccole imprese nettamente più alta che nelle altre economie industrializzate. Il Servizio Studi della Banca d'Italia⁴ ha, infatti, rilevato, nei settori a più alto contenuto tecnologico dei principali Paesi europei, una stretta dipendenza dello sviluppo della produttività dalla dimensione d'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 si accompagna ad una spesa per investimenti nel lungo periodo superiore alla media dell'Unione Europea e mirata essenzialmente alla sostituzione del fattore lavoro. Pur in presenza di tale sforzo, la dinamica della produttività rimane stagnante, il grado d'utilizzazione degli impianti risulta inferiore a quello degli altri partner europei, la spesa per investimenti incide in proporzione crescente sulla bilancia dei pagamenti. In tale contesto si aprono spazi per un intervento del settore pubblico volto ad agevolare un'allocatione più efficiente del risparmio nazionale e a svolgere un'attività d'indirizzo e impulso all'innovazione.

1.2.3 Gli sviluppi più recenti

Le previsioni del FMI contenute nell'Economic Outlook dell'aprile 2004 evidenziano un andamento dell'economia italiana meno dinamico di quello degli altri Paesi dell'area dell'euro. Si prevede che il Pil possa crescere ad un tasso dell'1,2% nel 2004 e del 2,0% nel 2005. L'area dell'euro dovrebbe crescere dell'1,7% nel 2004 e del 2,3% l'anno seguente.

In Italia, tutte le componenti della domanda interna dovrebbero far registrare una moderata crescita superiore a quella prevista nei Paesi dell'area nel 2004 ma inferiore nel 2005.

La componente estera potrebbe subire contrazioni più pronunciate rispetto agli altri Paesi dell'area euro.

Secondo l'ISTAT, nel primo semestre del 2004 il Pil è cresciuto in termini reali dell'1% rispetto al primo semestre del 2003. Il risultato congiunturale del Pil è la sintesi di un aumento del valore aggiunto dell'agricoltura e dei servizi e di una sostanziale stazionarietà di quello dell'industria.

L'andamento del Pil nel primo semestre conferma le previsioni formulate dall'OCSE nell'Economic Outlook del maggio 2004, nel quale si prevede una crescita dello 0,9% nel 2004 per salire all'1,9% nel 2005. La media della zona euro dovrebbe attestarsi all'1,6% quest'anno per poi crescere nel 2005 al 2,4%.

La crescita in Italia è frenata, secondo l'OCSE, dalle attuali incertezze relative alla *corporate governance*; tali incertezze potrebbero inasprire i premi di rischio per i *corporate bond*, per poi sfociare in una stretta del credito, frenando così l'atteso rialzo degli investimenti.

⁴ Banca d'Italia, Relazione Annuale sul 2002, Considerazioni Finali del Governatore. Roma, 31 maggio 2003.

Tabella 1.2.2 - Italia. Previsioni di crescita del Pil. Anni 2004-2008. Variazioni percentuali annue

	2004	2005	2006	2007	2008
OCSE	0,9	1,9	-	-	-
FMI	1,2	2,0	-	-	-
DPEF 05-08*	1,2	1,9	2,0	2,1	2,1
DPEF 05-08**	-	2,1	2,2	2,3	2,3

*scenario tendenziale; ** scenario programmatico.

Fonte: Ministero Economia e Finanze, OCSE, FMI

Inoltre, la diminuzione del risparmio pubblico e le prospettive di un aumento del debito pubblico potrebbe indurre a una maggiore precauzione nei risparmi privati, rallentando quindi la ripresa dei consumi.

Il Documento di Programmazione Economica e Finanziaria 2005-2008 (DPEF), presentato dal Governo il 29 luglio 2004, prevede un sentiero di crescita tendenziale, in assenza di provvedimenti strutturali, in linea con quello tracciato dal FMI.

Lo scenario tendenziale del DPEF 2005-2008 prevede una crescita del Pil pari all'1,2% nel 2004, all'1,9% nel 2005 e superiore al 2% per gli anni successivi. La ripresa degli investimenti e dei consumi delle famiglie dovrebbe sostenere la domanda finale, mentre il contributo delle esportazioni nette risulterebbe negativo per lo 0,1% - 0,2%.

In assenza di manovre correttive, il limite del 3% del rapporto deficit/Pil richiesto dal Patto di Stabilità europeo, sarebbe largamente superato: 2,9% nel 2004 (tenendo conto dell'effetto sul bilancio pubblico di misure correttive ancora da adottare) e superiore al 4% nel periodo 2005-2008. Lo scenario programmatico del governo, da perseguire attraverso una manovra di bilancio nel 2005 di circa 24 miliardi di euro, consentirebbe il contenimento del rapporto deficit/Pil al di sotto del 2,7% nel 2005, dell'1,9% nel 2006, dell'1,7% nel 2007 e dell'1,1% nel 2008. La crescita del Pil, rispetto ad un profilo tendenziale dell'ordine del 2%, raggiungerebbe il 2,3% nel 2007-08.

Il quadro delineato nello scenario programmatico prevede l'espansione degli investimenti e dei consumi delle famiglie: tale espansione è subordinata all'attuazione e alla reale efficacia delle riforme economiche e fiscali programmate dal governo. Il settore estero continuerà a sottrarre qualche decimo di punto allo sviluppo del reddito, mentre il contributo della spesa pubblica alla domanda finale, dovrebbe ridursi drasticamente.

1.3 DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA

1.3.1 Il quadro internazionale

1.3.1.1 Uno sguardo di sintesi

Il quadro energetico internazionale nel 2003, pur riflettendo il migliorare della congiuntura economica a livello mondiale, resta segnata dal riemergere di problematiche legate alla sicurezza energetica a vari livelli:

- da un lato eventi geopolitici come lo scoppio della guerra in Iraq ed il perdurare di una situazione di grave instabilità nell'area mediorientale (nonché in altre aree di produzione) che ha condizionato l'evoluzione dei prezzi del petrolio;
- dall'altro sviluppi del tutto impreveduti nell'ambito di Paesi industrializzati come il verificarsi di *black-out* di vaste proporzioni nelle reti di distribuzione elettrica negli Stati Uniti, in Canada ed in vari Paesi europei.

Su questi temi si tornerà nel corso dell'esposizione.

Secondo le statistiche della British Petroleum (BP)⁵ i consumi mondiali di energia primaria sono cresciuti nel 2003 del 2,9%. Questo dato complessivo appiattisce dinamiche assai più differenziate fra le varie regioni del mondo (tabella 1.3.1). La crescita dei consumi appare particolarmente sostenuta in Asia e nel Pacifico (+6,3%), trainata dalla ripresa economica dell'area asiatica e soprattutto dalla crescita dell'economia Cinese, ma è robusta anche in Africa (+4,4%) e nei Paesi dell'ex-Unione Sovietica (+3%). Dal lato opposto, le aree con minor crescita risultano il Nord America (+0,2%) con una ripresa dei consumi energetici negli Stati Uniti ancora più modesta di quella registrata nell'anno precedente, e l'Europa occidentale (+1,8%). Il risultato di queste diverse velocità di crescita è che la regione Asia-Pacifico nel 2003 sorpassa l'area del Nord America in termini di quota dei consumi globali, portandosi in prima posizione, mentre le quote delle altre principali regioni rimangono pressoché immutate.

Tabella 1.3.1 - Consumi di energia primaria per area geografica (Mtep)

	2002	2003	Variazione 2003/2002 (%)	Quota 2003 (%)
Nord America	2721,0	2727,3	0,2	28,0
America centrale e meridionale	454,5	465,5	2,4	4,8
Europa occidentale*	1793,0	1824,4	1,8	18,7
Ex URSS, economie in transizione**, Turchia	1057,5	1089,0	3,0	11,2
Medio Oriente	416,8	426,8	2,4	4,4
Africa	286,9	299,6	4,4	3,1
Asia e Pacifico	2734,8	2908,4	6,3	29,9
Mondo	9464,5	9741,1	2,9	100,0
di cui: Unione Europea (15)	1471,5	1498,1	1,8	15,4
OCSE	5356,2	5397,9	0,8	55,4
Ex URSS	958,0	987,0	3,0	10,1

*Include i 10 nuovi entranti nella UE

**Bulgaria, Romania

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

⁵ BP Statistical Review of World Energy - giugno 2004 (www.bp.com/statisticalreview2004).

Nel 2003 circa il 37,3% dei consumi mondiali era rappresentato dal petrolio, il 26,5% era rappresentato dal carbone e il gas naturale copriva poco meno del 24%. Il restante 12,2% era costituito in quote uguali da energia idroelettrica e nucleare (tabella 1.3.2). In termini relativi la quota del carbone sull'offerta primaria nel 2003 continua la sua crescita, mentre la quota delle altre fonti qui considerate diminuisce. Questo è il risultato di una crescita dei consumi globali di carbone rispetto al 2002 pari al 6,9% – lo stesso tasso già registrato per il periodo 2001-2002 e un tasso più che doppio rispetto al tasso di crescita dei consumi nel loro complesso. Per contro, l'incremento dei consumi sia di gas naturale che di petrolio globalmente si aggira intorno al 2-2,1%, mentre il consumo di energia idraulica sale dello 0,4% e quello di energia nucleare diminuisce del 2%.

Anche qui la dinamica dei consumi per fonti è differente regione per regione. La crescita della domanda di carbone è del 10,3% in Asia e nel Pacifico, ma anche nei Paesi dell'ex Unione Sovietica, in Africa si aggira intorno al 5%, e nella stessa Europa occidentale arriva al 3,5%. Tale crescita appare determinata da una relativa convenienza rispetto agli altri prodotti energetici (i cui prezzi sono saliti), dallo sviluppo del settore termoelettrico in Cina e in qualche caso da rinnovate preoccupazioni per la sicurezza degli approvvigionamenti.

La crescita della domanda di gas naturale è risultata globalmente inferiore a quella dell'insieme della domanda di energia principalmente a causa di una dinamica negativa in Nord America, dovuta ad un incremento dei prezzi che hanno determinato degli aggiustamenti nei consumi a favore del carbone. La domanda di gas ha tuttavia registrato punte superiori al 8% in America latina ed in Africa, rimanendo piuttosto robusta anche in Asia e nel Pacifico, in Europa occidentale e in Medio Oriente.

La domanda globale di petrolio e dei suoi prodotti derivati, anche a seguito del rialzo dei prezzi del greggio, ha registrato una crescita appena superiore a quella del gas. Tuttavia mentre la crescita è molto sostenuta in Asia e nel Pacifico, altrove (inclusi Africa e il Nord America) essa rimane al di sotto di quella della domanda globale di energia.

Tabella 1.3.2 - Energia primaria: consumo per fonti e aree geografiche. Anno 2003 (%)

	Quote percentuali						Variazione 2003/2002 (%)					
	Petrolio	Gas naturale	Carbone	Nucleare	Idro-elettrico	Totale	Petrolio	Gas naturale	Carbone	Nucleare	Idro-elettrico	Totale
Nord America	40,1	25,2	22,5	7,4	4,9	100,0	2,1	-3,5	2,5	-1,9	-1,7	0,2
America centrale e meridionale	46,5	21,2	3,8	1,0	27,5	100,0	-1,2	8,7	1,1	6,8	4,2	2,4
Europa occidentale*	39,9	23,2	17,9	12,5	6,6	100,0	0,8	4,6	3,5	1,0	-4,7	1,8
Ex-URSS, EiT**, Turchia	19,8	50,8	19,3	5,3	4,9	100,0	1,7	3,0	6,0	3,2	-2,9	3,0
Medio Oriente	50,4	47,0	2,0		0,7	100,0	0,8	4,0	2,4	-	15,4	2,4
Africa	40,2	20,1	32,4	1,0	6,3	100,0	2,2	8,3	5,8	3,4	0,0	4,4
Asia e Pacifico	36,1	10,7	44,9	3,6	4,7	100,0	4,0	5,6	10,3	-11,0	5,1	6,3
Mondo	37,3	23,9	26,5	6,1	6,1	100,0	2,1	2,0	6,9	-2,0	0,4	2,9
di cui: UE (15)	37,3	23,9	26,5	6,1	6,1	100,0	0,5	4,3	3,7	0,6	-1,4	1,8
OCSE	42,7	24,3	14,9	13,6	4,6	100,0	1,6	0,1	2,7	-3,5	-2,2	0,8
Ex-URSS	41,2	22,9	21,4	9,4	5,2	100,0	1,6	2,2	7,3	5,6	-1,0	3,0

*Include i 10 nuovi entranti nella UE

** Economie in Transizione: Bulgaria, Romaniaa

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

Come accennato precedentemente, il **Nord America**, che copre il 28% dei consumi mondiali di energia primaria, nel 2003 ha fatto registrare un incremento di appena lo 0,2% rispetto al 2002. La crescita della domanda di energia di questa area nel 2003 è stata interamente dovuta al Canada e al Messico. La composizione della domanda per fonti vede il ruolo preponderante del petrolio nella copertura del fabbisogno energetico con una quota del 40,1%, valore superiore a quello registrato nel 2002. Il gas scende leggermente al 25,2% della domanda primaria, il carbone sale al 22,5%, l'energia nucleare e quella idroelettrica restano pressoché stazionarie al 7,4% e, rispettivamente, al 4,9%.

I consumi di energia primaria dei Paesi dell'**America centrale e meridionale** sono pari al 4,8% del totale mondiale. La composizione dei consumi per fonti evidenzia il ruolo dominante ma in leggera diminuzione svolto dal petrolio (46,5% del totale), seguito in ordine di importanza dall'energia idraulica (27,5%) grazie al contributo della produzione del Brasile. Sostanzioso è anche l'apporto del gas al soddisfacimento dei bisogni energetici dell'area (21,2%), mentre risulta marginale il ruolo svolto dal carbone (3,8%) e dall'energia nucleare (1%). Nel corso del 2003 i consumi di energia primaria sono cresciuti del 2,4% rispetto all'anno precedente, tasso che se è ancora inferiore a quello medio dell'ultimo decennio (3%) rispecchia la ripresa delle economie del continente dopo la crisi del 2002. La crescita dei consumi è stata particolarmente sostenuta in Paesi come l'Argentina, il Perù e la Colombia mentre è risultata negativa in Venezuela.

Il 18,7% della domanda mondiale nel 2003 è coperto dall'**Europa occidentale**, in cui particolare rilevanza hanno i 15 Paesi dell'Unione Europea.

La domanda di energia primaria dei Paesi dell'Europa occidentale è costituita per quasi il 40% da petrolio, la cui domanda è ancora in crescita, per quanto abbastanza lenta. Un altro 23,2% della domanda è soddisfatto da gas naturale, in rapida crescita. Il 18% circa è soddisfatto dal carbone, pure esso in crescita nel mix energetico della regione, mentre energia nucleare e idraulica rappresentano rispettivamente il 12,5 ed il 6,6% delle risorse totali impiegate. Per queste due fonti occorre osservare che se l'uso di energia nucleare è cresciuto dell'1% nel 2003, quello di energia idraulica, a causa della minore disponibilità di risorse idriche dell'anno, è diminuito del 4,7%.

Per quanto riguarda i 15 Paesi dell'**Unione Europea**, essi rappresentano il 15,4% della domanda totale mondiale di energia. La composizione per fonti mette in luce la grande importanza nella copertura del fabbisogno energetico rivestita da petrolio (42,7%), gas naturale (24,3%) e dal carbone (14,9%). La parte restante del fabbisogno è coperta per mezzo degli apporti dell'energia nucleare (13,6%) e idroelettrica (4,6%). Nel corso del 2003 i Paesi dell'Unione Europea hanno visto crescere la propria domanda di energia primaria dell'1,8% rispetto all'anno precedente a seguito della ripresa dell'economia e nonostante prezzi dell'energia in aumento. Se la crescita delle quotazioni del greggio ha effettivamente avuto l'effetto di moderare l'aumento dei consumi petroliferi (+0,5%), non ha potuto contenere più di tanto l'esplosione della domanda elettrica dovuta alle crescenti esigenze di climatizzazione in un'estate che si è rivelata insolitamente calda. La crescita della domanda elettrica, unita alla riduzione dell'output delle centrali idroelettriche, si è per lo più tradotta in un incremento della domanda di gas (+4,3%) e di carbone (+3,7%).

I Paesi dell'**ex Unione Sovietica** ed altre economie in transizione (11,2% della domanda mondiale), già in ripresa nel 2002, vedono i loro consumi di energia primaria crescere del 3% nel 2003. Le abbondanti risorse di gas naturale dell'area fanno sì che i consumi di gas naturale possano coprire il 50,8% dei consumi totali e continuare ad espandersi del 3% rispetto al 2002. Per quanto riguarda il petrolio, le cospicue disponibilità interne continuano ad alimentare soprattutto l'esportazione, mentre gli usi di tale risorsa interni alla regione, per quanto in crescita, rappresentano solo il 19,8%. Il carbone, con una quota del 19,3%, costituisce anche esso una parte considerevole e crescente del fabbisogno complessivo: l'uso di tale combustibile, infatti, è aumentato del 6% nel 2003. L'apporto della produzione elettronucleare (5,3%) rimane pressoché stabile con un tasso di crescita dell'output in linea con quello della domanda totale di energia mentre la quota dell'energia idroelettrica (4,9%), che copre il rimanente del fabbisogno, si riduce leggermente a causa della minore disponibilità di risorse idriche.

Il **Medio Oriente** contribuisce per il 4,4% al consumo mondiale di energia primaria. L'abbondanza di risorse nell'area determina una copertura del fabbisogno quasi esclusivamente con fonti fossili. Il petrolio soddisfa il 50,4% della domanda di energia primaria ma riduce lievemente il suo peso rispetto all'anno precedente, compensato in parte dal gas che aumenta al 47%. Il carbone mantiene una quota marginale del 2%, mentre la quota della produzione idroelettrica sale allo 0,7%. L'incremento dei consumi primari verificatosi nel 2003 (+2,4%) è superiore a quello registrato nel 2002 (+1,6%).

L'**Africa** rappresenta una quota dei consumi mondiali di energia primaria del 3,1%, quota invariata rispetto a quella del 2002 per quanto la crescita dei suoi consumi nel 2003 (4,4%) sia stata seconda solo alla crescita della regione asiatica e del Pacifico. La domanda è coperta per il 40,2% dal petrolio e per il 32,4% dal carbone. Di rilievo è anche il consumo di gas naturale (20,1%) e di energia idroelettrica (6,3%).

I **Paesi asiatici e quelli dell'area del Pacifico** coprono una quota dei consumi mondiali di energia primaria che nel 2003 ha ormai superato quella del Nord America. L'incremento dei consumi energetici nel 2003 è stato del 6,3% rispetto all'anno precedente. Il 70% dell'energia primaria consumata nell'area è assorbita da Cina, India e Giappone. Tuttavia, mentre la crescita dei consumi giapponesi è stata negativa, seppur leggermente, e quella dell'India è stata assai moderata (+2,2%), la crescita dei consumi cinesi ha raggiunto livelli che hanno pochi precedenti storici: il 13,8% rispetto al 2003. La domanda di energia nelle Filippine, in Thailandia e Bangladesh, pur crescendo a tassi molto elevati, non è aumentata più del 6-8%.

La fonte largamente più importante è il carbone (44,9%), utilizzato prevalentemente nella generazione elettrica, ma in molti Paesi anche nell'industria e nel settore residenziale. Il petrolio copre il 36,1% del fabbisogno complessivo, mentre una quota relativamente bassa dei consumi primari dipende dal gas naturale (10,7%). L'apporto dell'energia idroelettrica (nonostante un output in forte crescita) è rimasto quasi invariato al 4,7%, mentre l'apporto dell'energia nucleare è diminuito al 3,6% a causa di una consistente riduzione della produzione in Giappone.

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. Ciò è il risultato di anni di sviluppo economico sostenuto (soprattutto in settori manifatturieri ad alta intensità energetica) che hanno portato, oltre che a trasformazioni della struttura produttiva di alcuni Paesi dell'area, anche a modificazioni nella struttura dei consumi delle famiglie.

L'intensità energetica, ovvero l'energia necessaria all'unità di prodotto lordo (misurato in dollari a prezzi costanti del 1995), è lievemente diminuita a livello mondiale rispetto al 2002. Tuttavia le tendenze divergono a seconda delle aree economiche considerate: l'intensità energetica diminuisce in Nord America, nell'ex Unione Sovietica ed in Medio Oriente mentre aumenta in Europa occidentale, in Asia, nell'America centrale e meridionale ed in Africa (tabella 1.3.3).

In Asia i consumi energetici crescono più rapidamente del Pil (misurato a tassi di cambio di mercato) sia per l'incremento della produzione industriale che per l'aumento dei consumi del settore trasporti. La crescente penetrazione elettrica ha anche accompagnato lo sviluppo delle economie asiatiche accentuando la domanda di combustibili fossili per la generazione elettrica. Tutto ciò ha avuto come risultato un aumento dell'intensità energetica che continua dalla fine degli anni 90.

La ripresa dell'attività nell'industria e la crescita dei consumi privati sono alla base dello stesso fenomeno per l'America centrale e meridionale e (in maniera più limitata) per l'Africa. Invece per l'Europa occidentale la crescita dell'intensità energetica, a fronte di una debole crescita del Pil, dipende più dalla crescita dei consumi nel residenziale e terziario e nei trasporti che dalla ripresa dell'attività nell'industria. Per contro, la riduzione nell'intensità energetica del Nord America viene principalmente dalla ripresa economica, mentre nel caso di alcuni Paesi dell'ex-Unione Sovietica a questo fattore si aggiunge un lento ma progressivo miglioramento delle infrastrutture energetiche.

Tabella 1.3.3 - Intensità energetica per area geografica. Numeri indice 1990=100

	1995	2000	2001	2002	2003
Nord America	96,7	85,9	83,8	83,1	81,1
America centrale e meridionale	97,7	101,9	101,5	102,8	103,9
Europa occidentale*	91,4	84,4	84,1	82,5	83,2
Ex URSS, economie in transizione**, Turchia	111,5	97,7	94,7	90,9	88,7
Medio Oriente	102,4	103,0	104,2	105,6	103,4
Africa	101,7	94,9	93,0	92,7	93,6
Asia e Pacifico	95,5	79,0	79,4	83,1	84,0
Mondo	92,9	82,0	81,1	81,5	81,2

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

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

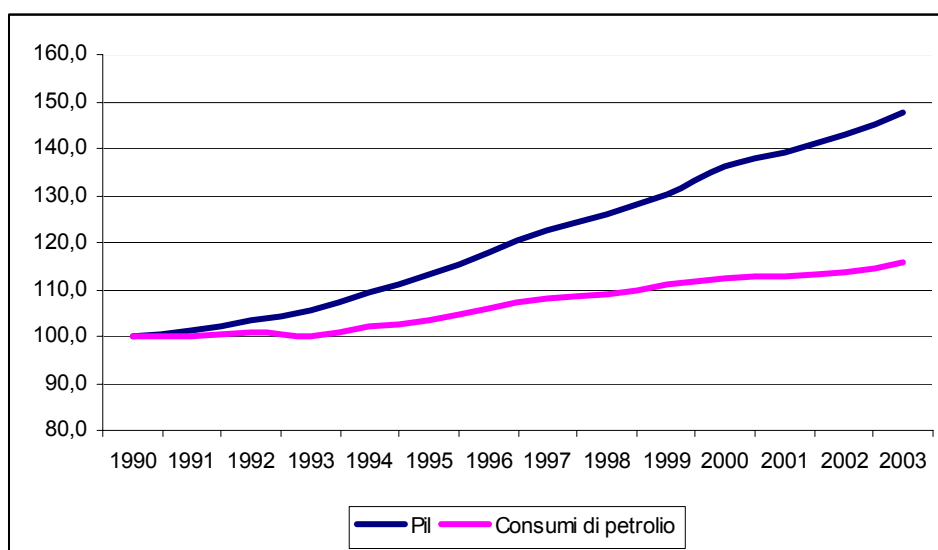
1.3.1.2 Petrolio

Nonostante una lieve diminuzione nella sua quota sui **consumi** primari di energia (passata dal 38% nel 2002 al 37,3% nel 2003) il petrolio resta la fonte energetica più utilizzata a livello mondiale. Nel 2003 la domanda mondiale di petrolio è cresciuta del 2,1% rispetto all'anno precedente. La figura 1.3.1 mostra chiaramente il processo di disaccoppiamento fra la crescita dei consumi di petrolio e la crescita del Pil mondiale, che si traduce in una progressiva riduzione dell'intensità petrolifera del Pil.

L'analisi dei consumi per aree geografiche evidenzia però andamenti piuttosto diversificati (tabella 1.3.4).

Il Nord America assorbe più del 30% della domanda mondiale; il petrolio inoltre soddisfa oltre il 40% della domanda energetica dell'area. Nel corso dell'anno si è registrato un marcato aumento dei consumi sul quale ha influito soprattutto la ripresa dell'attività economica e ciò è avvenuto nonostante l'aumento dei prezzi del petrolio.

Figura 1.3.1 - Economia mondiale: Pil e consumi di petrolio. Numeri indice 1990=100



Fonte: elaborazione ENEA su dati BP, ENERDATA S.A.

Tabella 1.3.4 - Consumi di petrolio per area geografica (milioni di tep)

	2001	2002	2003	Variazione 2003/2002(%)	Quota nel 2003(%)
Nord America	1071,5	1071,0	1093,2	2,1	30,1
America centrale e meridionale	221,5	219,2	216,6	-1,2	6,0
Europa occidentale*	729,4	721,7	727,3	0,8	20,0
di cui: Unione Europea (15)	639,7	636,3	639,7	0,5	17,6
Ex URSS, economie in transizione**, Turchia	205,5	211,6	215,2	1,7	5,9
Medio Oriente	209,7	213,1	214,9	0,8	5,9
Africa	116,3	117,9	120,5	2,2	3,3
Asia e Pacifico	984,3	1008,3	1049,1	4,0	28,8
Mondo	3538,2	3562,6	3636,6	2,1	100,0

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

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

La domanda è salita soprattutto in Canada, mentre la crescita è stata inferiore negli Stati Uniti ed in Messico. Oltre il 64% dei consumi di petrolio della regione è assorbita dal settore trasporti.

I consumi di petrolio dell'America centrale e meridionale assorbono il 6% della domanda globale di petrolio. Tali consumi tuttavia rappresentano il 4,56% della domanda di energia dei Paesi della regione. Nel corso del 2003 in quest'area si è verificata una riduzione dei consumi dell'1,2%, particolarmente evidente in Venezuela (-11%), dove l'instabilità del quadro politico e il blocco della produzione petrolifera hanno determinato una contrazione anche dell'economia. In Brasile e Cile il consumo di petrolio per la generazione di elettricità è calato a seguito dello sviluppo di grandi bacini idroelettrici nel primo caso e alla costruzione di impianti alimentati a gas naturale nel secondo. Tuttavia in Paesi come il Perù, l'Ecuador e l'Argentina, l'incremento dei consumi trainato dalla ripresa economica è stato significativo.

I Paesi dell'Europa occidentale assorbono una quota dei consumi mondiali del 20%. In questi Paesi il petrolio rappresenta il 39,9% della domanda energetica totale. Nel corso del 2003 i consumi hanno avuto un incremento moderato, dello 0,8%. Tra i prodotti petroliferi si registra il crescente utilizzo di gasolio per motori diesel e la contestuale riduzione dei consumi 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 rappresentano una quota della domanda mondiale di petrolio del 5,9%, hanno fatto registrare nel 2003 un discreto incremento dei consumi di questa fonte (+1,7%). Il petrolio, tuttavia, in quest'area rappresenta il 19,8% del fabbisogno energetico. All'interno dell'area permane una certa disomogeneità nell'andamento della domanda, legata prevalentemente alla fase di congiuntura economica attraversata dai Paesi della regione. Mentre, ad esempio nella Federazione Russa i segni di ripresa sono apparsi ormai evidenti, alcune delle Repubbliche intorno al Mar Caspio mostrano chiari segnali di difficoltà. La crisi economica che ha interessato la Turchia negli anni passati sembra ormai alle spalle e la domanda di petrolio, nonostante la crescente penetrazione del gas, ha ripreso ad aumentare, evidentemente trainata anche dalla domanda per trasporti.

In Medio Oriente il petrolio copre il 50,4% del fabbisogno di energia. La domanda di quest'area costituisce il 5,9% della domanda mondiale di petrolio. La crescita dello 0,8% della domanda petrolifera nel 2003 è il risultato di dinamiche opposte fra i vari Paesi della regione: forte crescita in Kuwait, Arabia Saudita ed Emirati Arabi Uniti, netta riduzione in Qatar e in alcuni altri Paesi del Golfo.

I Paesi africani, che coprono con il petrolio il 40,2% dei loro fabbisogni energetici complessivi, hanno messo a segno un incremento dei consumi di questa fonte dell'2,2% rispetto al 2002. Tale crescita, fra le più elevate del periodo fuori della regione asiatica, va comunque

rapportata ai bassi livelli in valore assoluto raggiunti dai consumi, che rappresentano il 3,3% dei consumi di petrolio mondiali. 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 alcune delle più importanti economie del continente (gas in Algeria ed Egitto, carbone e energia nucleare in Sud Africa).

La rapida crescita economica registratasi nel 2003 nell'area asiatica (soprattutto in Cina ed in alcune altre economie del Sud-Est) ha dato un forte impulso alla domanda di prodotti petroliferi, il cui consumo è aumentato del 4% rispetto al 2002. A parte il Pakistan, Singapore e le Filippine, tutte le principali economie della regione hanno visto crescere i propri consumi, spesso a tassi superiori al 5%. La crescente sostituzione di carbone e combustibili tradizionali non commerciali nel settore residenziale ha determinato il forte incremento della domanda di petrolio e derivati (11,5%) in Cina. L'aumento del reddito favorisce 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 (1,9%). Lungo le coste del grande continente asiatico, Bangladesh, Thailandia, Malesia e in minor misura Taiwan hanno visto una forte crescita dei loro consumi di prodotti petroliferi, mentre nella zona del Pacifico la Nuova Zelanda evidenzia una crescita sorprendente. Al contrario la crescita dei consumi in Australia è piuttosto debole.

Persino in Giappone, dove la ripresa economica è stata superiore alle attese, i consumi di prodotti petroliferi sono cresciuti al 2,1%. In questo caso tuttavia l'incremento di consumi nel settore della generazione elettrica è da collegare con la contemporanea riduzione della produzione di alcune centrali elettronucleari.

Le economie dell'area asiatica e del Pacifico coprono attualmente il 28,8% della domanda mondiale di petrolio e, a giudicare dall'andamento dei primi mesi del 2004, sembrano avviate a superare i consumi del continente nord-americano nell'arco di quest'anno.

La **produzione** mondiale di petrolio, a fronte di un aumento della domanda del 2,1% è cresciuta del 3,8% rispetto al 2002 passando da 3561,7 milioni di tonnellate (74 Mb/g) a 3697 milioni di tonnellate (76,8 Mb/g) (tabella 1.3.5). L'incremento ha interessato principalmente i Paesi OPEC che hanno aumentato la produzione di 91,2Mt (+6,6%), ma anche i Paesi dell'ex-Unione Sovietica che hanno aumentato l'output di 47.5Mt (+10,2%). Per contro, la produzione degli altri Paesi non-OPEC è diminuita dello 0,2%.

Tabella 1.3.5 - Produzione di petrolio per area geografica (milioni di tonnellate)

	2001	2002	2003	Variazione 2003/2002 (%)	Quota nel 2003 (%)
Nord America	653,3	659,2	671,8	1,9	18,2
America centrale e meridionale	344,1	350,2	339,5	-3,1	9,2
Europa occidentale	322,1	320,0	305,4	-5,0	8,0
Ex URSS e economie in transizione	424,5	465,5	512,6	10,0	14,0
Medio Oriente	1090,0	1010,1	1093,7	8,3	29,6
Africa	373,2	377,3	398,3	5,5	10,8
Asia e Pacifico	378,6	379,5	375,8	-1,0	10,2
Mondo	3585,7	3561,7	3697,0	3,8	100,0
di cui: OCSE	1001,0	1004,5	997,5	-0,7	27,0
OPEC	1463,9	1375,7	1466,9	6,6	39,7
Non-OPEC **	1697,4	1720,5	1717,0	-0,2	46,4
Ex URSS	424,5	465,6	513,1	10,2	13,9

* Include GNL, non comprende combustibili liquidi da carbone e derivati

** Non comprende l'ex URSS

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

L'offerta di greggio è stata caratterizzata da una crescita della produzione OPEC che è tornata ai livelli di produzione del 2001 con un aumento su base annua di 6,6% e un recupero di gran parte della quota di mercato persa l'anno precedente. All'interno dell'OPEC, tuttavia, lo scoppio della guerra in Iraq ha determinato una riduzione drastica dell'output irakeno (-33,8%), che ha dovuto essere in parte compensato da un aumento della produzione di Arabia Saudita, Kuwait, Iran ed Emirati Arabi Uniti.

Nel continente americano si è ulteriormente ridotta (del 7,2%) la produzione del Venezuela, a seguito di uno sciopero dei lavoratori dell'industria petrolifera che si è protratto durante i primi mesi dell'anno e da cui l'industria ha stentato a riprendersi. Fuori dall'OPEC, una quota consistente della domanda aggiuntiva è stata soddisfatta dalla Federazione Russa, che con 421,4 Mt di produzione e una quota di mercato dell'11,4%, si colloca ormai al secondo posto nella graduatoria mondiale, dietro i 474,8 Mt dell'Arabia Saudita (12,8% del totale).

Negli Stati Uniti la produzione ha continuato la flessione rispetto al picco raggiunto a metà degli anni Ottanta, con un'ulteriore riduzione dell'1,6% rispetto al 2002. Crescente importanza nel soddisfare la domanda mondiale sta avendo la produzione petrolifera di varie zone dell'Africa. Accanto a tradizionali produttori come l'Algeria e la Libia a Nord e la Nigeria ad Ovest, crescono produttori come l'Angola, la Repubblica del Congo, e ne emergono di nuovi come la Guinea Equatoriale, il Sudan e più di recente il Ciad. Complessivamente nel 2003 la produzione del continente africano è cresciuta del 5,5% sull'anno precedente.

Per quanto riguarda le **scorte** controllate dall'industria petrolifera nell'area OCSE, sono passate tra fine dicembre 2002 e fine dicembre 2003 da 2.465 milioni di barili a 2.521 milioni di barili⁶ (IEA, Parigi). A queste quantità occorre aggiungere le scorte detenute e/o controllate dai governi OCSE, passate nello stesso periodo da 1.343 a 1.396 milioni di barili. Complessivamente il livello degli *stock* in termini di giorni di consumo anticipato sono saliti da 77 a 79 nello stesso periodo. Le diverse aree geografiche hanno comunque reagito diversamente. In Nord America, le scorte in termini di giorni di consumo sono aumentate da 72 a 74 nello stesso periodo a fronte di un aumento da 81 a 84 giorni per i Paesi europei dell'area OCSE e di un aumento da 83 a 87 giorni per i Paesi OCSE del Pacifico. Occorre anche dire che nell'arco dell'anno i livelli delle scorte detenute dall'industria hanno raggiunto i loro minimi storici nel marzo del 2003 (poco prima dello scoppio delle ostilità in Iraq) con 2403 milioni di barili, e che negli ultimi 7-8 anni i livelli medi delle scorte dell'industria hanno mostrato una pericolosa tendenza a ridursi.

Durante i primi 8 mesi del 2004 le scorte di greggio dell'industria nell'area OCSE sono leggermente risalite fino a luglio ed hanno ripreso a scendere ad agosto. Rispetto alle medie degli ultimi cinque anni esse restano tuttavia sui livelli bassi.

Il **prezzo** internazionale del petrolio nel 2003 e nei primi quattro mesi del 2004 ha seguito l'andamento illustrato dalla figura 1.1.2. e brevemente discusso nella sezione 1.1.1. Più di recente il prezzo dei contratti *futures* ha conosciuto incrementi che lo hanno portato, anche se per brevi periodi, intorno ai 50 \$/bl ed oltre⁷. Tali aumenti hanno creato grande preoccupazione per il loro effetto potenzialmente dirimpante sulla ripresa economica in corso a livello mondiale e sull'inflazione. Di fatto, se il picco di prezzo raggiunto di recente ha superato in termini nominali quello del 1979-80 e quello del 1990, esso resta sensibilmente inferiore ad entrambi in termini di dollari a prezzi 2004. Ma è chiaro che se prezzi alti dovessero permanere per un periodo superiore ai sei mesi, la crescita economica finirebbe per risentirne.

Le ragioni per l'incremento del prezzo del greggio sono in parte contingenti ed in parte strutturali. Fra quelle contingenti si possono includere:

⁶ IEA – *Oil Market Report*, febbraio 2004, Parigi.

⁷ Questa quotazione di recente è stata più volte toccata e superata dal marker West Texas Intermediate.

- il permanere di una situazione di conflitto in Iraq (con il continuo sabotaggio di oleodotti, terminali ed altre infrastrutture), che rende di fatto indisponibile nel breve termine il petrolio estraibile dai pozzi in produzione in quel paese;
- l’esplosione di conflitti anche armati in Nigeria ed in altre aree del continente africano che hanno per oggetto fra le altre cose il controllo delle risorse petrolifere;
- la riduzione delle forniture (soprattutto di quelle verso la Cina) del colosso petrolifero russo, la Yukos, in gravi difficoltà giuridico-finanziarie a causa di uno scontro fra l’impresa stessa e il governo russo;
- la interruzione temporanea della produzione e delle consegne di greggio dalle piattaforme *offshore* nel Golfo del Messico, dovuta ai disastri provocati alla fine dell’estate dal passaggio in rapida successione di vari uragani e cicloni tropicali;
- il basso livello attuale delle scorte di greggio presso l’industria di raffinazione petrolifera statunitense negli ultimi mesi, che rende particolarmente vulnerabile il mantenimento dei flussi di offerta dei prodotti a fronte di una domanda sostenuta. Agli alti prezzi attuali, ripristinare rapidamente tali scorte è difficile. Le scorte strategiche di petrolio e di prodotti petroliferi controllate dai governi dell’area OCSE, utilizzabili per calmierare il mercato in periodi di crisi seria, sono di poco superiori a quelle dei due anni precedenti (che come si è detto nel paragrafo precedente erano inferiori ai valori storici). Complessivamente anche su questo fronte la situazione indica una accresciuta vulnerabilità del sistema.

Su questo clima di incertezza diffusa si innesta l’acuirsi sui contratti petroliferi per consegna a termine (*futures*) della speculazione finanziaria, supportata dai cospicui fondi delle banche di investimento in cerca di posizioni redditizie. L’elemento speculativo nelle quotazioni del greggio è da molti analisti considerato incidere sul prezzo totale per circa il 20%.

Per quanto riguarda gli elementi strutturali, essi hanno segno differente. Da un lato, pur trattandosi di risorse comunque finite ed esauribili, la disponibilità accertata di risorse petrolifere nel sottosuolo a livello mondiale è tale da poter coprire una domanda crescente ancora per parecchi anni. Ciò resta vero anche scontando i dubbi sorti sulla attendibilità dei dati pubblicati sulle riserve di alcune compagnie petrolifere (vedi Shell) e di alcuni Paesi produttori. Sino ad ora il progresso della tecnologia, e periodi sufficientemente lunghi di prezzi del greggio sostenuti, hanno giocato a favore di un ampliamento delle risorse economicamente sfruttabili e presumibilmente questi fattori resteranno in gioco negli anni a venire. Se le riserve “convenzionali” più a buon mercato si vanno rapidamente esaurendo, un contributo crescente al soddisfacimento della domanda verrà dal petrolio “non convenzionale”, già considerato competitivo da molti analisti ai prezzi attuali.

Tabella 1.3.6 - Consistenza delle riserve provate di petrolio a fine 2003. Primi 15 Paesi

	Miliardi di barili	Quota (%)	Riserve/Produzione
Arabia Saudita	262,7	22,9	73,3
Iran	130,7	11,4	92,9
Iraq	115,0	10,0	*
Emirati Arabi	97,8	8,5	*
Kuwait	96,5	8,4	*
Venezuela	78,0	6,8	71,5
Ex Unione Sovietica	69,1	6,0	22,2
Libia	36,0	3,1	66,3
Nigeria	34,3	3,0	43,1
USA	30,7	2,7	11,3
Cina	23,7	2,1	19,1
Canada	16,9	1,5	15,5
Messico	16,0	1,4	11,6
Qatar	15,2	1,3	45,5
Algeria	11,3	1,0	16,7

*Più di 100 anni

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

Quello che è più dubbio in questo momento è la materiale accessibilità di molte di queste risorse a causa di problemi di natura geopolitica. Oltre il 60% delle riserve accertate è concentrato in Medio Oriente, un'area del mondo che al momento è teatro di gravi conflitti, ed è in mano a compagnie petrolifere nazionali che possono fare un uso "politico" delle risorse (come è già accaduto in passato). Nel lungo termine tutti i Paesi consumatori di petrolio accresceranno la propria dipendenza da quelle aree. In alcuni di questi Paesi mediorientali (tutti membri dell'OPEC) esiste una carenza cronica di investimenti nel settore petrolifero. Per di più in altri, come l'Iraq, l'Iran ed il Kuwait, le infrastrutture produttive sono state seriamente danneggiate dalle guerre succedutesi nell'area negli ultimi 25 anni. Gli investimenti necessari per sfruttare al meglio le risorse petrolifere e per ampliare la capacità produttiva e di trasporto in modo sincronizzato con la crescita della domanda sono ingenti, ma in situazioni di conflitto come quelle in corso il rischio è tale da scoraggiare gli investitori. Questo discorso vale anche per gli investimenti in varie altre aree del mondo, soprattutto in Africa ed in Asia centrale.

Un riflesso di questi problemi è che la capacità produttiva di riserva detenuta da alcuni Paesi, principalmente l'Arabia Saudita, si è molto ridotta. Tale capacità di riserva, che negli ultimi 25 anni è stata spesso utilizzata per moderare le oscillazioni (sia verso l'alto che verso il basso) dei prezzi petroliferi, a fronte di una domanda crescente è sempre meno in grado di fronteggiare un sovrapporsi di "crisi" temporanee come quelle verificatesi nel corso del 2004. Se le installazioni petrolifere dell'Arabia Saudita venissero sistematicamente danneggiate da attacchi terroristici come quelli che hanno avuto luogo ad agosto, la stabilità dell'intero sistema energetico mondiale verrebbe seriamente minacciata.

Dal lato della domanda, l'elemento che più ha contribuito alla tensione sui prezzi è la crescita delle economie asiatiche e in particolare di quella cinese. Tale crescita si è tradotta in un incremento dei consumi energetici e soprattutto petroliferi che non era stato accuratamente previsto dalla maggior parte degli analisti e degli stessi mercati. È ragionevole supporre che questa crescita rappresenti una tendenza di medio periodo (i prossimi 10-15 anni), anche se non procederà a tassi così rapidi come quelli visti negli ultimi anni.

Se i prezzi del petrolio dovessero rimanere sopra i 40-45 \$/bl per un periodo di tempo sufficientemente lungo, questi finirebbero per raffreddare la crescita economica mondiale compresa quella cinese o comunque per frenare l'aumento della domanda di greggio e per incoraggiare il risparmio energetico e i processi di sostituzione. I dati più recenti mostrano che questo tipo di effetti cominciano già ad essere visibili. Al momento tuttavia molti analisti concordano sulla verosimiglianza di uno scenario di prezzi alti per i mesi dell'inverno 2004-2005.

1.3.1.3 Gas naturale

Il gas naturale nel 2003 soddisfaceva quasi il 24% della domanda energetica mondiale (tabella 1.3.2), con una quota dunque poco inferiore a quella del carbone. La quota del gas sul totale della domanda mondiale è leggermente diminuita rispetto all'anno precedente a vantaggio del carbone che in alcune aree del mondo e per varie ragioni risulta al momento più competitivo. Da una decina d'anni la domanda di gas mostra una tendenza sempre più accentuata al disaccoppiamento rispetto al *trend* del Pil (figura 1.3.2).

Dei 2.332 Mtep consumati globalmente (tabella 1.3.7) il Nord America ha assorbito il 29,4%, i Paesi dell'ex Unione Sovietica il 23%, l'Europa occidentale circa il 18% e i Paesi asiatici e del Pacifico il 13,3%. Il restante 15,4% è stato consumato da America centrale e meridionale (4,2%), Medio Oriente (8,6%) e Africa (2,6%).

Nel corso del 2003 i consumi mondiali di gas sono cresciuti del 2% rispetto all'anno precedente, ad un tasso che, seppure coerente con quelli storici per l'ultimo decennio, risulta più basso del tasso di crescita dei consumi energetici globali.

Il rallentamento è stato interamente dovuto alle vicende del mercato del gas nel Nord America, dove nel 2003 i consumi sono calati del 3,5% (del 5% nei soli Stati Uniti) a causa del

raggiungimento dei limiti di capacità di offerta della regione sul versante interno. Una domanda tendenzialmente elevata (che peraltro si rivolge in crescente misura verso le importazioni del più costoso gas in forma liquida – GNL) ha causato tensioni sui prezzi del gas, che hanno a loro volta favorito, laddove possibile, la sostituzione di questa fonte con altre più competitive. Nel settore della generazione elettrica, gran parte della domanda non soddisfatta dal gas, anche a seguito di una riduzione dell'*output* nucleare e idroelettrico, è stata compensata da un aumento dei consumi di carbone.

Tabella 1.3.7 - Consumi di gas naturale per area geografica (Mtep)

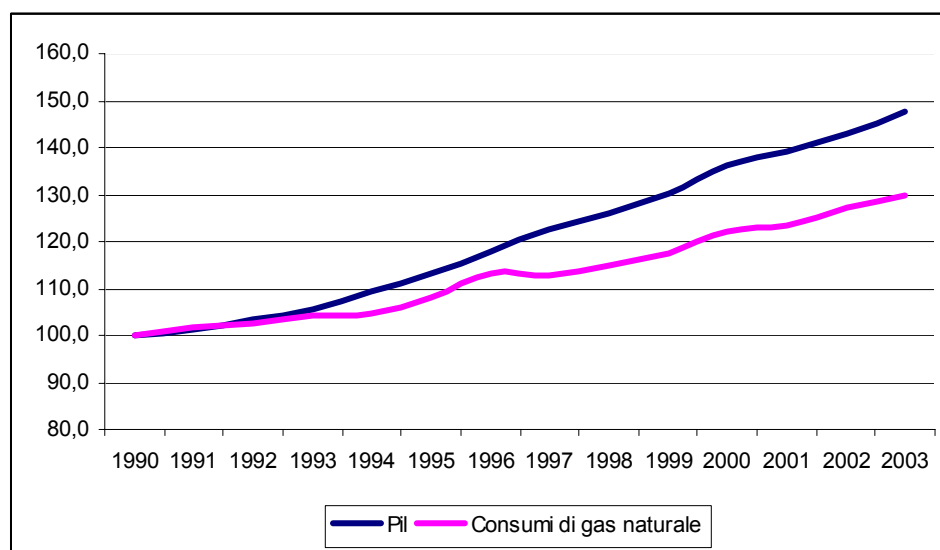
	2001	2002	2003	Variazione 2003/2002 (%)	Quota nel 2003 (%)
Nord America	685,8	711,2	686,3	-3,5	29,4
America centrale e meridionale	89,2	90,7	98,6	8,7	4,2
Europa occidentale*	417,60	419,80	439,20	4,6	18,8
Ex URSS, economie in transizione**, Turchia	504,50	521,70	536,50	2,8	23,0
Medio Oriente	179,7	192,7	200,4	4,0	8,6
Africa	53,2	55,5	60,1	8,3	2,6
Asia e Pacifico	287,0	294,3	310,9	5,7	13,3
Mondo	2216,8	2285,8	2331,9	2,0	100,0
di cui: Unione Europea (15)	345,5	348,5	363,5	4,3	15,6
OCSE	1205,6	1231,8	1233,5	0,1	52,9
Ex URSS	497,8	512,9	524,4	2,3	22,5

*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: elaborazione ENEA su dati BP

Figura 1.3.2 - Economia mondiale: Pil e consumi di gas naturale. Numeri indice 1990=100



Fonte: elaborazione ENEA su dati BP, ENERDATA S.A.

In tutte le altre aree geografiche il tasso di crescita della domanda di gas naturale è stato più rapido di quello della domanda di energia nel suo complesso. La crescita è stata particolarmente robusta (più dell'8%) là dove i valori di partenza (sia in assoluto che in percentuale) erano più bassi, cioè in America latina (soprattutto in Argentina, Cile, Venezuela, ed in minor misura in Brasile) ed in Africa. L'aumento è stato cospicuo anche in Asia (5,6%), soprattutto nei Paesi del Sud-Est Asiatico e in Giappone, ed in Europa occidentale (+4,6%) dove il gas rimane il combustibile più usato dopo il petrolio. Infine la domanda di gas è cresciuta significativamente (+3-4%) anche regioni come l'ex-Unione Sovietica e il Medio Oriente dove già questo combustibile copre intorno alla metà dei fabbisogni di energia.

Per quanto riguarda la produzione, a livello mondiale si è registrato un incremento complessivo del 3,4% rispetto al 2002, tuttavia le dinamiche cambiano notevolmente a seconda delle regioni (tabella 1.3.8).

Come rilevato precedentemente, in Nord America e segnatamente in Canada la produzione ha continuato l'andamento negativo già rilevato nel 2002 al ridursi delle riserve. Negli Stati Uniti ed in Messico essa è aumentata ma solo marginalmente. La regione tuttavia mantiene una quota pari al 29,3% della produzione mondiale che la pone in testa alla classifica.

Negli Stati Uniti la domanda non soddisfatta dalla produzione interna o dalle importazioni via gasdotto da Canada si rivolge in misura crescente verso le importazioni di GNL (soprattutto provenienti da Trinidad e Tobago) nelle quali si registra una crescita del 12% nel 2003.

La produzione di gas naturale in Europa occidentale nel 2003 è cresciuta di un modesto 0,9%, ma se non ha ancora cominciato a ridursi complessivamente, ciò si deve solo all'incremento del 12% nella produzione norvegese, dal momento che in tutte le altre aree (Olanda, Regno Unito e Italia) la produzione è in diminuzione dal 2001. Anche l'Europa occidentale copre il crescente divario fra domanda e produzione interna con crescenti importazioni sia di gas naturale (da Russia e Algeria) che di GNL (da Algeria e Africa occidentale).

Tabella 1.3.8 - Produzione di gas naturale per area geografica (Mtep)

	2001	2002	2003	Variazione 2003/2002 (%)	Quota nel 2003 (%)
Nord America	708,1	691,6	689,7	-0,3	29,3
America centrale e meridionale	92,3	93,7	106,7	13,9	4,5
Europa occidentale*	261,7	268,3	270,8	0,9	11,5
Ex URSS, economie in transizione**, Turchia	609,3	622,7	650,7	4,5	27,6
Medio Oriente	202,3	220,2	231,9	5,3	9,8
Africa	114,2	117,8	127,3	8,1	5,4
Asia e Pacifico	252,8	264,8	279,5	5,5	11,9
Mondo	2240,7	2279,2	2356,6	3,4	100,0
di cui: Unione Europea (15)	192,0	188,1	184,1	-2,1	7,8
OCSE	991,8	981,9	983,7	0,2	41,7
Ex URSS	609,6	623,0	650,8	4,5	27,6

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

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

Al di fuori di queste due regioni di produzione “mature”, l’output ha registrato incrementi percentualmente molto importanti in aree come l’America centrale e meridionale (quasi il 14%) e l’Africa (+8,1%), dove recenti attività di prospezione hanno rivelato l’interessante potenziale di alcune zone. In America del Sud, a parte lo spettacolare incremento di produzione di Trinidad e Tobago, occorre segnalare quelli realizzati da Argentina, Brasile, Bolivia e Venezuela. In Africa il caso più eclatante è quello della Nigeria (+35%). Queste due aree emergenti, tuttavia, coprono insieme ancora meno del 10% della produzione mondiale al 2003.

La produzione dei Paesi dell’ex-Unione Sovietica (soprattutto Russia e repubbliche asiatiche) che nel 2003 ammontava al 27,6% del gas naturale estratto a livello mondiale, è cresciuta nello stesso anno del 4,3%. In questo gruppo tuttavia il principale produttore è sostanzialmente la Russia (che da sola produce il 22% del gas prodotto nel mondo), il cui output è cresciuto del 4,2%. Ad essa si aggiungono il Turkmenistan e l’Uzbekistan (ciascuno con circa il 2% dell’output mondiale di gas) e il Kazakhstan con una quota di produzione più ridotta ma incrementi più vistosi.

Il Medio Oriente produceva il 9,8% del gas estratto globalmente nel 2003. La crescita complessiva dell’output della regione è stata del 5,3% durante l’ultimo anno. In questa regione il produttore principale è l’Iran (3% del totale) che ha visto la propria produzione crescere del 5,3%, seguito da Arabia Saudita (2,3% della produzione e incrementi del 7,6%) Emirati Arabi (1,7%) e Qatar (1,2).

L’Asia ha prodotto l’11,9% del gas estratto nel mondo nel 2003 e visto complessivamente crescere la propria produzione del 5,5%. I maggiori produttori della regione sono l’Indonesia e la Malesia (rispettivamente il primo con il 2,8% e il secondo con il 2% dell’output mondiale di gas). Cina ed India pur se importanti produttori (con quote di oltre l’1% del totale mondiale), coprono solo una piccola parte della loro domanda interna.

Per quanto riguarda i **prezzi** internazionali del gas naturale e del GNL, la figura 1.3.3 illustra il loro andamento (per tonnellata di petrolio equivalente) dal 1996 al 2003. Come si vede essi seguono dappresso l’andamento generale del prezzo del petrolio. Tuttavia, mentre il prezzo del GNL è molto vicino a quello del greggio o più alto, il prezzo del gas naturale nel periodo considerato è rimasto mediamente un poco al di sotto. Date le modalità prevalenti di trasporto (gasdotto, oppure metaniera, o navi speciali per il GNL) quello del gas non è un mercato unico, ma risulta segmentato per regioni geografiche. Pertanto importanti differenze fra i prezzi regionali permangono. Il mercato del gas risulta anche meno trasparente di quello del petrolio, cosa che rende difficile aver informazioni precise sui prezzi.

Per il 2003 le tendenze emergenti indicano che il divario di prezzo con il petrolio si va riducendo all’aumentare della domanda mondiale di gas, e che in alcuni mercati come quello nord-americano si sono già verificate strozzature che hanno portato il prezzo del gas al di sopra di quello del petrolio. Il rischio che questo tipo di situazione si verifichi anche in Europa è tutt’altro che remoto.

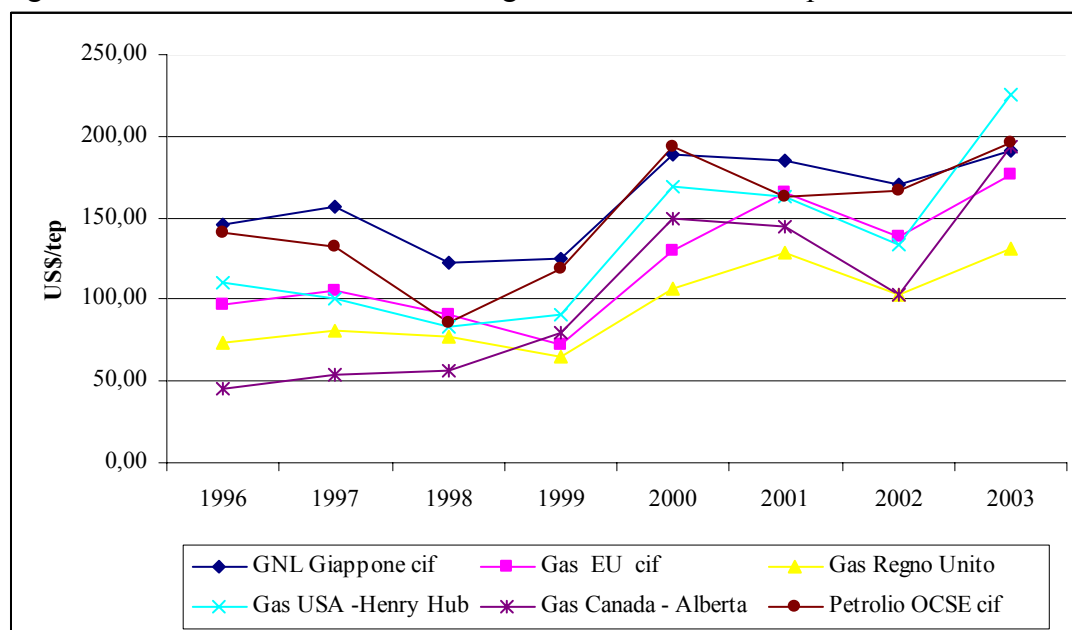
Tabella 1.3.9 - Consistenza delle riserve provate di gas naturale a fine 2003. Primi 20 Paesi

	10 ¹² m ³	Quota (%)	Riserve/Produzione
Ex Unione Sovietica	47,00	26,7	81,2
Iran	26,69	15,2	*
Qatar	25,77	14,7	*
Arabia Saudita	6,68	3,8	*
Emirati Arabi	6,06	3,4	*
USA	5,23	3,0	9,5
Nigeria	5,00	2,8	*
Algeria	4,52	2,6	54,6
Venezuela	4,15	2,4	*
Iraq	3,11	1,8	*
Turkmenistan	2,90	1,6	52,6
Indonesia	2,56	1,5	35,2
Australia	2,55	1,4	76,9
Norvegia	2,46	1,4	33,5
Malesia	2,41	1,4	45,0
Kazakhstan	1,90	1,1	*
Uzbekistan	1,85	1,1	34,5
Cina	1,82	1,0	53,4
Egitto	1,76	1,0	70,4
Paesi Bassi	1,67	0,9	28,6

*Più di 100 anni

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

Figura 1.3.3 - Prezzi internazionali del gas naturale e del GNL per area 1990-2003. US\$/tep)



Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

1.3.1.4 Carbone

Il carbone nel 2003 ha soddisfatto il 26,5% del fabbisogno energetico complessivo (una quota più alta rispetto al 25,5% registrato nel 2002) rappresentando la seconda fonte di energia a livello mondiale (tabella 1.3.2). Mentre in Medio Oriente e in America centrale e meridionale la sua quota non arriva al 4% della domanda energetica regionale, il carbone copre quasi il 45% del fabbisogno energetico complessivo dell'Asia e più del 50% di alcuni Paesi come Cina ed India. Un'altra regione dove il carbone copre una quota significativa della domanda è l'Africa, su cui pesano i consumi del Sud Africa, forte produttore. Una notevole diffusione si registra anche negli Stati Uniti e nei Paesi dell'ex URSS. Nel 2003 gli Stati Uniti coprivano una quota del 22,2% del consumo mondiale, la Cina del 31,1%, l'Unione Europea dell'8,6%, l'India del 7,2%, l'ex Unione Sovietica del 7%.

Alcuni tra i Paesi consumatori sono annoverati anche tra i principali produttori di carbone: Cina, Stati Uniti, Sud Africa, Australia, India ed ex Unione Sovietica coprivano l'83,4% della produzione mondiale nel 2003.

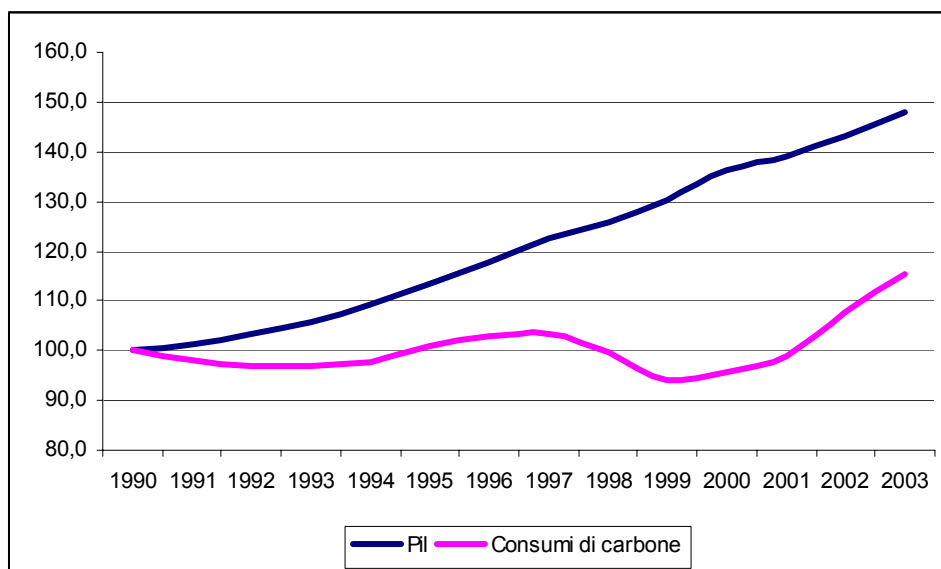
L'utilizzo prevalente del carbone è legato alla generazione di energia elettrica; in alcuni Paesi è diffuso l'uso del carbone nel settore industriale (soprattutto siderurgico), mentre in Cina è forte anche la domanda proveniente dal settore residenziale per il riscaldamento degli ambienti.

Nel 2003 i consumi di carbone hanno fatto registrare un marcato incremento rispetto all'anno precedente (il 6,9%); il *trend* di crescita è pari al doppio (in termini percentuali) rispetto a quello della domanda totale di energia e in controtendenza rispetto all'andamento calante della domanda negli anni Novanta (figura 1.3.4).

La variazione più forte nei consumi si è verificata nell'area asiatica (10,3%) (tabella 1.3.10), dove in diversi casi (Nuova Zelanda, Hong Kong, Filippine, Cina e Pakistan) si registrano tassi di crescita superiori al 10%. In Cina l'incremento del 15,2% rappresenta l'aumento più vistoso e comunque rafforza il primato assoluto di questo paese come utilizzatore di carbone col 31% del consumo globale. In India l'incremento si è attestato intorno ad un modesto 2,4%, mentre in Australia si è verificata una riduzione del 3,3%.

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 incremento dei consumi pari al 3,7% nei Paesi dell'Unione Europea e del 3,5% in quelli dell'Europa occidentale

Figura 1.3.4 - Economia mondiale: Pil e consumi di carbone. Numeri indice 1990=100



Fonte: elaborazione ENEA su dati BP, ENERDATA S.A.

Tabella 1.3.10 - Consumi di carbone per area geografica (Mtep)

	2001	2002	2003	Variazione 03/02 (%)	Quota nel 2003 (%)
Nord America	588,9	597,7	612,7	2,5	23,8
America centrale e meridionale	19,4	17,5	17,7	1,0	0,7
Europa occidentale*	316,0	314,9	325,8	3,5	12,6
Ex URSS, economie in transizione**, Turchia	206,8	198,2	210,1	6,0	8,1
Medio Oriente	8,0	8,4	8,6	3,0	0,3
Africa	89,2	91,9	97,2	5,7	3,8
Asia e Pacifico	982,8	1183,7	1306,2	10,3	50,7
Mondo	2211,0	2412,3	2578,4	6,9	100,0
di cui: Unione Europea (15)	213,8	214,7	222,7	3,7	8,6
OCSE	1110,5	1123,3	1153,7	2,7	44,7
Ex URSS	172,9	167,1	179,3	7,3	7,0

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

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

Anche nei Paesi dell'ex Unione Sovietica la ripresa economica ha comportato, nonostante la disponibilità di petrolio e gas naturale, un incremento dei consumi di carbone pari al 6%. In tali aree si tende a destinare all'esportazione una parte crescente della produzione di idrocarburi e ad utilizzare il carbone per il fabbisogno interno.

L'incremento dei consumi è stato sostanzioso anche in Africa (5,7%), quasi esclusivamente a causa del Sud Africa, principale potenza economica ma anche principale produttore di carbone del continente.

La domanda di carbone è cresciuta negli Stati Uniti del 2,6% a fronte di un tasso di crescita complessivo della domanda energetica sostanzialmente nullo. Come già evidenziato precedentemente, nel 2003 il carbone ha sostituito una parte della domanda di gas naturale soprattutto nella generazione elettrica (oltre ad energia idroelettrica e nucleare).

In America centrale e meridionale, al contrario, l'incremento di domanda di carbone è stato dell'1%, inferiore alla crescita della domanda energetica complessiva dell'area.

A fronte dell'incremento della domanda mondiale, anche la produzione è cresciuta per il terzo anno consecutivo. L'incremento del 5,9% rispetto al 2002 è il risultato di una forte crescita della produzione asiatica (+10,9%), in particolare cinese (+15,1%), di un aumento della produzione dell'ex Unione Sovietica e di una drastica contrazione della produzione nord americana (tabella 1.3.11). Le variazioni nelle altre aree, pur significative in qualche caso in termini percentuali, non hanno forte impatto sui valori assoluti.

Mentre appare chiaro dalla figura 1.3.5 che anche i prezzi del carbone risentono in qualche modo delle tendenze più generali nei prezzi energetici (evidenziati da una leggera ripresa da quando i prezzi del petrolio hanno ripreso a salire), essi sembrano in questa fase rispondere prevalentemente a dinamiche interne e fattori strutturali del settore.

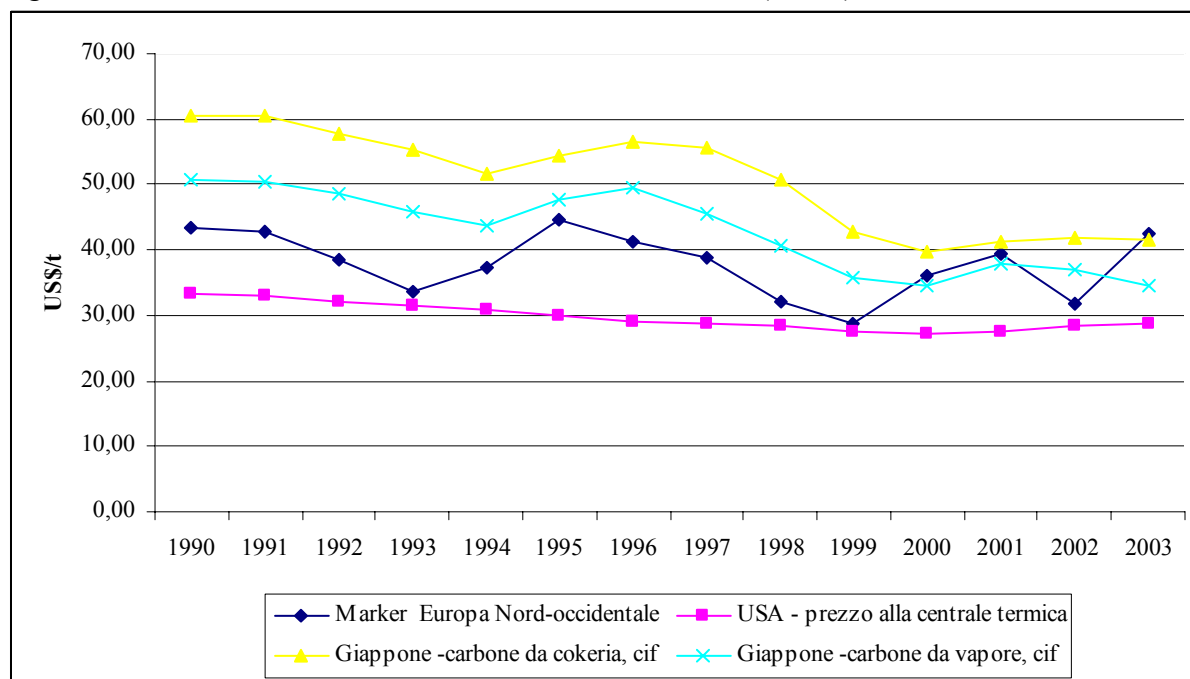
Innanzitutto il grande recupero di competitività di questa industria, che nell'ultimo decennio è riuscita a mantenere bassi e semmai a ridurre ulteriormente costi e prezzi, grazie a un continuo ma lento miglioramento delle tecnologie di estrazione ed al passaggio allo sfruttamento di miniere a cielo aperto. Peraltro questo è avvenuto in una fase in cui l'alto contenuto di carbonio di questo combustibile e un'accresciuta attenzione ai problemi del clima globale ne facevano un prodotto inferiore, con ovvie ripercussioni sul suo prezzo.

Tabella 1.3.11 - Produzione di carbone per area geografica (Mtep)

	2001	2002	2003	Variazione 2003/2002%	Quota nel 2003%
Nord America	619,4	604,9	589,6	-2,5	23,4
America centrale e meridionale	36,7	33,6	39,2	16,5	1,6
Europa occidentale	206,2	204,6	202,2	-1,2	8,0
Ex URSS e economie in transizione	231,8	218,3	231,8	6,2	9,2
Medio Oriente	0,5	0,4	0,6	62,5	-
Africa	130,0	127,7	137,5	7,7	5,5
Asia e Pacifico	984,0	1188,7	1317,7	10,9	52,3
Mondo	2208,5	2378,4	2518,7	5,9	100,0
di cui: OCSE	1013,1	996,9	984,3	-1,3	39,1
Cina	546,9	732,0	842,6	15,1	33,5
USA	576,3	564,1	551,3	-2,3	21,9
Ex URSS	206,9	196,5	210,5	7,1	8,4
Australia	179,8	183,5	188,7	2,8	7,5

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

Figura 1.3.5 - Prezzi internazionali del carbone 1990-2003 (US\$/t)



Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

Tabella 1.3.12 - Consistenza delle riserve provate di carbone a fine 2003. Primi 15 Paesi

	Milioni di tonnellate	Quota (%)	Riserve/Produzione
USA	249994	25,4	258
Ex Unione Sovietica	157010	15,9	*
China	114500	11,6	69
India	84396	8,6	230
Australia	82090	8,3	236
Germania	66000	6,7	322
Sud Africa	49520	5,0	207
Ucraina	34153	3,5	426
Kazakhstan	34000	3,5	401
Altri Paesi in Europa & Eurasia	22345	2,3	357
Polonia	22160	2,3	136
Brasile	11929	1,2	*
Colombia	6648	0,7	135
Canada	6578	0,7	106
Repubblica Ceca	5678	0,6	89

*Più di 500 anni

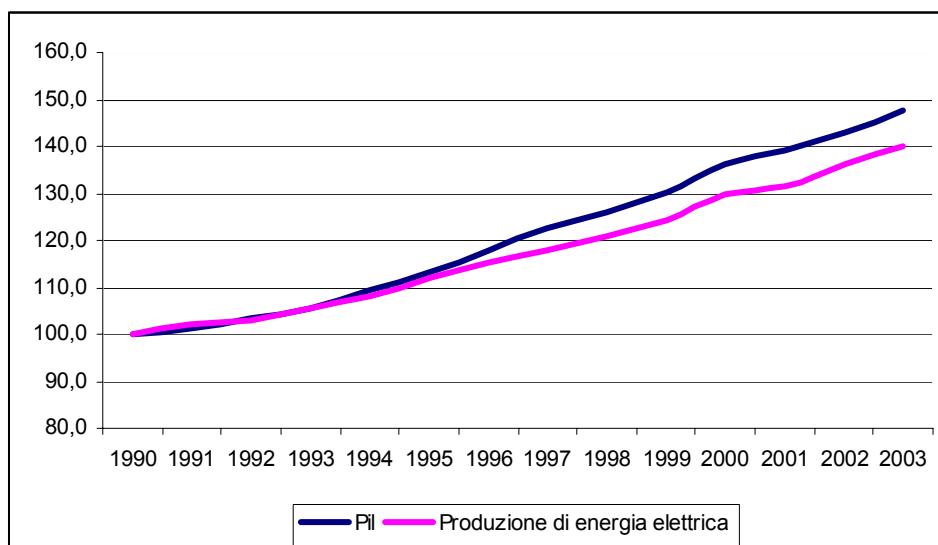
Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

In secondo luogo l'esistenza di imponenti riserve di giacimenti in molte aree del mondo geopoliticamente sicure e l'assenza per i prossimi 100-200 anni di preoccupazioni legate all'esaurimento di questa risorsa (tabella 1.3.12) fanno sì che l'elemento sicurezza dell'approvvigionamento e quello della scarsità incidano ben poco sul prezzo. Questi fattori, in una fase in cui petrolio e gas seguono traiettorie di prezzo ascendenti hanno reso di nuovo interessante questo combustibile, il cui uso, come si è visto, ha ripreso crescere anche nei Paesi europei.

1.3.1.5 Elettricità

Nel 2003 la produzione elettrica mondiale ha seguito esattamente lo stesso *trend* della domanda di energia nel suo insieme con un tasso di crescita del 2,9%, un *trend* comunque leggermente più basso rispetto a quello del Pil. (figura 1.3.6).

Figura 1.3.6 - Economia mondiale: Pil e produzione di energia elettrica. Numeri indice 1990=100



Fonte: elaborazione ENEA su dati BP, ENERDATA S.A.

L'incremento ha riguardato tutte le aree geografiche tranne il Nord America, dove la produzione di elettricità è calata complessivamente dell'1,2% ed è stato meno intenso nei Paesi sviluppati. In Europa occidentale, nonostante l'andamento non brillante dell'economia, l'incremento si è attestato su valori del 1,8% (la crescita è stata anche superiore nei 15 Paesi dell'UE). Nei Paesi dell'Ex Unione Sovietica si è registrata una crescita superiore a quella europea ma inferiore alla media mondiale.

L'area asiatica e del Pacifico è quella che riporta gli aumenti di produzione più elevati, con il 7,1%, mentre le altre aree geografiche in via di sviluppo hanno comunque sostenuto ritmi di crescita compresi fra il 4,2% del Medio Oriente ed il 5,4% dell'Africa. In questo quadro non sorprende come la regione dell'Asia e Pacifico abbia rappresentato il 30,3% della produzione mondiale nel 2003, superando il Nord America che ha rappresentato il 28,7%, mentre l'Europa occidentale ha mantenuto il 20,5%. I 15 Paesi dell'UE hanno rappresentato il 16,5% del totale mondiale. Per quanto la produzione di energia elettrica resti concentrata per il 59,3% nei Paesi OCSE (una quota superiore a quella dei consumi energetici globali), il progressivo modificarsi delle quote di produzione a favore delle economie emergenti nel 2003 ha chiaramente registrato un'accelerazione (tabella 1.3.13).

Nel 2003, le fonti idroelettrica e elettronucleare hanno soddisfatto una quota del fabbisogno mondiale di energia primaria pari al 6,1% ciascuna. La produzione elettronucleare è concentrata nei Paesi dell'OCSE, mentre quella idroelettrica è più diffusa.

Una quota superiore all'84% della produzione elettronucleare mondiale proviene dai Paesi appartenenti all'OCSE (tabella 1.3.14). L'Europa occidentale copriva nel 2003 il 38% 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, mentre una quota dell'8,7% è coperta dal Giappone.

Nel corso del 2003 la produzione elettronucleare nel mondo ha subito una diminuzione del 2%, dovuta soprattutto a riduzioni nella produzione in Giappone (-26,7%) per la necessità di sottoporre a controlli e manutenzione alcune centrali negli ultimi mesi dell'anno, e negli Stati Uniti (-2,1%). Complessivamente nei Paesi dell'OCSE la produzione è diminuita del 3,5%. In altre aree emergenti come l'America centrale e meridionale e l'Africa l'incremento è stato significativo (del 6,7% e rispettivamente del 5,6%) soprattutto grazie ai programmi nucleari di Argentina e Sud Africa. La produzione dell'Unione Europea è invece aumentata in misura marginale (+0,6%).

La produzione idroelettrica nei Paesi OCSE copre una quota del 47% della produzione mondiale (tabella 1.3.15).

Tabella 1.3.13 - Produzione di energia elettrica per area geografica (TWh)

	2001	2002	2003	Variazione 2003/2002 (%)	Quota nel 2003 (%)
Nord America	4716	4847	4789	-1,2	28,7
America centrale e meridionale	806	833	874	4,9	5,2
Europa occidentale	3324	3347	3408	1,8	20,5
Ex URSS, Turchia e economie in transizione	1440	1460	1507	3,2	9,0
Medio Oriente	496	521	543	4,2	3,3
Africa	444	461	486	5,4	2,9
Asia e Pacifico	4403	4721	5057	7,1	30,3
Mondo	15629	16189	16663	2,9	100,0
di cui: UE 15	2671	2684	2752	2,5	16,5
OCSE	9658	9847	9873	0,3	59,3
Ex URSS	1291	1302	1342	3,1	8,1

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

Tabella 1.3.14 - Generazione elettronucleare per area geografica (TWh)

	2001	2002	2003	Variazione 2003/2002 (%)	Quota nel 2003 (%)
Nord America	894,7	905,6	888,6	-1,9	33,6
America centrale e meridionale	21,3	19,7	21,0	6,7	0,8
Europa occidentale	982,5	995,7	1.006,4	1,1	38%
Ex URSS, Turchia e economie in transizione	238,1	245,3	254,0	3,5	10
Medio Oriente	-	-	-	-	-
Africa	11,3	12,6	13,3	5,6	0,5
Asia e Pacifico	507,1	519,9	462,5	-11,0	17,5
Mondo	2655,0	2698,8	2645,8	-2,0	100,0
di cui: UE 15	891,1	895,8	901,5	0,6	34,1
OCSE	2291,8	2313,3	2232,7	-3,5	84,4
Ex URSS	226,4	236,0	249,3	5,6	9,4

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

Tabella 1.3.15 - Generazione idroelettrica per area geografica (TWh)

	2001	2002	2003	Variazione 2003/2002 (%)	Quota nel 2003 (%)
Nord America	571,8	602,0	591,8	-1,7	22,5
America centrale e meridionale	517,2	542,1	564,9	4,2	21,5
Europa occidentale	617,7	559,9	534,1	-4,6	20,3
Ex URSS, Turchia e economie in transizione	244,1	243,6	236	-3,1	9,0
Medio Oriente	7,2	11,6	13,1	13,2	0,5
Africa	81,3	83,1	83,2	0,1	3,2
Asia e Pacifico	565,1	578,0	607,6	5,1	23,1
Mondo	2604,4	2620,3	2630,7	0,4	100,0
di cui: UE 15	366,1	306,0	301,6	-1,4	11,5
OCSE	1277,0	1263,8	1235,5	-2,2	47,0
Ex URSS	240,1	229,5	227,1	-1,0	8,6

Fonte: elaborazione ENEA su dati BP

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) rappresenta il 22,5% 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 del 11,5%, mentre quella dei Paesi appartenenti all'ex URSS è dell'8,6%.

La Cina è il quarto produttore mondiale e nel complesso i Paesi dell'Asia, grazie anche al contributo di Giappone e India, producono il 23,1% dell'energia idroelettrica totale.

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

Nel corso del 2003 l'incremento della produzione è stato solo dello 0,4% a livello mondiale; lo scarso afflusso idrico nei bacini ha causato una drastica riduzione della produzione europea (-4,6%), di quella dei Paesi dell'Ex Unione Sovietica (-3,1%) e del Nord America (-1,7). L'ultimazione di nuovi bacini e le favorevoli condizioni di idraulicità hanno infine favorito la crescita della produzione in Asia (+5,1%) e in America centrale e meridionale (+4,2%).

Black-out elettrici e sicurezza energetica

Nel corso del 2003 si è verificata in Nord America ed in Europa un'inusuale serie di *black-out*, episodi di interruzione delle forniture elettriche di vaste proporzioni e spesso di lunga durata, che hanno destato grandi preoccupazioni sulla affidabilità delle reti di trasporto e distribuzione di energia elettrica e sulla vulnerabilità del sistema elettrico nel suo insieme.

- Il 14 agosto 2003 si è verificato il più colossale *black-out* nella storia degli Stati Uniti, che ha interessato sette Stati della costa est più la provincia canadese dell'Ontario, causando la perdita di 60.000 MW di carico elettrico e l'interruzione delle forniture a 50 milioni di persone per almeno 48 ore, con effetti economici seri.
- Il 23 settembre 2003 un'interruzione ha interessato la rete elettrica dei Paesi nordici Svezia e Danimarca, con una perdita di carico pari a 3000 MW e la disconnessione di oltre 2 milioni di persone in questi due Paesi, inclusa la città di Copenhagen, per circa 7 ore.
- Il 28 settembre 2003 in Italia si è verificato il più grosso *black-out* degli ultimi 50 anni, con una perdita di carico di 19.600 MW e l'interruzione delle forniture alla quasi totalità dei 57 milioni di utenti italiani per circa 24 ore. Precedentemente, nel mese di giugno, delle interruzioni programmate dell'erogazione di elettricità erano state necessarie per gestire un carico reso particolarmente elevato da eventi climatici non particolarmente eccezionali.

Questi episodi hanno riportato alla ribalta, coniugandolo in termini completamente nuovi, il problema della sicurezza degli approvvigionamenti energetici, e soprattutto della dipendenza delle economie sviluppate dalla fornitura di elettricità in condizioni di sicurezza, efficienza ed affidabilità. Essi tuttavia sono anche stati messi in relazione ai processi di liberalizzazione e deregolamentazione dei mercati elettrici, sollevando dubbi quantomeno sulle modalità con cui tali processi sono stati governati. Mentre ogni singolo episodio può avere avuto cause differenti, una serie di problemi sono stati portati alla pubblica attenzione. Fra questi:

- la vulnerabilità delle reti di trasmissione AC ad incidenti multipli che si verificano in successione ravvicinata;
- un'inerente fragilità delle condizioni operative dei sistemi elettrici in varie aree, dovuta alla erosione della capacità di riserva, ad un crescente ricorso all'interscambio interregionale ed alla crescente volatilità dei flussi elettrici risultanti dalla liberalizzazione e dall'apertura dei mercati;
- un'insufficiente manutenzione delle reti;
- la scarsa comunicazione e coordinamento in tempo reale fra gli operatori nella stessa rete, quando essi siano più di uno; e la difficoltà di individuare precise responsabilità operative;
- la decentralizzazione delle decisioni che moltiplica i rischi sistemici;
- la persistenza di procedure e protocolli inadeguati a gestire reti integrate, perchè risalenti alla fase precedente a quella della liberalizzazione dei mercati elettrici;
- una perdita di esperienza e insufficiente preparazione del personale tecnico cui è affidata la gestione operativa delle reti.

Mentre il dibattito sulle cause di questi *black-out* è lungi dall'essere concluso, i *policy-maker* (sia a livello nazionale che transnazionale), le autorità regolatrici dei mercati elettrici e gli operatori del settore stanno adottando misure e studiando nuovi approcci per accrescere il coordinamento nella gestione delle reti e per migliorare la funzionalità di sistemi così complessi e così vitali per la società contemporanea. Il problema, che è particolarmente sentito sia a livello di Unione Europea che a livello di politiche nazionali, ha già ispirato sia misure di tipo contingente che misure finalizzate a soluzioni di più lungo termine. Alcune di esse saranno discusse in sezioni successive di questo volume.

1.3.1.6 Fonti rinnovabili

I dati fin qui citati, prodotti dalla BP, tengono conto solo parzialmente di alcune fonti primarie di energia come le fonti rinnovabili. Tali dati fanno esplicito riferimento solo alla energia idroelettrica. Tuttavia, a parte l'energia elettrica prodotta da altre fonti rinnovabili come la geotermia, l'energia eolica e quella solare fotovoltaica, esiste un'altra fonte energetica ampiamente utilizzata nel mondo e soprattutto in quello in via di sviluppo. Si tratta della biomassa e dei rifiuti. L'utilizzo di questa risorsa nei Paesi sviluppati dell'OCSE è stimato con ragionevole approssimazione e sempre più spesso figura nelle statistiche ufficiali e nei bilanci energetici in quanto ha un evidente valore commerciale, un mercato ed un prezzo. Più difficile risulta una stima di questa fonte per il resto del mondo, dove biomasse come la legna da ardere, le deiezioni animali ed altri sottoprodotti agricoli vengono regolarmente raccolte ed utilizzate come combustibili per riscaldare ambienti e per la cottura di cibi. Trattandosi di risorse che nella maggioranza dei casi non vengono commercializzate appare evidente l'oggettiva difficoltà di una loro stima, cosa che spiega l'assenza di dati al riguardo nelle pubblicazioni di organizzazioni private come la BP. Tuttavia altre organizzazioni tentano oramai sistematicamente di valutare l'entità di questa risorsa. Una di queste è l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), che ormai da parecchi anni integra le sue stime dei consumi energetici mondiali con delle stime sull'ammontare della biomassa e dei rifiuti consumati per produrre energia e calore. Pur con tutte le cautele del caso nel riportare questi dati, sembra utile fornire un ordine di grandezza indicativo per questa risorsa.

Le stime dell'IEA per il 2002 (l'ultimo anno per cui un dato è disponibile) indicano un valore globale di circa 1117 Mtep che, su un consumo mondiale di energia per lo stesso anno valutato in 10231 Mtep rappresentano circa il 10,9%⁸. Tale percentuale è variata di poco negli ultimi anni e per il 2003 potrebbe verosimilmente essere dello stesso ordine di grandezza. Sempre secondo le stime dell'IEA, la quota dell'energia idroelettrica sarebbe pari al 2,2% del totale⁹, quella di geotermia, eolico e solare sarebbe complessivamente pari allo 0,5%, mentre l'insieme di tutte le fonti rinnovabili (incluse biomasse ed idroelettrico) nel 2002 si aggirerebbe intorno al 13,6% del totale dei consumi energetici mondiali.

Per il solo aggregato dei Paesi dell'OCSE, l'IEA fornisce una stima del consumo di fonti rinnovabili anche per il 2003 (tabella 1.3.16). Dai dati si evince innanzitutto che il contributo delle rinnovabili al fabbisogno totale di energia nei Paesi industriali è più modesto di quello globale.

Tabella 1.3.16 - Contributo delle fonti rinnovabili al fabbisogno energetico. Anni 2002-2003 (Mtep)

	Mondo	OCSE		UE-15		Italia	
	2002	2002	2003	2002	2003	2002	2003
Offerta energia totale	10230,7	5345,7	5390,8	1489,4	1513,1	172,7	180,7
Biomassa	1117,7	178,4	181,1	56,7	59,7	2,5	3,1
Solare, eolico	8,8	7,6	8,2	3,8	4,4	0,2	0,2
Geotermia	41,5	24,8	26,3	3,8	5,2	3,5	4,8
Idroelettrico	223,7	105,8	104,7	24,1	24,0	3,4	3,2
<i>Totale Rinnovabili</i>	<i>1391,6</i>	<i>316,6</i>	<i>320,3</i>	<i>88,4</i>	<i>93,4</i>	<i>9,6</i>	<i>11,3</i>
<i>% Rinnovabili</i>	<i>13,60</i>	<i>5,92</i>	<i>5,94</i>	<i>5,94</i>	<i>6,17</i>	<i>5,54</i>	<i>6,24</i>

Fonte: AIE

⁸ Stime IEA. È importante sottolineare che molte delle discrepanze che si rilevano fra i dati prodotti dall'IEA e quelli prodotti da altri istituti statistici sono riconducibili alla metodologia di calcolo ed ai fattori di conversione utilizzati per ricondurre le quantità fisiche (tonnellate, metri cubi, kWh) di energia utilizzata al loro equivalente calorico. Questo problema è particolarmente rilevante per la conversione dell'elettricità (in kWh) prodotta da fonti rinnovabili o da nucleare. L'IEA utilizza il metodo del contenuto fisico di energia ma ipotizzando per l'energia nucleare un'efficienza di trasformazione dell'energia primaria in elettricità pari al 33%, per l'idroelettrico, l'eolico ed il fotovoltaico un'efficienza del 100%, per la geotermia un'efficienza del 10%.

⁹ La discrepanza nella quota dell'energia idroelettrica rispetto alle stime della BP nasce dalla diversa maniera di calcolare il contenuto fisico di energia del kWh prodotto da energia idraulica: vedasi la nota precedente.

1.3.2 Il quadro italiano

1.3.2.1 Domanda e offerta di energia in Italia nel 2003

Una situazione di stagnazione dell'economia italiana e le condizioni climatiche prevalenti (soprattutto un'estate lunga e particolarmente calda) hanno determinato, nel corso del 2003, un innalzamento della domanda complessiva di energia primaria pari al 2,9% e un peggioramento dell'intensità energetica (tabella 1.3.17) rispetto all'anno precedente.

L'analisi del fabbisogno di energia primaria per fonti fa registrare un fatto relativamente nuovo, che è quello di una riduzione dei consumi di petrolio pari all'1,4% ed in parallelo il consolidarsi della tendenza all'aumento degli altri combustibili fossili, carbone e gas naturale, il cui fabbisogno cresce, rispettivamente dell'8% e del 9,4%. Tale situazione è prevalentemente dovuta alla progressiva riduzione nell'uso di prodotti petroliferi nella generazione elettrica, compensata da un maggiore uso di gas ed anche di carbone (favorito per la sua relativa convenienza rispetto sia al gas naturale che al petrolio e per esigenze di diversificazione energetica) (tabella 1.3.18).

Tabella 1.3.17 - Fabbisogno di energia primaria in Italia 2001-2003 (Mtep)

	2001	2002	2003	2003/2002 (%)
Combustibili solidi	13,7	14,2	15,3	8,0
Gas naturale	58,5	58,1	63,1	9,4
Importazioni di energia elettrica (A)	10,7	11,1	11,2	0,6
Petrolio	88,4	91,4	90,2	-1,4
Combustibili a basso costo (orimulsion)	1,7	1,7		
Fonti rinnovabili (A)	13,8	12,6	12,6	-0,3
Totale	186,8	187,6	192,9	2,9
Pil (miliardi di euro in lire 1995)	1033,0	1036,7	1039,4	0,26
Intensità energetica (tep/Me)	180,8	180,9	185,6	2,6

(A) I kWh sono stati trasformati in tep in base alle calorie necessarie per produrre 1 kWh termoelettrico

Fonte: MAP - Bilancio Energetico Nazionale 2003

Tabella 1.3.18 - Bilancio energetico di sintesi 2003 (Mtep)

	Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,600	11,300	5,500	12,100		29,500
Importazioni	14,500	51,200	107,400	0,500	11,300	184,900
Esportazioni	0,100		22,100	0,000	0,100	22,300
Variazione scorte	-0,300	-1,100	0,600	0,000		-0,800
Disponibilità per il consumo interno	15,300	63,600	90,200	12,600	11,200	192,900
Consumi e perdite del settore energetico	-1,000	-0,500	-6,100	0,000	-44,500	-52,100
Trasformazione in energia elettrica	-10,300	-21,800	-15,400	-10,800	58,300	0,000
Impieghi finali	4,000	41,300	68,700	1,800	25,000	140,800
Industria	3,800	16,800	6,800	0,300	11,900	39,600
Trasporti	-	0,400	42,400	0,200	0,800	43,800
Usi Civili	0,100	23,100	7,400	1,100	11,900	43,600
Agricoltura		0,100	2,600	0,200	0,400	3,300
Usi non energetici	0,100	0,900	6,200	0,000	-	7,200
Bunkeraggi	-	-	3,300		-	3,300

Fonte: MAP - Bilancio Energetico Nazionale 2003

La conversione delle centrali a olio combustibile, l'entrata in funzione di nuove centrali a ciclo combinato e l'adeguamento di alcune centrali a carbone agli *standard* ambientali richiesti lasciano ipotizzare per i prossimi anni un ulteriore incremento dei consumi di gas naturale e di carbone nel settore termoelettrico.

Dal lato produzione di energia si registrano una significativa riduzione della produzione nazionale di gas (-6,3% rispetto al 2002) e una leggera riduzione della produzione di petrolio greggio, al progressivo esaurirsi dei giacimenti di idrocarburi attualmente in uso. Similmente si è verificata una leggera riduzione nella produzione di energie rinnovabili e in particolare di quella idroelettrica (prevalentemente dovuta a fattori climatici). La continuazione del *trend* negativo della produzione nazionale di gas naturale e petrolio ha determinato un aggravamento del livello di dipendenza energetica¹⁰ passato dall'84,1% del 2002 all'84,6 del 2003.

Le importazioni nette di energia, pari a 162,6 Mtep, hanno registrato un aumento del 1,5% rispetto al 2002. Esse hanno riguardato per il 52,5% i prodotti petroliferi, per il 31,5% il gas naturale, per l'8,9% i combustibili solidi e per il 6,9% l'energia elettrica.

Le importazioni nette di carbone e gas sono aumentate, e così pure quelle di energia elettrica mentre quelle di petrolio sono leggermente diminuite.

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 (38,2%) e Federazione Russa (32,1%), seguite dai Paesi Bassi (14%), dalla Norvegia (8%) e dalla Nigeria (7%).

Il prezzo medio all'importazione del petrolio per l'Italia dopo l'impennata precedente lo scoppio della guerra in Irak (in cui aveva superato i 32 \$/bl) è tornato vicino ai 25 \$/bl a maggio per poi riprendere la sua ascesa. Alla fine dell'anno ha fatto registrare valori intorno ai 29,3 \$/bl. Il prezzo dei prodotti petroliferi ha seguito con un ritardo di qualche mese la stessa dinamica, anche se gli incrementi di prezzo sono stati smorzati dall'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro.

Le fonti primarie trasformate in energia elettrica sono complessivamente aumentate dell'1,8%, ma è già stato rilevato come questo sia il risultato di dinamiche completamente diverse a seconda delle fonti.

Gli usi finali sono cresciuti complessivamente del 3,7% rispetto al 2002 e la dinamica è positiva per tutte le fonti. Tuttavia mentre gli usi di gas, combustibili solidi e fonti rinnovabili crescono a tassi superiori a quello del totale, i consumi di energia elettrica e prodotti petroliferi crescono più lentamente.

L'analisi dei consumi finali settoriali mette immediatamente in evidenza l'incremento per certi versi anomalo dei consumi del settore civile (+8,4%). Per comprendere il fenomeno occorre ricordare che il settore civile comprende sia il settore residenziale che quello dei servizi, quest'ultimo un settore produttivo attualmente in continua espansione. La crescita dei consumi sembra dunque dovuta sia a fattori climatici (inverno freddo, estate molto calda) e alle conseguenti maggiori necessità di condizionamento degli ambienti, sia a fattori legati al reddito che continuano a favorire la crescita dei consumi (maggiore penetrazione di elettrodomestici e soprattutto di dispositivi elettronici, crescita della superficie abitativa pro-capite) e infine a fattori sociali. L'incremento dei consumi ha riguardato in particolare quelli di gas e di prodotti petroliferi (kerosene) (+10,4% e rispettivamente +7,2%) e quelli di energia elettrica (+5%). In crescita sono anche risultati i combustibili solidi e le rinnovabili.

A fronte della dinamica dei consumi nel settore civile, quella dei trasporti appare decisamente più lenta, con una crescita rispetto all'anno precedente del 2,3% che fa pensare all'approssimarsi di situazioni di saturazione soprattutto nel trasporto su strada. In questo settore i consumi di prodotti petroliferi mostrano una crescita del 2,1%, trainati soprattutto dalla crescita del gasolio per il crescente parco di vetture diesel che rimpiazza progressivamente la benzina, mentre i consumi di

¹⁰ Dipendenza energetica = (Importazioni nette / (Produzione + Importazioni nette))*100

gas e di energia elettrica crescono più rapidamente ma da una base ancora molto bassa. Anche i biocombustibili per autotrazione accrescono il loro contributo.

I consumi del settore industriale hanno avuto un incremento molto modesto (1,4%), che riflette la *performance* del settore dal punto di vista del livello di attività nel corso del 2003. E' comunque interessante notare la crescita dei consumi di combustibili solidi (+9,4%) contro una crescita di appena lo 0,5% dei consumi di gas e dell'1% per l'energia elettrica. In crescita sono anche i consumi di fonti rinnovabili in questo settore. Ancora più modesta è risultata la crescita dei consumi complessivi in agricoltura.

1.3.2.2 Indicatori di intensità energetica

Informazioni sull'andamento dell'intensità energetica (complessiva e settoriale) dell'Italia in confronto ad altri Paesi sono ricavabili da varie fonti, fra cui si possono segnalare per il loro interesse la base-dati ODYSSEE¹¹ e un recente studio dell'IEA¹².

Se gli indicatori di intensità energetica vengono spesso letti e utilizzati come un indicatore sintetico dell'efficienza energetica globale di un paese o di un settore, occorre ricordare che un uso di questo tipo dovrebbe essere fatto con molta cautela. Gli indicatori di intensità energetica, infatti, rappresentano uno strumento relativamente grezzo che riflette l'effetto combinato di diversi fattori i quali possono anche avere andamento divergente, e di cui l'efficienza energetica delle tecnologie utilizzate è solo una componente. L'uso di energia in un dato settore può essere scomposto in vari fattori. Di questi i fattori più spesso analizzati sono: il livello di attività in un settore, il mix di attività ed i consumi di energia per unità di attività¹³. Mentre i consumi energetici unitari costituiscono forse fra i fattori considerati il concetto più prossimo a quello di efficienza energetica, trattandosi di valori medi per un intero settore essi rappresentano l'efficienza delle tecnologie utilizzate ponderata con il mix di tecnologie prevalenti nel settore.

Seguendo un approccio *bottom-up* ed utilizzando il database ODYSSEE sono stati costruiti gli indici ODEX (da ODyssee IndEX), indici sintetici di efficienza energetica a partire da indicatori di consumo unitario dettagliati per uso finale, tipo di sistemi o apparecchiature, modalità di trasporto ecc., e ponderati per il loro peso sui consumi finali del settore. Gli indici hanno il 1990 come anno base, dunque un valore dell'indice inferiore a 100 per l'anno 2000 rappresenta un miglioramento dell'efficienza energetica nel settore considerato. La figura 1.3.7 mostra l'andamento di tali indici per cinque settori in Italia.

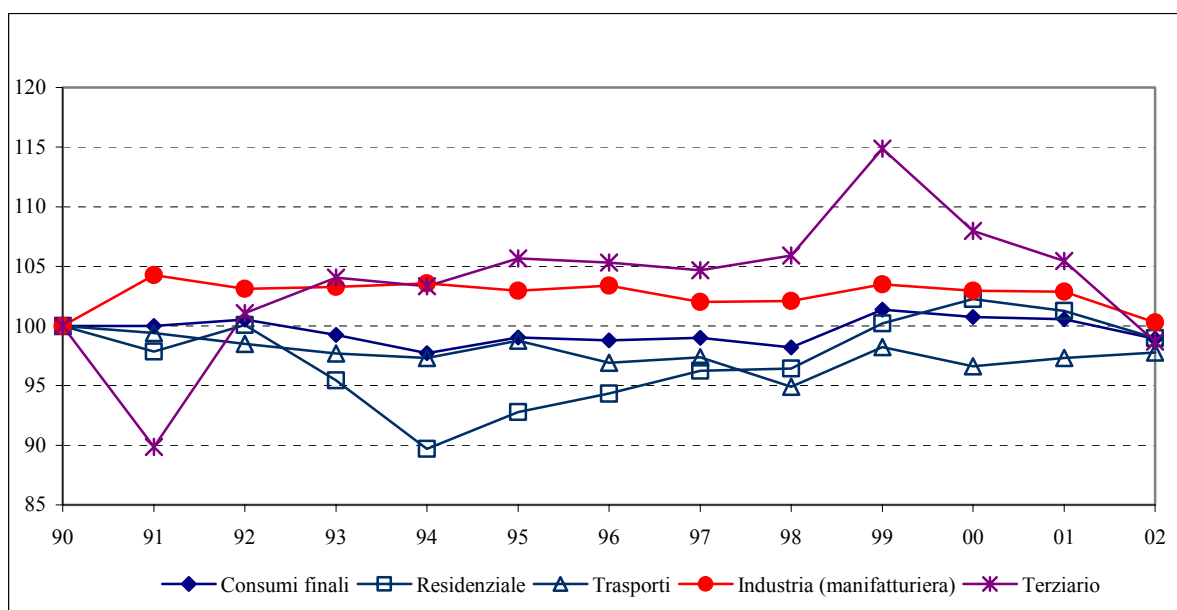
Nel periodo 1990-2002, l'indicatore di efficienza energetica nei consumi finali, nel residenziale e nei trasporti in Italia ha oscillato intorno al valore dell'anno base o tutt'al più è leggermente migliorato. Nel settore terziario dopo un periodo di peggioramento (dal 1992 al 1999) l'indicatore ha cominciato a migliorare rapidamente negli ultimi tre anni. Nel settore dei trasporti si è avuto un piccolo miglioramento pari al 2,2% nell'arco di tempo considerato. Il settore industriale è l'unico nel quale c'è stato un sia pur lieve peggioramento: l'indicatore, infatti, è rimasto al di sopra del valore iniziale per tutto il periodo considerato.

¹¹ La base dati ODYSSEE contiene dati per 14 paesi dell'UE più la Norvegia sulla intensità energetica primaria e finale del PIL di ciascun paese e del valore aggiunto a livello settoriale, con e senza correzione climatica. La disaggregazione offerta riguarda i settori agricoltura, industria (a sua volta con il dettaglio su 7 sottosettori), residenziale, terziario e trasporti. Ulteriori informazioni sono fornite per quanto riguarda i consumi energetici unitari per la produzione di determinati beni (acciaio, cemento, carta) o "servizi" come il riscaldamento di un metro quadro di spazio residenziale ed il trasporto di passeggeri (in passeggeri/km) o merci (in tonnellate/km) per differenti modalità di trasporto. Le tabelle relative sono riportate nel volume "I dati" annesso a questo Rapporto.

¹² Oil Crises and Climate Challenges: 30 Years of Energy Use in IEA Countries. OECD/IEA. Paris, 2004.

¹³ Su questo tipo di analisi di scomposizione in fattori, è basato il citato volume dell'IEA.

Figura 1.3.7 - Indici ODEX di efficienza energetica in Italia. Anni 1990-2002 (1990=100)



Fonte: Dati ODYSSEE

Dai dati ODYSSEE è anche possibile fare dei confronti internazionali. Se si considera l'intensità energetica del Pil misurata in base all'energia primaria consumata ed al Pil in Euro a prezzi del 1995, l'Italia al 2002 ha un'intensità energetica del 12% più bassa della media UE: solo tre Paesi (Irlanda, Austria e Danimarca) hanno un'intensità inferiore a quella italiana¹⁴. Un segnale preoccupante tuttavia viene dal fatto che dal 1990 il *trend* discendente dell'intensità energetica sia notevolmente rallentato rispetto ai decenni precedenti. Tale considerazione vale per quasi tutti i Paesi dell'UE a parte alcuni Paesi del Nord Europa particolarmente virtuosi (Irlanda, Danimarca, Germania, Svezia e Olanda). Anzi, di fatto, per alcuni che, come la Spagna e il Portogallo, scontavano un certo ritardo nello sviluppo, il *trend* è perfino alla crescita.

Se si misura l'intensità energetica primaria a parità di potere d'acquisto, l'Italia ha l'intensità più bassa (circa il 22% sotto la media UE) dopo l'Irlanda. L'intensità energetica misurata sui consumi finali (con o senza correzione climatica) vede l'Italia su valori poco inferiori alla media UE e comunque abbastanza stabili da circa dieci anni.

Il rapporto fra l'intensità energetica finale e quella primaria fornisce alcuni elementi interessanti. L'Italia presenta un valore di questo indicatore abbastanza superiore alla media UE. Più questo valore è basso più è importante la quota di fonti energetiche primarie trasformate in fonti secondarie come l'energia elettrica. Dunque questo indicatore dovrebbe riflettere l'importanza del settore elettrico in un paese ed essere strettamente correlato con la quota dell'elettricità sul totale degli usi finali. Di fatto, però, estrapolazioni di questo tipo dovrebbero essere evitate: infatti, dato il modo in cui è conteggiato l'equivalente del kWh da nucleare in fonti primarie l'indicatore risulta inversamente correlato con la quota di nucleare nei fabbisogni di energia primaria in un dato paese.

¹⁴ Occorre però ricordare che la convenzione comunemente adottata per calcolare l'equivalente in termini di energia primaria dell'elettricità prodotta da nucleare tende a sovrastimare il fabbisogno di energia primaria specialmente di quei paesi che hanno la produzione elettronucleare più elevata (vedi Francia, Germania, Regno Unito, Belgio e Finlandia). Per ragioni analoghe il fabbisogno di fonti primarie dei paesi con una quota elevata di energia idroelettrica risulta più ridotto. Indirettamente anche la media UE viene modificata: dato il maggiore peso del nucleare rispetto all'idroelettrico del mix di generazione nella UE, l'effetto è di una "distorsione" verso l'alto. Una volta che il confronto viene fatto sulla intensità energetica finale, questa fonte di distorsione scompare.

Per quanto riguarda le intensità energetiche settoriali, gli indicatori presentano una variabilità molto più grande rispetto alla media europea riflettendo la variabilità delle strutture produttive fra Paesi sia in termini di peso dei vari settori sul valore aggiunto totale, sia l'enfasi su produzioni differenti all'interno degli stessi settori.

Per il settore agricolo, l'Italia presenta intensità energetiche non molto inferiori alla media UE ma, ad esempio, pari a circa un terzo di quella dell'agricoltura olandese: l'intensità energetica più bassa spetta all'agricoltura francese con un valore pari al 65% della media UE. Anche per il settore agroalimentare l'Italia ha un'intensità energetica inferiore alla media.

Anche per l'insieme dell'industria l'Italia presenta intensità energetica un poco inferiore alla media UE ma pur sempre superiore a quella di Francia e Germania. I Paesi con l'industria più *energy-intensive* risultano essere Finlandia, Svezia, Portogallo e Belgio. Uno sguardo ai sottosettori dell'industria mostra che:

- nel settore cartario l'Italia presenta intensità energetiche inferiori alla media a causa della sua specializzazione sui prodotti cartotecnici più che per la sua efficienza nella produzione di carta, i cui principali produttori sono Finlandia, Svezia e Norvegia. È interessante notare che in questo settore l'intensità energetica media europea (e quella italiana) è andata leggermente aumentando.
- nel settore chimico l'Italia presenta intensità energetiche superiori alla media europea. Occorre tuttavia dire che nel periodo considerato, ed ancor più negli ultimi trenta anni, l'intensità energetica del settore è fortemente diminuita a seguito di un progressivo spostamento da una relativa specializzazione nella chimica primaria verso la chimica fine.
- Nel settore metallurgico l'intensità energetica dell'Italia è superiore alla media UE, ma sostanzialmente in linea con quella di Paesi come la Francia e la Germania e decisamente inferiore a quella di Norvegia, Grecia, Belgio, Olanda e Svezia. La ragione di ciò è squisitamente tecnologica: mentre questi ultimi Paesi producono prevalentemente acciaio primario in altoforno, l'Italia produce acciaio da rottame e utilizzando fornaci elettriche.
- Nei minerali non metallici l'Italia ha un'intensità energetica superiore alla media UE ed in particolare di Germania e Francia, ma pari a circa la metà di quella della Grecia e largamente inferiore a quella di Paesi come il Portogallo e la Spagna.
- Nel settore meccanico (che presenta un'intensità energetica caratteristicamente più bassa di quella delle lavorazioni di base) l'industria italiana ha un'intensità energetica superiore alla media europea ed inferiore solo a quella del Portogallo e del Regno Unito.
- Nel settore tessile l'intensità energetica è leggermente superiore alla media UE. Come per il settore cartario, l'intensità energetica media europea (e quella italiana) è andata leggermente aumentando negli ultimi anni.

Per alcune produzioni caratteristiche come la carta, l'acciaio ed il cemento, il database ODYSSEE mostra che i consumi energetici unitari dei prodotti italiani sono un po' più efficienti della media dei prodotti europei, ma questo non riflette necessariamente una maggiore efficienza energetica di produzioni identiche quanto piuttosto il fatto di partire da semilavorati (pasta di cellulosa, o rottami) invece che da materie prime vergini.

Per il settore residenziale il database ODYSSEE fornisce degli indicatori di *performance* ma, per ovvie ragioni, non rapportati alla variabile Pil o al valore aggiunto. Da questi indicatori emergono alcune interessanti considerazioni. I consumi elettrici unitari per abitazione mostrano, innanzitutto, che questo indicatore a livello europeo è andato crescendo col tempo e col crescere dei redditi medi pro-capite. Rispetto a questo indicatore, l'Italia si posiziona non solo con un valore al di sotto della media ma con il valore più basso in assoluto. Tale fenomeno che non sembra tanto essere legato a variabili climatiche o di reddito quanto al fattore prezzi elettrici ed alla politica di tariffe particolarmente alte per le utenze domestiche con potenza impegnata superiore ai 3 kW. Quest'ultima politica portata avanti negli ultimi 40 anni in Italia di fatto ha prefigurato un approccio di *demand side management ante litteram*.

Se si analizzano i consumi energetici unitari per abitazione corretti per il clima medio europeo, l'Italia presenta valori leggermente più bassi della media UE ma superiori a quelli di Paesi come la Finlandia, la Danimarca, la Norvegia e l'Olanda. Inoltre, a partire dal 1998 si evidenzia una tendenza alla crescita dei consumi in Italia. Lo stesso vale per i consumi energetici unitari per metro quadro. Per quanto riguarda i soli consumi di riscaldamento per abitazione (con correzione climatica), i dati mostrano per l'Italia valori nettamente sopra la media europea: una prestazione peggiore la raggiungono solo Grecia, Austria, Francia e Regno Unito. I Paesi nordici si confermano come decisamente virtuosi, affiancati in questa categoria dalla Spagna. Considerazioni analoghe valgono se invece si considerano i consumi per riscaldamento a metro quadro: l'Italia ha quasi raggiunto la media europea (che peraltro negli ultimi 12 anni si è andata abbassando) e si allontana progressivamente dalla brillante *performance* dei Paesi nordici.

Nel settore terziario l'intensità energetica finale rispetto al Pil risulta più bassa della media europea di circa il 25% e la più bassa dei Paesi dell'UE. La media UE tuttavia mostra un *trend* in diminuzione, mentre il valore dell'indicatore per l'Italia è rimasto stabile nell'ultimo decennio. Inoltre, quando questa intensità energetica viene corretta per i fattori climatici, la prestazione italiana appare assai meno eccezionale assestandosi poco al di sotto della media europea ma con un *trend* in crescita. I consumi elettrici per addetto nel settore terziario per l'Italia risultano in crescita come per il resto dell'UE, ma si situano quasi il 30% sotto la media, fra i valori più bassi della distribuzione. I consumi energetici per addetto, corretti per i fattori climatici, mostrano andamenti analoghi e un posizionamento di questo settore in Italia fra i valori più bassi nella UE.

Per quanto riguarda il settore trasporti, l'intensità energetica finale rispetto al Pil vede l'Italia allineata sulla media UE e assestata su valori abbastanza stabili. Se si analizzano invece i consumi energetici per unità di servizio reso il quadro appare più variegato. Nel trasporto di passeggeri i consumi unitari per l'Italia sono di circa il 18% inferiori alla media europea, mentre in quello di merci i consumi sono più bassi del 10%. Se si considerano le modalità di trasporto, il trasporto aereo e ferroviario di passeggeri in Italia sembra molto più efficiente della media europea, con consumi unitari pari a circa la metà della media UE e miglioramenti significativi negli ultimi 6 anni. Invece i consumi unitari nel trasporto su strada per auto equivalente risultano non solo del 10% superiori alla media europea, ma mostrano un *trend* ascendente, di segno opposto a quello che si verifica in media nella UE. Per quanto riguarda i trasporti merci su ferrovia l'efficienza del trasporto su rotaia in Italia è migliore di quella media europea. Ancora migliore è la performance dell'Italia nei trasporti di merci via acqua, date le caratteristiche geografiche del paese.

Trarre delle conclusioni sull'efficienza energetica da questa disamina dei dati non è semplice né esente da rischi. Tuttavia si possono rilevare alcuni fatti. Uno è che la tendenza alla riduzione dell'intensità energetica dell'Italia sembra essere molto rallentata negli ultimi dieci anni. Questo fenomeno è particolarmente rilevante per l'industria per la quale i margini di miglioramento dell'efficienza a parità di mix produttivo si vanno restringendo progressivamente e ulteriori miglioramenti nell'intensità energetica sarebbero possibili solo a costi elevati (ad. es. con un'accelerata sostituzione degli impianti).

Per quanto riguarda il settore residenziale, a parte la peculiarità tutta italiana dei bassi usi di elettricità, sulla quale presumibilmente non si potrà più contare molto per il futuro, è chiaro che un abbassamento dell'intensità energetica e un miglioramento dell'efficienza può e dovrebbe essere perseguita nel riscaldamento e climatizzazione degli edifici. In questo settore, infatti, per il futuro prossimo i fattori trainanti dei consumi energetici (redditi, strutture dei nuclei familiari, fattori climatici, se non anche i prezzi) sembrano andare nella direzione di un loro incremento.

Per i trasporti, margini per il miglioramento dell'intensità energetica sembrano esistere soprattutto nel trasporto su strada, e in uno spostamento verso modalità di trasporto (sia passeggeri che merci) più *energy efficient*.

1.3.2.3 Scenari evolutivi del sistema energetico italiano

In questa sezione viene descritta l'evoluzione del sistema energetico italiano delineata mediante il modello Markal-Macro Italia¹⁵ secondo due scenari:

- uno *scenario tendenziale* ed
- uno *scenario alti prezzi*.

Lo *scenario tendenziale* descrive l'evoluzione del sistema sulla base del prevedibile andamento delle principali variabili chiave, che per la gran parte continuano a seguire le tendenze in atto, e ipotizzando la realizzazione delle misure di politica energetica già in corso di attuazione.

Lo *scenario alti prezzi* invece si differenzia da quello tendenziale *unicamente per l'ipotesi di un più rapido aumento dei prezzi dell'energia* ed è stato simulato per esaminare l'impatto possibile del protrarsi di una situazione di rialzo sostenuto del prezzo dell'energia. Dunque, nell'illustrare questo secondo scenario ci si soffermerà unicamente sulle ipotesi relative ai prezzi (rimanendo invariate le altre ipotesi di base) e sui risultati della simulazione. I due scenari considerano un orizzonte temporale di lungo periodo, in quanto descrivono l'evoluzione del sistema dal 2000 al 2030. In questo documento si concentra l'attenzione sull'evoluzione del sistema nel medio-lungo periodo, fino al 2020¹⁶.

I principali parametri di riferimento per lo scenario tendenziale

La popolazione. Per l'evoluzione della popolazione residente si è utilizzato lo scenario *centrale* dell'ultima previsione effettuata dall'ISTAT (2003), che considera per ogni componente della dinamica demografica (fecondità, mortalità, migrazioni) l'andamento futuro più probabile. La popolazione utilizzata come base per le elaborazioni è quella delle stime regionali al 1.1.2000.

Nel corso del primo decennio, la popolazione italiana è destinata ad aumentare leggermente (poco meno di un milione di unità) per effetto di: a) una dinamica naturale (saldo tra nati e morti) negativa (-1,6 per mille abitanti) e b) una dinamica migratoria positiva (più di 100.000 unità l'anno, circa l'1,9 per mille). Dopo il 2010, invece, la dinamica naturale prevale sui saldi migratori, e la popolazione comincia a diminuire, con una perdita di popolazione pari a 5,5 milioni nei 50 anni dell'orizzonte temporale della previsione ISTAT. Ma poiché oltre l'80% di questa perdita si dovrebbe verificare tra il 2030 e il 2050, nel 2020 la popolazione è ancora simile all'attuale. Quanto alla struttura demografica, l'indice di vecchiaia (rapporto tra la popolazione di 65 anni e più e la popolazione fino a 14 anni di età) passa da 125 per 100 nel 2000 a 146 nel 2010.

Il sistema produttivo. Nell'evoluzione tendenziale il sistema produttivo si sviluppa ad un tasso medio annuo di poco inferiore al 2% (superiore a quello registrato nel decennio 1990-2000), in quanto si ipotizza una crescita media dell'1,5% nel periodo compreso tra il 2000 e il 2005 (stima probabilmente ottimistica) e una crescita costante del 2% medio annuo dal 2010 in poi.

La struttura produttiva non subisce grandi cambiamenti, continuando fondamentalmente a seguire il *trend* degli ultimi decenni, caratterizzati dalla progressiva riduzione del peso dell'industria e dell'agricoltura e dal contemporaneo aumento del peso dei servizi. La tendenza in questione però si affievolisce rispetto al recente passato. Fino al 2015 il tasso di crescita del valore

¹⁵ Il modello Markal-Macro Italia, correntemente utilizzato da ENEA ed APAT, è un modello integrato energia/economia che riproduce in modo dettagliato il sistema energetico italiano, dall'approvvigionamento delle fonti primarie ai processi di conversione, trasporto e distribuzione dell'energia, fino ai dispositivi di uso finale, considerando anche i vincoli ambientali. Modelli della "famiglia Markal", sviluppati nell'ambito del progetto *Energy Technology Systems Analysis Project* (ETSAP) dell'Agenzia Internazionale dell'Energia, sono utilizzati per la valutazione delle politiche energetiche ed ambientali in più di 50 istituti appartenenti a circa 30 paesi diversi.

¹⁶ Lo scenario *tendenziale* qui presentato costituisce un aggiornamento di quello contenuto nel volume *Scenari energetici italiani. Valutazioni di misure di politica energetica*, ENEA, 2004. Poiché le differenze tra i due scenari sono marginali, si rimanda allo stesso volume per una descrizione più dettagliata sia dello scenario *tendenziale* che di altri scenari di lungo periodo contenenti misure di politica energetica.

aggiunto nel settore dei servizi è, infatti, maggiore di quello ipotizzato per l'industria, ma la differenza tra i due tassi di crescita è marginale, per cui alla fine del periodo la struttura del sistema produttivo è piuttosto simile all'attuale, sia pure con una riduzione del peso dell'agricoltura¹⁷.

L'evoluzione dei tassi di crescita del valore aggiunto dell'intero settore industria ricalca in sostanza quello del sottosectore dei prodotti della trasformazione industriale, che rappresenta d'altra parte più del 70% del valore aggiunto dell'industria. All'interno di questo aggregato, i settori più dinamici sono quelli della meccanica e della chimica. I settori che presentano i tassi di crescita più modesti sono invece quelli delle costruzioni, del tessile e in parte della metallurgia, che riducono tutti il proprio peso all'interno dell'aggregato.

La domanda di servizi energetici. Nel modello utilizzato per l'elaborazione dello scenario l'evoluzione del settore energetico è "guidata" dalla domanda di "servizi energetici", intesa come servizio fornito dal bene energia (la cosiddetta "energia utile"), espresso ad esempio in termini di riscaldamento, illuminazione di ambienti, forza motrice, oppure in termini di unità fisiche di beni la cui produzione richiede il consumo di energia¹⁸. Le diverse tipologie di domande rappresentate nel modello possono essere ricondotte ai principali settori produttivi, aggregati secondo la metodologia utilizzata nel Bilancio energetico nazionale. I tassi di crescita delle domande di energia utile seguono a loro volta l'andamento di altre variabili, come ad es. il valore aggiunto per la domanda di servizi energetici dell'industria.

- Nell'industria la domanda che cresce in modo più marcato è quella della meccanica, ma la crescita è significativa anche nei settori della carta, dell'agroalimentare e della metallurgia, settori per i quali non si ritengono probabili forti riduzioni dell'intensità energetica. I settori nei quali al contrario la domanda di servizi energetici cresce meno sono le costruzioni e il tessile.
- La crescita della domanda di "energia utile" è molto significativa nel settore civile, in particolar modo nel settore residenziale, dove è notevole la crescita degli usi elettrici (trainata dalla domanda di raffrescamento), soprattutto nel primo decennio. L'evoluzione della domanda di riscaldamento segue invece un andamento molto più contenuto.
- La domanda di servizi energetici (pass-km e t-km) continua ad essere sostenuta anche nei trasporti, almeno fino al 2015, quando il tasso di crescita comincia a ridursi.
- La domanda dell'agricoltura si mantiene su tassi annui piuttosto modesti per tutto il periodo considerato.

I prezzi dell'energia. Per i prezzi dell'energia si è ipotizzata un'evoluzione leggermente più pessimistica di quella utilizzata nello scenario della III Comunicazione Nazionale, che assume prezzi costanti in termini reali per tutto l'orizzonte temporale (dal 2000 al 2020). Nello scenario *tendenziale* Markal-Macro Italia si è ipotizzato che dal 2010 i prezzi abbiano una leggera crescita, pari all'1% medio annuo a moneta costante (tabella 1.3.19).

Tabella 1.3.19 - Scenario *tendenziale*: prezzi ipotizzati per le fonti fossili

	2005	2010	2015	2020
Petrolio (brent - \$2001/barile)	26	26	28	29
Gas naturale (importato - \$/MBtu)	3.9	3.9	4.1	4.3
Carbone (importato - \$/t)	43	43	43	43

¹⁷ Questa evoluzione segue sostanzialmente le aspettative attualmente prevalenti tra gli analisti e gli operatori, sebbene da alcune parti si ipotizzi una (modesta) inversione della tendenza di lungo periodo anche prima del 2020, con un ritorno alla crescita del peso del settore industriale.

¹⁸ Il consumo di energia primaria necessario per il soddisfacimento di queste domande viene poi calcolata dal modello, per cui è un output dello stesso.

Altre ipotesi. Un'altra ipotesi alla base dello scenario *tendenziale* riguarda il meccanismo di incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER). In analogia con quanto previsto dal decreto legge di recepimento della direttiva comunitaria 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, nello scenario l'obbligo per produttori ed importatori di elettricità di immettere nella rete nazionale una quantità di elettricità prodotta da FER pari al 2% dell'elettricità prodotta o importata nell'anno precedente viene gradualmente elevato dello 0,35% annuo a partire dal 2004, fino a raggiungere il 3%, dopo di che rimane costante.

Infine, nell'evoluzione tendenziale del sistema energetico si è ipotizzata l'entrata in funzione di nuova capacità di importazione di energia elettrica per circa 3500 MW entro il 2010, secondo quanto previsto dai programmi di sviluppo della rete del GRTN.

L'energia primaria

L'evoluzione del fabbisogno energetico nello scenario *tendenziale*, e le fonti utilizzate per la sua copertura, sono rappresentate nelle figure 1.3.8 e 1.3.9.

Nel primo decennio dello scenario il consumo di energia aumenta ad un tasso medio annuo dell'1,2% (lo stesso tasso degli anni novanta), mentre nel secondo decennio aumenta ad un tasso annuo dello 0,8%. Nel 2010 il consumo di energia primaria è quindi maggiore del 12% rispetto al 2000, percentuale che sale al 21% nel 2020.

Per quanto riguarda il fabbisogno delle principali fonti primarie, le figure 1.3.8 e 1.3.9 mostrano la continuazione del *trend* dell'ultimo decennio, con la sostituzione del gas naturale al petrolio (principalmente nella generazione elettrica) e la progressiva convergenza delle rispettive quote sul consumo totale, fino a quando, entro la fine del prossimo decennio, il gas diviene la prima fonte nel sistema energetico italiano. Per quanto questa tendenza migliori la diversificazione delle fonti, essa non riduce la dipendenza del sistema dagli idrocarburi, la cui quota sul consumo resta infatti sugli elevati valori attuali (80% circa).

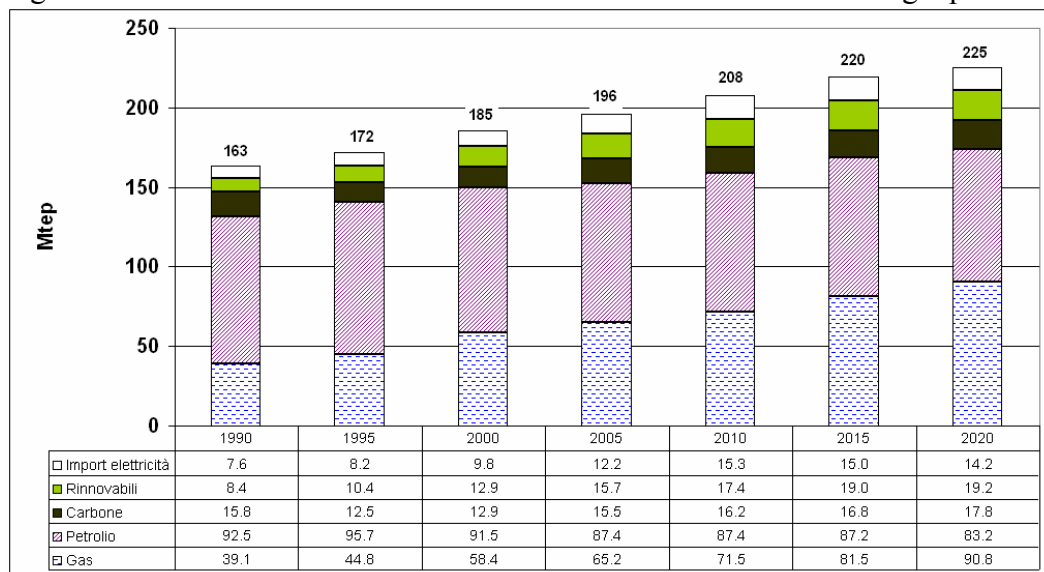
In termini assoluti, l'aumento del consumo di gas naturale è particolarmente rilevante nel decennio in corso: dai 58 Mtep del 2000 il consumo di gas supera i 70 Mtep nel 2010, gli 80 Mtep nel 2015 e i 90 Mtep nel 2020 (un valore pari all'attuale consumo di petrolio), con un incremento della sua quota sul consumo totale prossimo nel 2020 al +10% (rispetto al 2000).

La quota del petrolio si riduce invece di una percentuale ben maggiore del 10%, per quanto in valore assoluto il consumo di petrolio continui a seguire il suo recente *trend* discendente solo nel breve periodo, per poi stabilizzarsi per un decennio su valori di poco superiori agli 85 Mtep.

Il consumo di carbone aumenta in modo significativo durante tutto il periodo considerato, in particolare nel breve periodo: tra il 2000 e il 2010 l'incremento è in valore assoluto superiore a 3 Mtep, cui si aggiungono poco meno di altri 2 Mtep nel decennio successivo. Il peso del carbone sul consumo totale resta comunque su valori inferiori al 10%, fondamentalmente a causa delle preoccupazioni ambientali che ne rendono difficile un'ampia espansione nel settore elettrico.

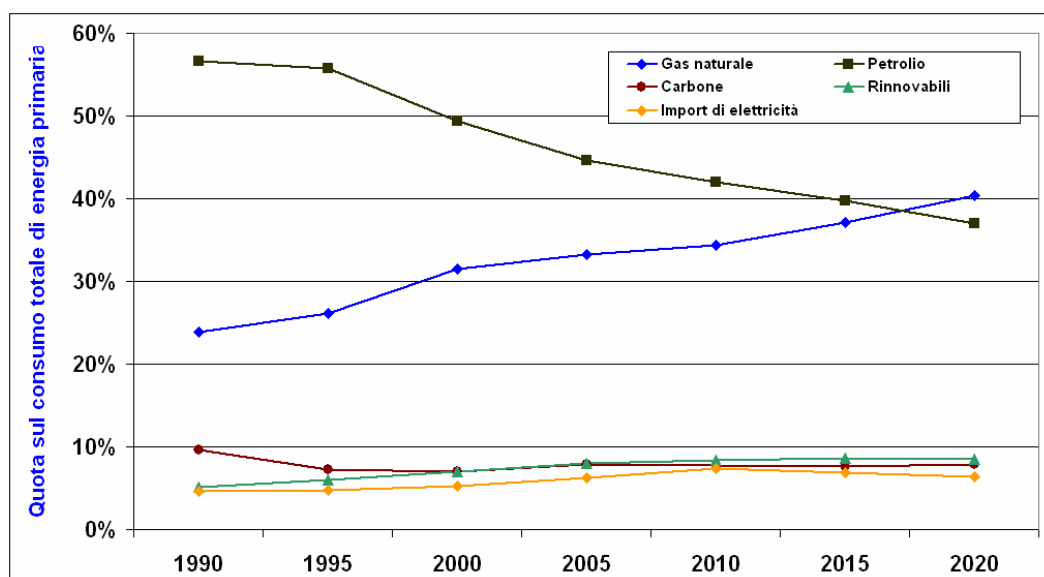
Allo stesso modo, restano marginali anche le fonti energetiche rinnovabili, nonostante lo scenario incorpori l'incremento della soglia di obbligo per i Certificati Verdi dello 0,35% l'anno dal 2004 al 2006. Nonostante un significativo aumento in valore assoluto, esse restano, infatti, sempre ben al di sotto del 10% del consumo totale di energia.

Figura 1.3.8 - Scenario *tendenziale*: evoluzione della domanda di energia primaria (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA e APAT

Figura 1.3.9 - Scenario *tendenziale*: quota delle fonti sulla domanda totale di energia primaria (%)



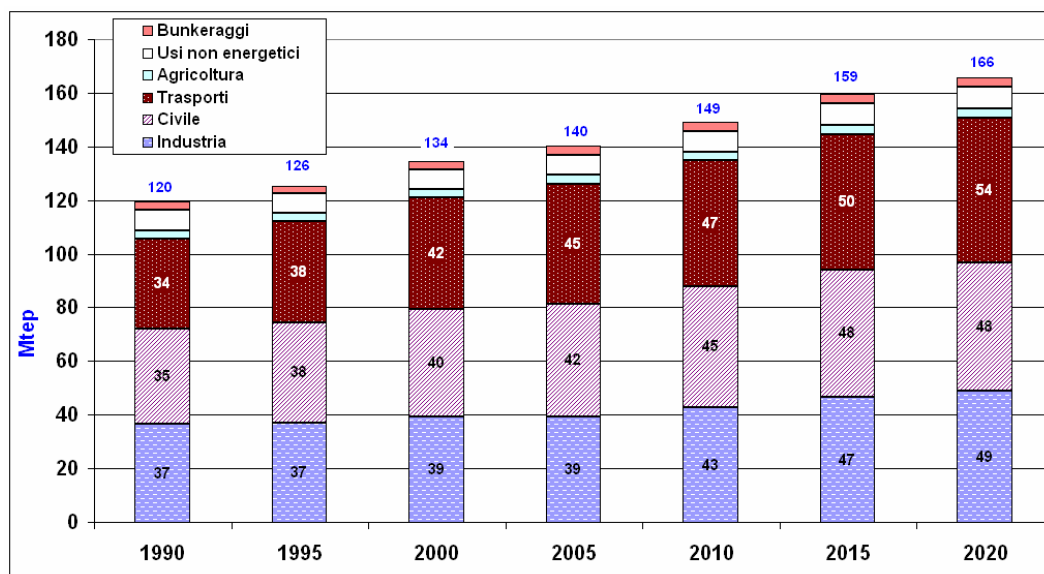
Fonte: elaborazione ENEA e APAT

Per quanto riguarda la dipendenza energetica del sistema, misurata come quota percentuale delle importazioni nette sul consumo totale, lo scenario *tendenziale* non comporta miglioramenti rispetto alla situazione attuale. La dipendenza totale resta intorno all'85% per tutto l'orizzonte temporale (con una leggera tendenza alla crescita). La dipendenza dal petrolio importato è sostanzialmente costante intorno al 95%, mentre la percentuale di gas importato segue il *trend* dell'ultimo decennio, aumentando molto rapidamente in concomitanza con la forte crescita del consumo, fin a raggiungere nel lungo periodo i valori relativi al petrolio.

I consumi finali di energia

Nel corso dell'orizzonte temporale i consumi finali di energia crescono ad un tasso medio annuo dell'1%, un valore appena inferiore a quello del passato decennio, passando da 134 Mtep (2000) a 149 Mtep (2010) e infine a 167 Mtep (2020).

Figura 1.3.10 - Scenario *tendenziale*: consumi finali di energia per settore e per fonte (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA e APAT

Fino al 2010, la crescita dei consumi finali è leggermente inferiore a quella dei consumi primari, in primo luogo a causa della forte crescita dei consumi di elettricità, mentre il dato si inverte dopo il 2010, con il rallentamento dei consumi elettrici.

In media, la crescita è relativamente simile nei tre principali settori di uso finale, sebbene la dinamica seguita dai diversi settori cambi nel corso del tempo. La crescita dei consumi dell'industria è più modesta nei primi anni dello scenario, mentre aumenta significativamente nella seconda metà del decennio. I consumi dei settori civile e trasporti crescono invece in modo più sostenuto nei primi anni e meno intorno al 2010 (ma la domanda dei trasporti accelera di nuovo nel più lungo periodo). I servizi mostrano una vivace dinamica dei consumi, ma un'ulteriore accentuazione di queste tendenze sembra irrealistica, considerando le consistenti possibilità di riduzione dei consumi attraverso l'efficienza energetica e il risparmio energetico. Anche nel settore dei trasporti sono disponibili opzioni tecnologiche e normative per limitare i consumi, ma appaiono di difficile applicazione e con limitati effetti sui consumi. Il risultato di queste diverse dinamiche non modifica comunque in modo sostanziale la composizione della domanda finale per settore.

In termini di fonti primarie utilizzate, nell'industria aumentano molto il consumo di elettricità e di carbone, mentre diminuisce quello del petrolio. Nei settori residenziale e terziario, quelli con la crescita maggiore nel breve periodo, aumenta molto sia il consumo di gas naturale che quello di energia elettrica, che presenta una tendenza crescente anche nel più lungo periodo. Infine, nei trasporti i prodotti petroliferi restano ampiamente maggioritari, in quanto i consumi di gas e di elettricità, pur crescendo molto in termini relativi, restano limitatissimi in termini assoluti.

Il settore elettrico

La domanda di energia elettrica cresce fino al 2010 ad un tasso medio annuo del 2,5% (come nel passato decennio), per scendere al 2% m.a. nel quinquennio successivo e all'1,5% m.a. dopo il 2015. La richiesta di elettricità sulla rete italiana (tabella 1.3.20) si avvicina dunque ai 340 TWh nel 2005, supera i 380 TWh nel 2010, e arriva a 420 TWh nel 2015. Questi dati implicano che l'intensità elettrica continua fino al 2005 ad aumentare ad un tasso medio annuo dell'1%, come nel corso degli anni novanta, mentre la crescita va a più che dimezzarsi entro il 2010 e si stabilizza nel quinquennio successivo, fino a iniziare a scendere nel lungo periodo.

Tabella 1.3.20 - Scenario *tendenziale*: consumi di energia elettrica (TWh)

	2000	2005	2010	2015	2020
Fabbisogno (produzione lorda + import)*	321	365	403	447	463
Richiesta sulla rete	299	338	382	421	436

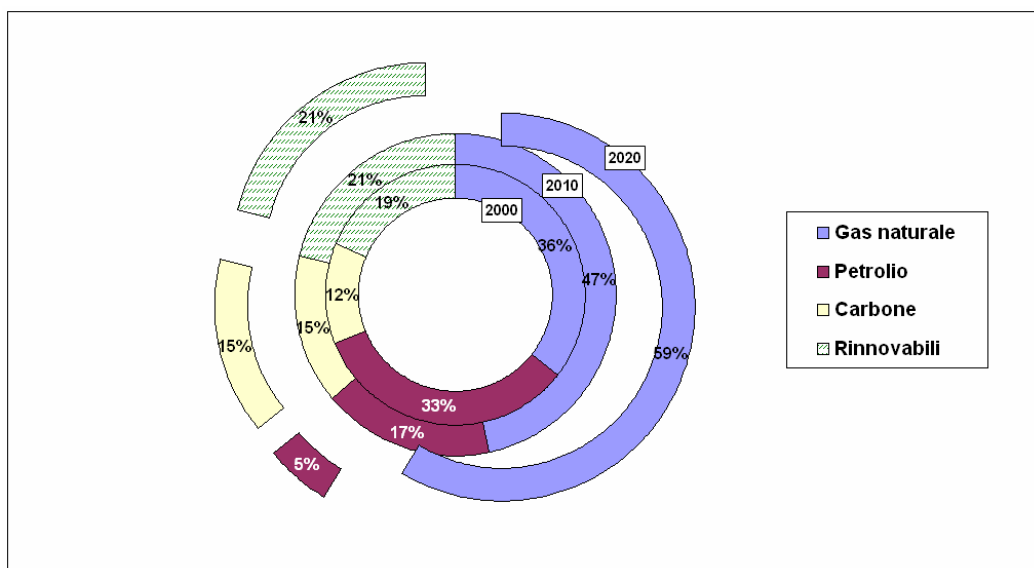
*compresi pompaggi

Fonte: elaborazione ENEA e APAT

La crescita della domanda, richiede un aumento della potenza installata di circa 5.000 MW nel 2005, di altri 10.000 MW entro il 2010 e ancora entro il 2015, fino a raggiungere una capacità superiore agli 80.000 MW nel 2020. In contemporanea, nello scenario è previsto anche un incremento sensibile della capacità di importazione (+40% nel 2010). L'incremento di potenza proviene in massima parte da centrali termoelettriche alimentate a combustibili fossili, in particolare da centrali a gas a ciclo combinato. Tra le rinnovabili, l'incremento più significativo riguarda le centrali eoliche, la cui potenza installata supera ampiamente il GW entro il 2005, raggiunge i 2,5 GW nel 2010 e supera i 3 GW successivamente. L'idroelettrico di grande taglia è ormai vicino al completo sfruttamento, mentre il mini-idro – meno competitivo dell'eolico – non sembra in grado di espandersi significativamente senza forti incentivi (o aumenti dell'obbligo per i Certificati Verdi) ed anche la potenza a biomassa/biogas non raggiunge valori significativi.

Uno dei tratti salienti dell'evoluzione *tendenziale* del sistema è la continuazione della tendenza recente alla sostituzione dei prodotti petroliferi con il gas naturale nella generazione termoelettrica (figura 1.3.11), che pure ha subito un rallentamento negli ultimissimi anni. Il contributo del gas naturale alla produzione elettrica raggiunge dunque il 47% nel 2010 e arriva al 60% nel 2020, mentre il peso del petrolio continua a diminuire non solo nel breve/medio periodo ma anche nel lungo periodo, tanto da scendere, dopo il 2015, ampiamente sotto al 10%. Complessivamente, la quota degli idrocarburi (petrolio e gas naturale) presenta nel periodo di riferimento una marginale riduzione, attestandosi su valori poco superiori al 60% dell'insieme dei combustibili usati per la generazione elettrica (rispetto al 70% circa attuale¹⁹).

Figura 1.3.11 - Scenario *tendenziale*: contributo delle fonti primarie alla generazione elettrica (%)



N.B.: Le percentuali sono calcolate sul fabbisogno di energia primaria in Mtep includendo i combustibili utilizzati per cogenerazione e teleriscaldamento (stime GRN per i dati storici).

Fonte: elaborazione ENEA e APAT

¹⁹ Questi valori sono calcolati tenendo conto dei combustibili utilizzati per cogenerazione e teleriscaldamento (stime GRN per i dati storici).

La quota del carbone cresce in maniera significativa nel breve periodo, dopodichè tende a rimanere costante per l'entrata in funzione di molte nuove centrali a ciclo combinato a gas. In termini assoluti, l'incremento del consumo di carbone per la generazione elettrica è comunque pari nei primi dieci anni a circa 3 Mtep, cui si aggiunge un altro Mtep nel secondo decennio.

Infine, la generazione elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER) cresce costantemente ed in modo significativo in termini assoluti, mentre la sua quota sul totale cresce fino al 2005 (dal 2006, infatti, cessano gli aumenti progressivi della quota d'obbligo per i Certificati Verdi). Secondo lo scenario *tendenziale* l'incremento della produzione da FER è comunque inferiore alle attese. L'elettricità da rinnovabili resta, infatti, nel 2010 leggermente al di sotto dei 70 TWh (pari al 18% della produzione elettrica totale), dunque lontana dai 75 TWh (e dal 22% del consumo interno lordo di elettricità) che l'Italia si è impegnata a raggiungere entro il 2010 secondo la direttiva EU 2001/77.

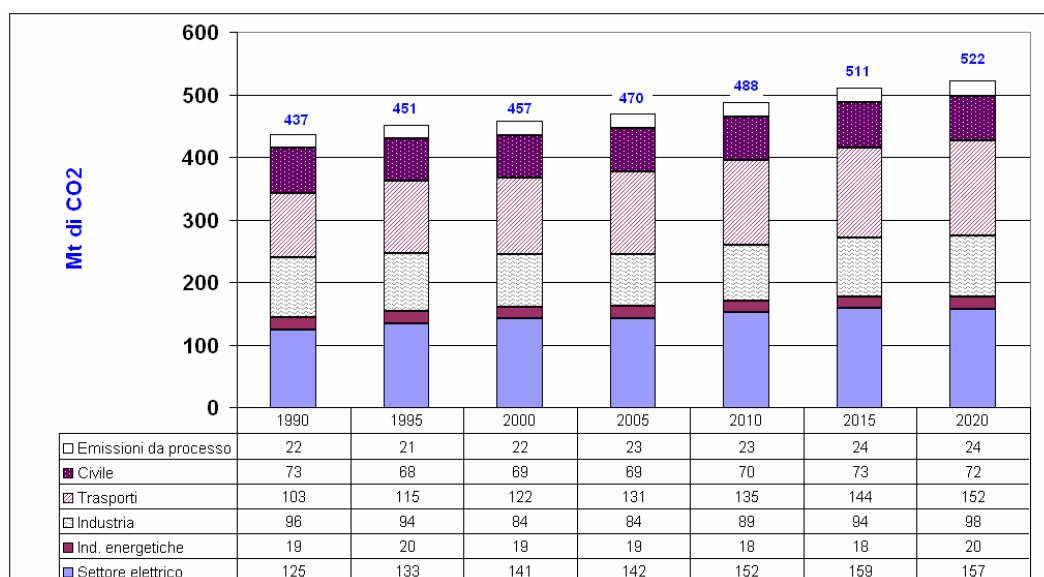
Le emissioni di anidride carbonica

Il modello stima direttamente la quasi totalità delle emissioni di anidride carbonica da usi energetici, pari a 457,4 Mt nel 2000 (su un totale di circa 459 Mt secondo l'inventario). In seguito all'evoluzione del sistema energetico descritta fin qui, anche le emissioni di CO₂, che nello scenario *tendenziale* non sono soggette a limiti, aumentano per tutto l'orizzonte di riferimento, ad un tasso medio annuo dello 0,7% (figura 1.3.12).

La crescita delle emissioni è relativamente modesta nel primo quinquennio (+0,5% in media l'anno), grazie alla riduzione delle emissioni nel settore industriale e alla costanza di quelle dei settori elettrico (per la sostituzione dell'olio combustibile con il gas naturale e per l'aumento dell'import) e civile, mentre non presentano rallentamenti le emissioni dei trasporti.

Le emissioni aumentano a ritmi più sostenuti dopo il 2005 (+0,9% m.a. fino al 2015), per l'esaurirsi dei fattori che nel quinquennio precedente le avevano frenate. Nel settore elettrico si ha un'accelerazione della crescita della domanda e un rallentamento del processo di decarbonizzazione nel mix di combustibili. Nell'industria sia il valore aggiunto che i consumi di energia riprendono a crescere, mentre continua la crescita delle emissioni nei trasporti. Le emissioni totali si avvicinano dunque ai 490 Mt nel 2010 e superano ampiamente le 500 Mt nel 2015, per continuare ad aumentare anche nel più lungo periodo, a tassi di crescita annui dello 0,5% circa.

Figura 1.3.12 - Scenario *tendenziale*: emissioni settoriali di CO₂ dal sistema energetico (Mt)



N.B.: I valori settoriali degli anni storici (1990-2000) sono stati calcolati con la stessa metodologia utilizzata per gli anni successivi e approssimano i dati dell'inventario nazionale delle emissioni con un errore del 2-3%.

Fonte: elaborazione ENEA e APAT

Le emissioni di anidride carbonica rappresentano oltre l'85% delle emissioni complessive di gas serra. Nel 2010, anno medio del periodo di riferimento del Protocollo di Kyoto, le emissioni previste in questo scenario sono superiori del 7% rispetto ai valori del 2000 e del 12% rispetto ai valori del 1990, a fronte di un impegno di riduzione di circa il 6,5% delle emissioni di tutti i gas serra per l'Italia.

Considerazioni sull'evoluzione del sistema energetico secondo lo scenario tendenziale

Alcuni indicatori significativi aiutano a valutare complessivamente l'evoluzione del sistema descritta dallo scenario *tendenziale*. In primo luogo, è utile guardare all'evoluzione dell'intensità energetica del Pil. Dopo un primo quinquennio nel quale l'intensità energetica si riduce in modo piuttosto contenuto (ad un tasso medio annuo dello 0,4%), proseguendo la tendenza dell'ultimo decennio, la riduzione accelera tra il 2005 e il 2015 (quando procede a tassi annui vicini al -1% circa) e ancor più nel più lungo periodo. Ne deriva che nel 2010 si rileva rispetto al 2000 una diminuzione dell'intensità energetica del 6%, un valore relativamente modesto, ma comunque superiore a quello registrato negli anni novanta (nel corso dei quali si è ridotta del 3%). La riduzione dell'intensità energetica è invece più marcata alla fine del secondo decennio dello scenario (nel 2020), quando raggiunge un valore inferiore del 17% rispetto al dato del 2000. In sostanza, dal secondo decennio dello scenario, nel corso del quale la crescita economica raggiunge il 2% m.a., si ha un'accelerazione nell'ottimizzazione del sistema energetico. Ciò non significa però che la riduzione dell'intensità energetica raggiunga valori molto elevati (l'elasticità della domanda di energia al Pil si riduce in modo marginale).

Indicazioni interessanti sui risvolti ambientali dello scenario si ricavano dall'andamento delle emissioni in rapporto sia al consumo di energia che alla popolazione. L'intensità carbonica dell'energia (misurata come la CO₂ emessa per tonnellata equivalente di petrolio) si riduce dalle 2,5 tonnellate del 2000 a poco più di 2,3 t del 2020, sebbene la riduzione permessa dalla sostituzione del petrolio con il gas, dal marginale aumento delle fonti rinnovabili e dall'incremento dell'elettricità importata sia in parte compensata dall'aumento del consumo di carbone. Le emissioni pro-capite legate ai consumi energetici aumentano significativamente, dalle circa 7,9 t del 2000 alle 8,35 t nel 2010, e negli anni successivi, nonostante il clima più favorevole, si avvicinano raggiungono e poi superano il valore medio pro-capite dei Paesi europei (UE-15), pari nel 1999 a circa 8,6 t pro-capite.

Uno scenario di alti prezzi dell'energia

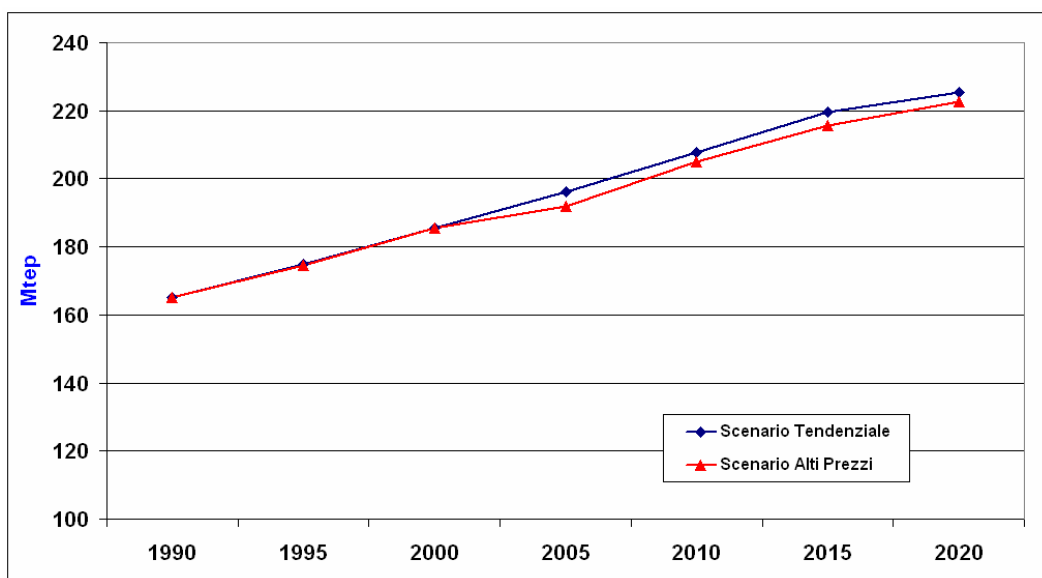
Il forte incremento del prezzo dell'energia nel corso del 2004, e più ancora la tendenza rialzista ormai di medio periodo, fanno ritenere plausibile l'ipotesi che il mercato dell'energia sia entrato in una fase di prezzi elevati. È pertanto interessante analizzare la possibile evoluzione del sistema energetico italiano nel caso in cui i prezzi dell'energia si mantengano su valori sostanzialmente superiori a quelli ipotizzati nello scenario tendenziale descritto fin qui. A tal fine, si è elaborato uno scenario nel quale si ipotizza che il prezzo del petrolio salga nel 2005 dai 26 \$/bl dello scenario *tendenziale* a circa 34 \$/bl e che questa differenza rimanga costante per tutto l'orizzonte temporale dello scenario. Per il prezzo del gas naturale si è mantenuto un legame stretto con quello del petrolio, mentre per il prezzo del carbone si è ipotizzato un aumento molto meno marcato.

Lo scenario *alti prezzi* elaborato con il modello Markal-Macro Italia permette di simulare le possibili conseguenze di un rialzo sostenuto del prezzo dell'energia sul sistema energetico italiano in modo dettagliato e internamente coerente, e permette inoltre di ricavare una valutazione di massima dell'impatto economico di tale rialzo, grazie alle caratteristiche di equilibrio generale del modello utilizzato.

I consumi di energia. Il primo risultato di rilievo dello scenario *alti prezzi* è costituito dalla riduzione del consumo totale di energia primaria rispetto all'evoluzione *tendenziale* (figura 1.3.13): i consumi si riducono, infatti, di circa 4 Mtep già nel 2005, dopodichè la differenza tra i due scenari resta sostanzialmente costante, su valori compresi tra i 3 e i 4 Mtep.

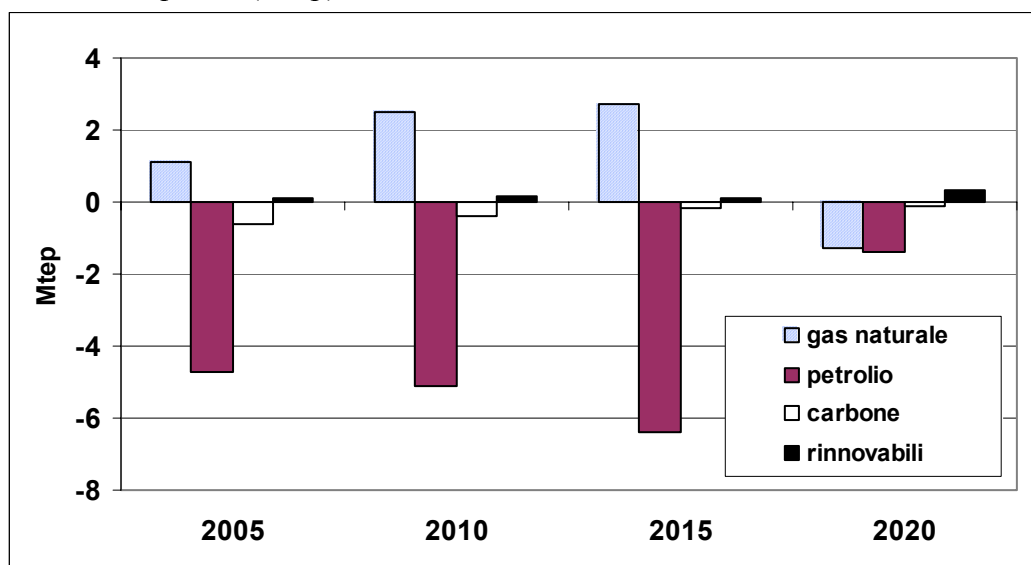
In termini di fonti (figura 1.3.14), un permanente rialzo dei prezzi dell'energia sembra avere come effetto principale un'accelerazione della sostituzione del petrolio con il gas naturale, in primo luogo nel settore della generazione elettrica. Almeno fino al medio periodo il consumo di petrolio si riduce, infatti, in modo molto consistente, e per di più crescente nel tempo, a differenza di quanto avviene nello scenario *tendenziale*, nel quale dopo una marcata riduzione nel 2005 i consumi di petrolio restano costanti per un decennio. Al contrario, l'aumento del consumo di gas è ancora più marcato che nell'evoluzione *tendenziale* e anche in questo caso crescente nel tempo.

Figura 1.3.13 - Evoluzione dei consumi di energia primaria nello scenario *tendenziale* e nello scenario *alti prezzi* (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 1.3.14 - Consumi di energia primaria per fonte: differenza tra lo scenario *tendenziale* e lo scenario *alti prezzi* (Mtep)



Fonte: elaborazione ENEA

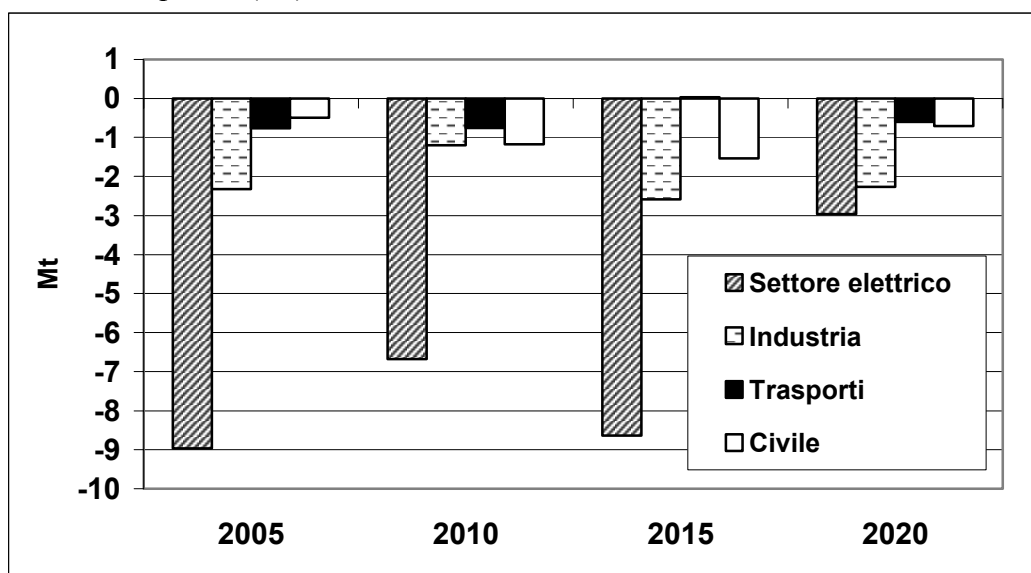
Entrambe queste tendenze si fermano però al 2015, anno dopo il quale sia il consumo di gas che quello di petrolio si attestano su valori inferiori a quelli tendenziali. L'aumento dei prezzi ha poi un effetto negativo anche sul consumo di carbone, effetto che è significativo nel breve periodo ma poi decrescente nel tempo, e un effetto leggermente positivo sull'uso di fonti rinnovabili.

Per capire meglio l'impatto dell'aumento del prezzo dell'energia sul sistema energetico è utile analizzare la variazione dei consumi energetici a livello settoriale. Il dato rilevante che emerge è che la riduzione dei consumi è concentrata principalmente nel settore industriale (circa 1 Mtep in meno che nello scenario tendenziale) e in misura leggermente minore (poco più di 0,5 Mtep) nel civile, mentre l'impatto sui trasporti è molto modesto e limitato al breve periodo.

Particolarmente significativo è poi l'impatto sul settore elettrico, sia per la riduzione dei consumi elettrici, che raggiunge valori vicini ai 10 TWh già a partire dal breve periodo, che per il cambiamento del mix di combustibili utilizzato nella generazione. In totale il consumo di fonti fossili per la generazione elettrica si riduce di circa 2 Mtep. In termini di fonti, si riduce di altrettanto l'uso dell'olio combustibile, mentre le variazioni del gas, in positivo (fino al 2015), e del carbone, in negativo, sono pari a circa 0,5 Mtep.

Le emissioni. Una conseguenza di rilievo della diversa evoluzione del sistema energetico in seguito a prezzi dell'energia più elevati è che le emissioni di anidride carbonica (dal settore energetico) si riducono in modo piuttosto consistente rispetto all'evoluzione tendenziale. Infatti, pur mantenendo una tendenza di lungo periodo crescente, le emissioni di CO₂ arrivano addirittura a ridursi in valore assoluto nel breve periodo. Rispetto all'evoluzione tendenziale la riduzione delle emissioni è dunque pari in valore assoluto a circa 10 Mt (relativamente costanti nel tempo), in termini percentuali a valori compresi tra il 2 e il 3%. A livello settoriale (figura 1.3.15) la variazione maggiore si ha nel settore elettrico, grazie al rilevante cambiamento nel mix di combustibili, e variazioni significative si hanno anche nell'industria e nel civile. Come per i consumi, la variazione delle emissioni del settore trasporti è piuttosto marginale.

Figura 1.3.15 - Emissioni di CO₂ dai principali settori: differenza tra lo scenario *tendenziale* e lo scenario *alti prezzi* (Mt)



Fonte: elaborazione ENEA

Una valutazione dell'impatto economico degli alti prezzi dell'energia. Come detto, le caratteristiche del modello utilizzato per l'elaborazione degli scenari energetici descritti fin qui permettono di ottenere una valutazione quantitativa delle possibili conseguenze di una variazione dei prezzi dell'energia sull'intero sistema economico, in termini di impatto sul Prodotto Interno Lordo.²⁰

Il risultato ottenuto è che l'aumento del costo del sistema energetico determina un significativo impatto negativo sul Pil: nel 2005 il Pil è, infatti, inferiore dello 0,3% rispetto allo scenario *tendenziale*, una percentuale che tende a crescere negli anni successivi, sia pure in modo limitato, fino a superare il -0,4%.

Per quanto si tratti di valori da considerare con cautela, questi valori significativi sono perfettamente concordi con le stime di altri istituti di ricerca o agenzie, ottenute anche con modelli di tipo diverso. In particolare, è qui il caso di ricordare i risultati di un recente lavoro dell'Agenzia Internazionale dell'Energia, in collaborazione con il dipartimento economico dell'OCSE e con il FMI²¹. Le simulazioni dell'AIE, che si limitano ad un orizzonte temporale di cinque anni e riguardano l'insieme dei Paesi OCSE, confrontano uno scenario di prezzo del barile costante a 25 \$ con uno scenario in cui il prezzo resta costante a 35 \$. Il risultato ottenuto è che nel secondo caso il Pil dell'area OCSE è già nel primo anno (il 2004) inferiore dello 0,4% rispetto al caso *tendenziale*, una percentuale che si riduce leggermente nel corso dell'orizzonte temporale, fino allo 0,3%.

Tornando allo scenario *alti prezzi* ottenuto con il modello Markal-Macro Italia, un elemento che può contribuire a spiegare il significativo impatto economico del rialzo del prezzo del petrolio sul sistema italiano può essere rintracciato nella relativa nuova rigidità della domanda di petrolio, cioè nella relativamente bassa elasticità della domanda di petrolio al prezzo. Con la progressiva riduzione del consumo di olio combustibile nella generazione elettrica, già oggi, ma ancor più nei prossimi anni, e a differenza del recente passato, i consumi petroliferi italiani sono sempre più concentrati nel settore trasporti, i cui consumi reagiscono in modo limitato ai prezzi dei combustibili. Ciò significa quindi che la capacità del sistema di "aggiustare" il consumo di petrolio in risposta a shock esterni è oggi più limitata che in passato, con il conseguente rischio che tali shock possano avere un elevato costo economico.

Infine, i risultati dei due scenari analizzati permettono anche una stima del possibile impatto sulla bolletta petrolifera italiana. Il dato che si ricava è che, nonostante la significativa riduzione del consumo di petrolio, il costo del greggio importato sarebbe compreso fra 16 e 17 miliardi di dollari nello scenario *tendenziale* (in media nell'arco dell'orizzonte temporale) e fra 19 e 21 miliardi di dollari nello scenario *alti prezzi*.

²⁰ Va sottolineato che la rappresentazione inevitabilmente semplificata del sistema economico presente nel modello implica che i valori relativi all'impatto in questione debbano essere considerati valori indicativi, "di massima".

²¹ Cfr. IEA, *Analysis of the impact of high oil prices on the global economy*, 2004.

1.4 LE POLITICHE ENERGETICHE E AMBIENTALI

1.4.1 Le politiche energetiche

1.4.1.1 Il quadro internazionale

Nel corso del 2003 e nella prima parte del 2004 hanno avuto luogo alcuni eventi di rilievo per l'orientamento futuro delle politiche energetiche ed ambientali a livello internazionale. Se ne citano qui alcune.

La Conferenza di Bonn sulle fonti di energia rinnovabile

La conferenza internazionale sulle fonti di energia rinnovabile, tenutasi a Bonn nel giugno 2004, a seguito del World Summit on Sustainable Development (WSSD) di Johannesburg del 2002, ha fornito un'importante dichiarazione politica di intenti oltre a un ambizioso piano d'azione internazionale per la promozione delle energie rinnovabili. In particolare, sono stati tre i documenti prodotti:

- Dichiarazione Politica
- Programma di Azione Internazionale
- Raccomandazioni sulle Politiche a favore delle Fonti Rinnovabili

I rappresentanti dei governi di 154 Paesi hanno adottato una Dichiarazione Politica che definisce gli obiettivi politici condivisi al fine di accrescere il ruolo delle energie rinnovabili, e rispecchia una visione comune che prevede non solo un maggiore e più equo accesso a tali risorse, ma anche un crescente livello di efficienza energetica.

Nel Programma Internazionale di Azione governi, organizzazioni internazionali e gruppi di interesse si impegnano volontariamente a mettere in atto un notevole numero di misure volte ad accrescere l'uso di energie rinnovabili; ad oggi il programma di azione contiene 200 proposte di azioni concrete e impegni vincolanti provenienti da tutto il mondo.

Infine, le Raccomandazioni Strategiche forniscono consigli pratici su come promuovere lo sviluppo del mercato per le energie rinnovabili nel Nord e nel Sud del Mondo. In particolare, tale documento non vincolante fornisce un supporto ai *decision-maker* basandosi sulla esperienza fornita dalle diverse politiche, programmi, progetti e altre iniziative del settore sia pubblico che privato, provenienti da varie parti del mondo.

Il 19° Congresso Mondiale dell'Energia organizzato dal World Energy Council (WEC) si è tenuto a Sydney dal 5 al 9 settembre 2004 alla presenza di oltre 1500 delegati. Nel corso del congresso è stato lanciato il 20° Congresso di Roma 2007: a tale scopo il sistema Italia è stato rappresentato in Australia da una nutrita delegazione comprendente sia alti funzionari ministeriali sia rappresentanti del mondo imprenditoriale. L'Ambasciatore italiano in Australia ha effettuato l'intervento di chiusura dando a tutti i presenti appuntamento a Roma 2007.

Come risultato dei dibattiti congressuali sono emerse le seguenti principali indicazioni:

- tutte le opzioni energetiche devono essere tenute aperte e nessuna tecnologia, compreso il nucleare, può essere demonizzata;
- una maggiore quota degli investimenti globali in infrastrutture deve essere rivolta all'energia;
- sta emergendo un approccio più pragmatico alla riforma dei mercati energetici, con l'impiego di strumenti necessari al raggiungimento di obiettivi essenziali, evitando distorsioni sui prezzi dell'energia;
- l'affidabilità delle forniture energetiche è una priorità importante;

- l'integrazione regionale dei sistemi energetici consente di incrementare l'accesso e la sicurezza degli approvvigionamenti energetici;
- i mutamenti climatici costituiscono una seria preoccupazione a livello mondiale;
- lo sviluppo e l'innovazione tecnologica sono vitali per coniugare espansione dei servizi energetici e protezione dell'ambiente;
- la ricerca e lo sviluppo devono essere maggiormente supportate rispetto al passato;
- la fiducia del pubblico deve essere conquistata e mantenuta;
- la conoscenza e la fiducia ai fini della sostenibilità inizia con i giovani;
- altre questioni rilevanti emerse dalla discussione riguardano:
 - ✓ un rinnovato interesse per il nucleare che, al di là della stasi dell'immediato, attualmente copre comunque il 16% dell'energia elettrica mondiale, con 440 reattori. In questo campo si registrano la continuazione degli sforzi di ricerca sviluppo sui reattori più sicuri in Europa e negli Stati Uniti; la ripresa di programmi di costruzione di nuove centrali soprattutto in alcune economie emergenti come Cina (40 GW di nucleare programmati al 2020) ed India (25 GW programmati con 14 centrali in costruzione)
 - ✓ il riconoscimento della necessità di dedicare maggiori investimenti all'energia. L'investimento ritenuto necessario nel mondo è di circa l'1% del Pil. Il problema è che i maggiori investimenti sono necessari nei Paesi in via di sviluppo, con percentuali dell'ordine del 5-10% del Pil a seconda dei Paesi
 - ✓ un sostanziale accordo sull'esistenza del rischio di cambiamenti climatici e sull'urgenza del problema (dobbiamo agire subito o sarà troppo tardi). L'opinione comune è che le evidenze sul riscaldamento terrestre siano oramai consolidate e che ci sia da attendersi grossi sconvolgimenti climatici (con alti costi) se non si agisce da subito. Manca però il consenso, come noto, sulle metodologie.

1.4.1.2 Le politiche europee

I temi emergenti nelle politiche europee e novità legislative

Il Libro Verde della Commissione Europea sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico, oltre a mettere in evidenza la scarsa dotazione di risorse energetiche che caratterizza la maggior parte dei Paesi dell'UE, segnala alcune nuove sfide fra cui le preoccupazioni sull'uso dell'energia legate al cambiamento climatico e il ruolo del mercato interno dell'energia nel condizionarne sia la domanda che l'offerta. Il documento indica anche alcune linee strategiche di intervento della Comunità in un'area come la politica energetica che rimane competenza dei governi nazionali. Tali linee passano per specifiche aree di competenza comunitaria come la regolamentazione del mercato interno, l'armonizzazione, l'ambiente e la fiscalità.

Mantenendo fisso l'obiettivo di garantire, per benessere dei cittadini ed il buon funzionamento dell'economia, la disponibilità di energia a prezzi accessibili e nel rispetto dell'ambiente, tale strategia si esprime nel tentare di ridurre i rischi legati alla dipendenza energetica attraverso:

- un incremento dell'offerta comunitaria (per es. da fonti rinnovabili) bilanciata con chiare azioni di politica della domanda (impulso all'efficienza energetica, fiscalità energetica);
- una valutazione del contributo a medio termine dell'energia nucleare e il mantenimento della ricerca sulla sicurezza nella gestione dei rifiuti radioattivi;
- un rafforzamento delle scorte strategiche di idrocarburi.

Su questa base e dal 2002 l'Unione Europea ha adottato alcune misure che agiscono lungo le linee appena indicate. Altre misure sono allo studio, mentre altre ancora si urtano contro riserve espresse da singoli governi. Qui di seguito ne vengono discusse alcune.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili e loro incentivazione nei Paesi membri

La direttiva 2001/77/EC del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'elettricità prodotta da rinnovabili nel mercato elettrico interno fissava alcune regole sul monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi posti dalla direttiva stessa. Coerentemente con queste indicazioni la Commissione europea ha adottato il 26 maggio 2004, ai sensi dell'articolo 3 della direttiva 2001/77/CE, la Comunicazione, *Quota dell'energia rinnovabile nell'UE*, (COM (2004) 366), al fine di:

- valutare i progressi compiuti nell'Unione Europea a 15 per conseguire gli obiettivi fissati a livello nazionale per il 2010 in materia di consumo di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili;
- verificare la possibilità di conseguire entro il 2010 l'obiettivo pari al 12% della quota delle energie rinnovabili sul consumo globale di energia nella UE a 15 alla luce dei provvedimenti adottati;
- presentare proposte concrete di interventi a livello sia nazionale che comunitario, al fine di assicurare il raggiungimento degli obiettivi comunitari relativi al 2010, nel quadro della Conferenza mondiale sulle energie rinnovabili (Bonn, giugno 2004), e su queste basi valutare le scelte strategiche per la definizione di nuovi obiettivi al 2020.

Ferme restando le politiche e misure attuate a livello nazionale, si prevede che nella UE15 la quota delle energie rinnovabili sul totale del consumo di energia elettrica si fermerà al 18-19% contro un obiettivo del 22% fissato per il 2010. L'analisi dimostra che solo quattro Stati membri (Germania, Danimarca, Spagna e Finlandia) sono sulla buona strada per conseguire gli obiettivi nazionali. I Paesi in questione si sono dotati di un quadro normativo favorevole all'impiego delle energie rinnovabili. Tuttavia, recentemente anche altri Stati membri hanno adottato nuovi provvedimenti legislativi che dovrebbero consentire loro di conseguire gli obiettivi nazionali.

Per conseguire, invece, entro il 2010 l'obiettivo di portare al 12% la quota delle energie rinnovabili sul consumo globale di energia è necessario adottare misure oltre che nel settore elettrico anche nei trasporti e nel riscaldamento e migliorare l'efficienza energetica. Nei settori in questione sono state adottate diverse direttive, ad esempio sulla promozione dei biocarburanti, sul rendimento energetico nell'edilizia e sulla promozione della cogenerazione. Nella situazione più favorevole, ovvero quando tali provvedimenti saranno pienamente applicati, si prevede che la quota di energie rinnovabili potrà arrivare al 10%; per raggiungere il 12% sono pertanto necessari ulteriori interventi come ad esempio nel settore del riscaldamento.

Tra le azioni concrete proposte dalla Commissione si evidenzia la necessità di conseguire regimi di sostegno più efficienti; è stato stimato che per raggiungere l'obiettivo del 12% nella UE15 saranno necessari investimenti compresi tra 10 e 15 miliardi di €, che potranno gravare sul settore pubblico ma che dovranno essere sostenuti anche da quello privato.

La Commissione propone inoltre che le azioni a favore delle fonti di energia rinnovabile siano pienamente integrate nei fondi strutturali e di coesione, come pure nei programmi di cooperazione della UE a livello internazionale. In più, dovrà essere aumentato l'impegno nel campo di R&S, accelerando gli interventi di sostegno delle autorità pubbliche a favore della ricerca e dello sviluppo tecnologico nei settori delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica in Europa.

La Commissione presenterà infine nuove azioni concrete, in particolare un piano coordinato per potenziare l'uso della biomassa come fonte energetica nella UE, un impegno maggiore per favorire l'uso di biocarburanti e la valutazione di una politica dell'energia eolica *off-shore* per l'UE, potenziando le necessarie infrastrutture di rete.

La direttiva 2003/30/CE sulla promozione dell'uso di biocarburanti e o altri carburanti rinnovabili nei trasporti è stata emanata l'8 maggio 2003. Essa impone ai Paesi membri di adottare entro la fine del 2004 nella propria legislazione le misure necessarie perché a partire dal 2005 i biocarburanti rappresentino una quota minima dei carburanti venduti sul loro territorio per uso nei trasporti. La direttiva precisa le tipologie di biocarburanti interessati da questa legislazione ed indica

quote minime da raggiungere a specifiche date: il 2% entro la fine del 2005 e il 5,75% entro il 2010. Ciascun paese deve indicare nella normativa di recepimento gli obiettivi che intende perseguire entro la fine del 2005 e presentare periodicamente delle relazioni alla Commissione sulle misure adottate e le risorse stanziare a tal fine nonché le quantità di biocarburanti venduti durante l'anno precedente.

Il risparmio energetico

La direttiva europea sul rendimento energetico in edilizia. Sul settore edilizio si sovrappongono due linee di intervento. La prima, che data dal 1988, attiene alla necessità di ravvicinare le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative degli Stati membri concernenti i prodotti da costruzione. Secondo questa linea l'edificio ed i relativi impianti di riscaldamento, condizionamento ed aerazione devono essere progettati e realizzati in modo da richiedere, in esercizio, un basso consumo di energia, tenuto conto delle condizioni climatiche del luogo e nel rispetto del benessere degli occupanti. La seconda linea, riporta all'ordine del giorno il fatto che l'energia impiegata nel settore residenziale e terziario, e principalmente negli edifici, rappresenta oltre il 40% del consumo finale di energia della Comunità.

La direttiva 2002/91/CE del 16 dicembre 2002 sul rendimento energetico nell'edilizia, riprende queste due linee programmatiche e conferma i principi di sostenibilità nella politica comunitaria, per i quali le esigenze connesse con la tutela dell'ambiente devono essere integrate nella definizione e nell'attuazione delle politiche e azioni comunitarie. La direttiva enfatizza l'aumento del rendimento energetico come un mezzo per perseguire sia gli obiettivi del Protocollo di Kyoto che quelli della sicurezza degli approvvigionamenti energetici nel medio e lungo termine.

Gli Stati membri debbono approntare le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi alla presente direttiva entro il 4 gennaio 2006.

In base a questa direttiva le misure per l'ulteriore miglioramento del rendimento energetico degli edifici dovrebbero tenere conto delle condizioni climatiche e locali, nonché dell'ambiente termico interno e dell'efficacia sotto il profilo dei costi.

Esse non dovrebbero contravvenire ad altre prescrizioni essenziali sull'edilizia quali l'accessibilità, la prudenza e l'uso cui è destinato l'edificio. Il rendimento energetico degli edifici dovrebbe essere calcolato in base ad una metodologia di analisi, che può essere differenziata a livello regionale, che consideri, oltre alla coibentazione, il tipo di impianto di riscaldamento e condizionamento, l'impiego di fonti di energia rinnovabili e le caratteristiche architettoniche dell'edificio. L'impostazione comune di questa analisi, svolta da esperti qualificati e/o accreditati, la cui indipendenza deve essere garantita in base a criteri obiettivi, sarà interpretata come un contributo alla creazione di un contesto omogeneo per le iniziative di risparmio energetico degli Stati membri nel settore edile e dovrà introdurre un elemento di trasparenza sul mercato immobiliare comunitario.

Le disposizioni contenute nella direttiva riguardano:

- a) il quadro generale di una metodologia per il calcolo del rendimento energetico integrato degli edifici; tale metodologia è stabilita a livello nazionale o regionale. Il rendimento energetico degli edifici è espresso in modo trasparente e può indicare il valore delle emissioni di CO₂.
- b) l'applicazione di requisiti minimi in materia di rendimento energetico degli edifici di nuova costruzione;
- c) l'applicazione di requisiti minimi in materia di rendimento energetico degli edifici esistenti di grande metratura sottoposti a importanti ristrutturazioni;
- d) la certificazione energetica degli edifici, e
- e) l'ispezione periodica delle caldaie e dei sistemi di condizionamento d'aria negli edifici, nonché una perizia del complesso degli impianti termici le cui caldaie abbiano più di quindici anni.

Gli Stati membri possono decidere di non istituire o di non applicare le regole per specifiche categorie di fabbricati.

Fiscalità energetica

La direttiva 2003/96/CE del Consiglio del 27 ottobre 2003 che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità stabilisce un sistema comunitario di aliquote minime d'imposta (accisa) per i prodotti energetici inclusi, oltre gli oli minerali, il carbone, il gas naturale e l'energia elettrica. La direttiva, che indica minuziosamente i prodotti interessati, le loro specifiche tecniche, gli usi e i processi nel cui ambito si applicano le imposte energetiche, fissa anche una tabella di marcia per l'applicazione di tali aliquote. I valori fissati corrispondono a un leggero innalzamento rispetto a quelli più bassi già vigenti in alcuni Paesi dell'UE. L'applicazione delle nuove aliquote deve essere effettiva a partire dal 1/1/2004. Ulteriori incrementi dei livelli minimi di imposta sono previsti per alcuni prodotti a partire dal 2010. Scopo precipuo della direttiva è di migliorare il funzionamento e l'armonizzazione del mercato interno riducendo le distorsioni della concorrenza fra oli minerali ed altri prodotti energetici, ma anche di incoraggiare tramite la leva fiscale l'uso più efficiente dell'energia e la riduzione delle emissioni di gas di serra. La direttiva consente di applicare aliquote differenziate nazionali per lo stesso prodotto in ragione della sua utilizzazione o qualità. Essa autorizza inoltre i Paesi membri a garantire sgravi fiscali a imprese che adottino misure specifiche per ridurre le emissioni. Il 19 marzo 2004 la Commissione ha messo in mora il Governo italiano per la mancata attuazione della direttiva, che doveva essere recepita entro il 31/12/2003.

Sviluppo e sicurezza delle reti, regolamentazione del mercato interno

Per permettere al settore elettrico e del gas di soddisfare una domanda energetica che nell'UE cresce all'1-2% annuo, due nuove *direttive* (la 2003/54/CE e la 2003/55/CE), una *Decisione* (la n. 1229/2003) ed un *Regolamento* (il n. 1228/2003) sono state emanati il 26 giugno 2003. Le direttive stabiliscono regole comuni per la generazione, trasmissione, distribuzione e fornitura di energia elettrica e per la trasmissione, distribuzione e stoccaggio di gas naturale, regole per l'organizzazione ed il funzionamento e l'accesso al mercato dei settori elettrico, rispettivamente, del gas, nonché criteri e procedure applicabili nel rilascio di autorizzazioni ad operare in questi due settori.

La direttiva 2003/54/CE, che abroga la direttiva 96/92/EC, stabilisce che i Paesi membri debbono assicurarsi, attraverso legislazione appropriata, che le imprese operanti nel settore elettrico siano soggetti ad obblighi di garanzia del servizio pubblico per quanto attiene la sicurezza, regolarità, qualità e prezzo delle forniture, l'efficienza energetica e la protezione dell'ambiente e del clima. Essi debbono altresì provvedere affinché tutti gli utenti civili e le piccole imprese abbiano il diritto di usufruire della fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili e trasparenti. I Paesi membri debbono adottare misure adeguate a tutelare i clienti finali e i consumatori vulnerabili-comprese quelle che gli permettano di evitare l'interruzione delle forniture- e garantire per tutti i clienti idonei l'attuazione di un sistema di accesso dei terzi ai sistemi di trasmissione e di distribuzione.

Gli Stati membri devono assicurare la possibilità di prevedere nuove capacità o misure di efficienza energetica o di gestione della domanda mediante una procedura di gara o procedura equivalente in termini di trasparenza, sulla base di criteri pubblici. La direttiva prevede anche la designazione dei gestori del sistema di trasmissione e, rispettivamente, di distribuzione. Questi, che devono essere rigorosamente indipendenti, sono tenuti a garantire la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasmissione e distribuzione di energia elettrica; a contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento mediante un'adeguata capacità di trasmissione e distribuzione e l'affidabilità del sistema; a gestire i flussi di energia sul sistema, tenendo conto degli scambi con altri sistemi interconnessi. La direttiva insiste anche sul concetto di separazione della

contabilità per le attività di trasmissione e distribuzione. Infine la direttiva chiede ai Paesi membri di garantire l'apertura del mercato a tutti: a partire dal 1° luglio 2004, al più tardi, tutti i clienti non domestici devono considerati idonei; dal 1° luglio 2007, ciò varrà per tutti i clienti.

La direttiva 2003/55/CE, che abroga la precedente 98/30/EC, svolge lo stesso ruolo della 2003/54/CE ma nel mercato del gas, chiedendo ai Paesi membri di porre alle imprese del gas operanti sul loro territorio gli stessi obblighi di garanzia del servizio pubblico e di protezione dell'utente, stabilire procedure autorizzative basate su regole e criteri chiari e trasparenti, e di monitorare la sicurezza dell'offerta di gas. Anche per il settore del gas debbono essere designati dei gestori indipendenti del *sistema* di trasporto, di stoccaggio o degli impianti di GNL. La direttiva ribadisce l'obbligo di separazione della contabilità per le attività di trasmissione e distribuzione. La direttiva chiede ai Paesi membri di garantire l'accesso al sistema di trasporto e stoccaggio a terzi e di designare una o più autorità competenti a regolare il sistema, indipendenti dall'industria del gas.

Il Regolamento 1228/2003/EC disciplina le condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica al fine di rafforzare la concorrenza nel mercato interno. A tal fine prefigura la creazione di un meccanismo di compensazione per tali flussi, con la definizione di principi armonizzati riguardo agli oneri di trasmissione transfrontaliera e l'assegnazione delle capacità disponibili di interconnessione tra sistemi nazionali. Esso fissa inoltre criteri generali per la comunicazione tempestiva di informazioni sulla capacità di interconnessione disponibile, nonché per la gestione della congestione.

La decisione 1229/2003/EC abroga la n. 1254/96/EC e stabilisce le linee guida per la creazione ed il mantenimento delle reti energetiche trans-europee, individuando progetti di interesse comune per gli stati membri e soprattutto quelli prioritari, sia per il sistema elettrico che per quello del gas. La direttiva dunque riguarda le reti ad alta tensione (terrestri o sottomarine) per il trasporto internazionale di elettricità e tutti gli impianti necessari a garantire il controllo, il monitoraggio e la protezione del sistema; i gasdotti ad alta pressione, gli impianti di stoccaggio sotterraneo e quelli di scarico, stoccaggio e ri-gasificazione del GNL. La decisione contiene in allegato una lista di progetti prioritari aventi diritto a beneficiare di aiuti finanziari comunitari.

Sicurezza dei rifiuti nucleari

Nonostante le riserve espresse dal pubblico e le posizioni di alcuni governi sul mantenimento e l'ulteriore sviluppo dell'opzione nucleare, l'orientamento espresso dalla Commissione è che l'UE al momento non può permettersi il lusso di rinunciare ad un'opzione di diversificazione delle fonti di energia quale la fonte nucleare. Ciò vale a maggior ragione in una situazione di alti prezzi del petrolio e, trattandosi di una tecnologia che non presenta emissioni di gas di serra, specialmente se in prospettiva l'UE vuole di mantenere gli impegni presi nell'ambito del Protocollo di Kyoto. Data la delicatezza del problema e i dubbi sulla sicurezza della filiera energetica, per la Commissione una migliore accettazione di questa tecnologia da parte del pubblico passa necessariamente per una soluzione dei problemi dei rifiuti del ciclo nucleare e dello smantellamento delle centrali disattivate, in condizioni di sicurezza e di trasparenza. A questo scopo la Commissione ha proposto nel 2003 al Consiglio ed al Parlamento Europeo delle misure tendenti a migliorare la sicurezza complessiva della filiera nucleare, sotto forma di due proposte di direttive, al momento ancora in fase di discussione.

La prima riguarda la gestione del combustibile nucleare esaurito e dei residui radioattivi. L'obiettivo della direttiva è contribuire ad instaurare le migliori pratiche nella gestione del combustibile nucleare esaurito e dei residui radioattivi negli Stati membri secondo principi di protezione della salute umana e dell'ambiente, sicurezza nucleare e protezione dell'ambiente attraverso l'applicazione di misure di precauzione e di prevenzione, informazione e dialogo con il

pubblico nonché sua partecipazione al processo decisionale in materia di residui radioattivi. Riconoscendo le differenze fra i Paesi membri nel considerare il combustibile nucleare esaurito, la direttiva non considera tutto il combustibile nucleare esaurito come residui. Le sue disposizioni si applicano alle materie dichiarate come residui (sotto forma solida, liquida o gassosa) e a tutto il combustibile nucleare esaurito prodotto negli Stati membri dell'UE in quanto queste materie devono essere oggetto di controllo e di sorveglianza ad un livello equivalente in tutti gli Stati membri. I residui che contengono soltanto materie radioattive naturali sarebbero esclusi dal campo di applicazione a meno che essi provengano dal ciclo del combustibile nucleare.

La seconda proposta di direttiva riguarda invece la sicurezza degli impianti nucleari e definisce gli obblighi fondamentali e i principi generali in questo settore. Allo scopo di garantire la protezione sanitaria della popolazione e dei lavoratori contro i pericoli delle radiazioni ionizzanti provenienti da tali impianti, la direttiva proposta fissa gli obblighi fondamentali e i principi generali che dovrebbero permettere alla Comunità di verificare l'applicazione delle norme fondamentali dell'articolo 30 del trattato Euratom. Tali principi dovrebbero essere compatibili con quelli stabiliti dall'AIEA di Vienna. La direttiva si applicherebbe a tutti gli impianti nucleari, anche al di là della loro fase operativa. L'applicazione della direttiva richiederebbe la creazione presso ciascun paese membro di apposite Autorità indipendenti preposte alla sicurezza degli impianti nucleari.

1.4.1.3 Le politiche Italiane: novità legislative in materia energetica

La legge n. 290 del 27/10/2003. Nelle more dell'approvazione del disegno di legge per il riordino del settore energetico e per meglio affrontare gli urgenti problemi emersi dopo il *black-out* elettrico di settembre 2003 sono state emanate delle disposizioni di legge, con la procedura di urgenza, stralciandole dal testo generale del disegno di legge di riordino. È stata emanata quindi la legge 27 ottobre 2003, n. 290 che ha delle disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica; essa contiene anche una delega al Governo che dovrà predisporre delle norme per la remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità.

Tali misure includono la possibilità, in circostanze eccezionali ed a discrezione del MAP e del GRTN, di non applicare in via temporanea leggi e norme sui limiti alle emissioni atmosferiche per l'operazione di certi tipi di impianti elettrici, di modificare e accelerare i piani di manutenzione programmata, di riutilizzare impianti da tempo non utilizzati e di incrementare la quota di capacità interrompibile.

La nuova legge prevede misure finalizzate alla riorganizzazione ed allo sviluppo della rete elettrica, a ridurre l'incertezza connessa ai nuovi investimenti in infrastrutture energetiche, e a limitare la quota di proprietà della rete nazionale di trasporto (sia per l'elettricità che per il gas) detenuta da qualunque impresa produttrice, importatrice, distributrice e rivenditrice di elettricità e gas. Essa include anche misure per la semplificazione delle procedure di autorizzazione per i nuovi progetti riguardanti infrastrutture energetiche (impianti di generazione di taglia superiore ai 300 MW, linee di trasmissione elettrica, oleodotti e gasdotti). Allo scopo di ridurre i ritardi nella fase di costruzione di dette infrastrutture viene predisposto un sistema di sanzioni ai detentori di licenze di costruzione o di operazione che non procedano tempestivamente alla realizzazione degli impianti. Inoltre, allo scopo di garantire lo sviluppo delle reti, vengono fornite ai proprietari di infrastrutture di trasporto e distribuzione condizioni di remunerazione più vantaggiose attraverso le tariffe di trasporto e distribuzione.

Il decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387. Con la pubblicazione sulla GU del 31 gennaio 2004 del DLgs 29 dicembre 2003 n. 387 “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità” si dà attuazione, nel rispetto dei principi e criteri direttivi dell’articolo 43 della legge 39/2002, alle disposizioni della direttiva e si gettano le basi per la definizione di un quadro di riferimento nazionale in materia di promozione delle fonti rinnovabili di energia.

Il decreto (art. 1) assume integralmente le indicazioni contenute nella direttiva, avendo come esplicite finalità:

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

Il decreto adotta la definizione di fonti rinnovabili, biomassa, ed elettricità prodotta a partire da rinnovabili già contenuta nell’articolo 2 della direttiva CE. Si segnalano qui di seguito alcune delle più importanti novità introdotte.

- L’articolo 4 definisce l’incremento annuale della quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da FER nella misura dello 0,35% a partire dall’anno 2004 e fino al 2006, in vista di ulteriori incrementi per il triennio 2007-2009 e per il triennio 2010-2012 da definirsi in seguito. Esso inoltre stabilisce per il mancato rispetto degli obblighi derivanti dal decreto, delle sanzioni che debbono essere comminate da parte della Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas sulla base dei resoconti del GRTN.
- All’AEEG è affidato il compito di emanare la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del **servizio di scambio sul posto** dell’energia elettrica prodotta da impianti alimentati a FER con potenza non superiore a 20 kW.
- Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto, il Ministro delle Attività Produttive deve adottare uno o più **decreti con i quali sono definiti i criteri per l’incentivazione della produzione di energia elettrica dalla fonte solare.**
- Agli impianti ibridi (che producono parte dell’elettricità a partire da fonti rinnovabili) viene data precedenza nel dispacciamento rispetto agli impianti convenzionali che producono a partire da combustibili fossili e la possibilità di utilizzare Certificati Verdi.
- L’articolo 11 introduce una “garanzia di origine dell’elettricità prodotta da FER e da impianti misti”, e prevede che questa venga rilasciata, su richiesta del produttore, dal Gestore della rete a fronte di una produzione di elettricità pari almeno a 100 MWh/anno.
- Per semplificare il procedimento autorizzativo, in analogia a quanto già vigente per le centrali convenzionali ex legge 55/02, l’articolo 12 introduce un’autorizzazione unica a conclusione di un procedimento unico da svolgersi nell’arco di sei mesi.
- L’articolo 17 ammette a beneficiare del regime riservato alle FER i rifiuti, ivi compresa la frazione non biodegradabile ed i combustibili derivati dai rifiuti menzionati negli articoli 31 e 33 del decreto legislativo n. 22 del 5 febbraio 1997. Tale trattamento risulta tuttavia soggetto alla definizione, tramite un altro decreto ancora da adottare, delle tipologie di rifiuti ammessi a godere di tali benefici e dei limiti delle emissioni permesse da impianti che utilizzino tali rifiuti come combustibile.

La legge per il riordino del settore energetico n. 239 del 23 agosto 2004. La legge 23 agosto 2004, n. 239, che affida anche alcune deleghe al Governo in materia di produzione di energia elettrica, di stoccaggio e vendita di GPL e di gestione dei rifiuti radioattivi, è stata approvata con

procedure eccezionali in quanto risponde a diverse esigenze urgenti del settore. Affinché il programma di ammodernamento del sistema elettrico nazionale possa dispiegare in pieno le sue potenzialità, in considerazione dell'attuale stesura dell'articolo 117 della Costituzione, la legge cerca di porre le basi per un migliore coordinamento tra amministrazione centrale e amministrazioni regionali e locali. Questa è una delle finalità primarie della legge, che individua funzioni e compiti esercitati dallo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione e collaborazione tra istituzioni.

Altre incisive norme della legge di riordino del settore energetico si propongono di:

- a) facilitare l'approvvigionamento di nuovo gas naturale promuovendo gli investimenti in nuove infrastrutture segnatamente terminali di rigassificazione e gasdotti, introducendo un regime speciale di accesso;
- b) facilitare la realizzazione di nuove reti elettriche e interconnessioni con un procedimento autorizzativo unico;
- c) accentuare le azioni di diversificazione delle fonti energetiche anche attraverso la generazione elettrica distribuita e l'uso del carbone;
- d) rafforzare le norme per l'emergenza elettrica in parte contenute nella legge 27 ottobre 2003, n. 290. Gli effetti positivi della legge di riordino si potranno vedere con orizzonti temporali diversi.

Alcuni aspetti come la definizione delle competenze in capo rispettivamente all'amministrazione centrale e alle regioni, e la migliore definizione dei rapporti tra Governo e Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono di immediata applicazione e ricaduta. Altri aspetti, come lo snellimento delle procedure per la realizzazione delle infrastrutture energetiche, avranno un impatto immediato sui soggetti che direttamente sono coinvolti nella realizzazione delle opere stesse, ed un impatto a più lungo termine per i consumatori, che potranno beneficiare di una discesa dei prezzi dell'energia derivante da una maggiore e più efficiente offerta. Per dare un sintetico quadro della legge, si ripercorrono nel seguito alcuni passaggi rilevanti.

Tra i principi generali viene ribadito che:

- le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia ai clienti idonei sono libere su tutto il territorio nazionale, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria e dalla legislazione vigente (comma 2 a);
- la gestione di infrastrutture di approvvigionamento di energia connesse alle attività di trasporto e dispacciamento dell'energia a rete è di interesse pubblico ed è sottoposta agli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria, dalla legislazione vigente e da apposite convenzioni con le autorità competenti (comma 2 b);
- infine, le attività di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica sono attribuite in concessione secondo le disposizioni di legge (comma 2 c).

Per quanto riguarda i rapporti tra Stato e Regioni, la legge precisa, fra le altre cose, che va assicurata da tutti l'assenza di vincoli, ostacoli o oneri, diretti o indiretti, alla libera circolazione dell'energia all'interno del territorio nazionale e della UE (comma 4 b), fissando procedure semplificate, trasparenti e non discriminatorie per il rilascio di autorizzazioni in regime di libero mercato e per la realizzazione delle infrastrutture (comma 4 h). All'interno di tale quadro sono specificati i compiti e le funzioni amministrative esercitate direttamente dallo Stato (inteso come amministrazione centrale), con particolare riguardo alle infrastrutture energetiche di interesse nazionale (commi 7 ed 8).

Sono introdotte compensazioni ambientali per le regioni e gli enti locali territorialmente interessati dalla localizzazione di nuove infrastrutture energetiche ovvero dal potenziamento o trasformazione di infrastrutture esistenti (comma 5).

Viene aumentato a cinque il numero dei commissari dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas e vengono precisate alcune regole di funzionamento (commi da 12 a 16).

È introdotta un'autorizzazione unica rilasciata, entro 180 giorni, dal Ministero Attività produttive, previo concerto con Ministero Ambiente, attraverso una procedura semplificata, per la costruzione e all'esercizio di elettrodotti facenti parte delle reti nazionali di trasporto dell'energia elettrica (commi 26 e 27).

Vengono ridefiniti i quantitativi di consumi elettrici, e le relative tempistiche, necessari a qualificare un cliente come idoneo, anche al fine di adeguarli a quanto previsto dalla direttiva 54/2003/CE e più precisamente:

- dalla data di entrata in vigore del DLgs n. 79/99 è idoneo ogni cliente finale, singolo o associato, il cui consumo, misurato in un unico punto del territorio nazionale, destinato alle attività esercitate da imprese individuali o costituite in forma societaria, è risultato, nell'anno precedente, uguale o superiore a 0,05 GWh
- dal 1° luglio 2004 è idoneo ogni cliente finale non domestico
- dal 1° luglio 2007 è idoneo ogni cliente finale

Previa richiesta del produttore, l'energia prodotta da impianti di potenza inferiore a 10 MVA e l'energia elettrica prodotta da impianti entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 ed alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, è ritirata dal GRTN o dall'impresa distributrice rispettivamente se prodotta da impianti collegati alla rete di trasmissione nazionale o alla rete di distribuzione (comma 41). L'AEEG determina le modalità per il ritiro di tale energia, facendo riferimento alle condizioni economiche di mercato.

L'energia prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno o con celle a combustibile e l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica utilizzata per il teleriscaldamento, ha diritto all'emissione di certificati verdi (CV) (punti 71 e 87). Il valore dei CV emessi ai sensi del DLgs citato è pari a 0,05 GWh o multipli di detta grandezza. Il provvedimento contiene (comma 121) la delega al Governo ad adottare, entro 24 mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, uno o più decreti legislativi per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia, nel rispetto dei seguenti principi e criteri:

- articolazione della normativa per settori
- adeguamento della normativa alle disposizioni comunitarie e agli accordi internazionali
- promozione della concorrenza nei settori energetici per i quali si è avviata la procedura di liberalizzazione
- promozione dell'innovazione tecnologica e della ricerca in campo energetico.

1.4.2 Le politiche ambientali: la strategia italiana per ridurre le emissioni dei gas serra e rispettare gli impegni internazionali sulla protezione del clima²²

L'attività dell'Italia per l'attuazione della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici e del Protocollo di Kyoto mette ad oggi il Paese in condizioni di soddisfare in maniera coerente e realistica gli impegni assunti a livello internazionale sul tema.

Alla legge 120/2002 di ratifica del Protocollo di Kyoto, è seguita la revisione della Delibera CIPE del 19 novembre 1998 "Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra" e l'approvazione del "Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra: 2003-2010".

Il Piano è saldamente incardinato nel contesto e nelle procedure della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici e del Protocollo di Kyoto. La dimensione degli obiettivi di riduzione delle emissioni, le misure indicate, gli effetti attesi e le metodologie di valutazione dell'efficacia delle misure, devono essere considerate nel contesto internazionale nel quale il Piano si colloca come contributo dell'Italia alla strategia mondiale necessaria per affrontare la sfida globale dei cambiamenti climatici.

Si può affermare che il Piano costituisce il documento programmatico del Governo italiano per integrare in un'unica strategia le politiche per la protezione dell'ambiente e quelle per lo sviluppo economico, per la sicurezza energetica e per la riduzione delle emissioni.

1.4.2.1 Il contesto internazionale

La Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (giugno 1992)

La Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici sottoscritta nel 1992 e ratificata da 178 Paesi (il Senato USA ha ratificato in ottobre 1992 e il parlamento italiano nel gennaio 1994), impegna i Paesi firmatari ad adottare misure per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica, provocate in larga misura dall'impiego dei combustibili fossili come fonte di energia, alle quali è attribuita la responsabilità di contribuire all'aumento della temperatura.

Obiettivo della Convenzione è la stabilizzazione della concentrazione in atmosfera di anidride carbonica a livelli non pericolosi per gli equilibri climatici.

Il Protocollo di Kyoto (dicembre 1997)

La Terza Conferenza delle Parti firmatarie della Convenzione sui Cambiamenti Climatici, ha approvato a Kyoto, nel dicembre 1997, un Protocollo che individua le prime azioni da intraprendere per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di altri cinque gas ad effetto serra (metano, protossido di azoto e tre composti fluorurati).

Inoltre, tra le misure da adottare per la riduzione della concentrazione di anidride carbonica viene indicato anche l'assorbimento di carbonio atmosferico attraverso la riforestazione e le attività agroforestali.

Il Protocollo, che impegna i Paesi industrializzati a ridurre le proprie emissioni, entro il 2012, nella misura complessiva del 5,2% rispetto ai livelli del 1990, entrerà in vigore non appena sarà stato ratificato da un numero di Paesi industrializzati rappresentativo di almeno il 55% delle emissioni: in altri termini, affinché il trattato entri in vigore, è necessaria la ratifica di tutti i Paesi della Unione Europea, di Giappone, Canada, Australia e di almeno gli Stati Uniti o la Russia.

Il Protocollo è il risultato di un lungo negoziato e di un difficile compromesso tra la posizione supportata dall'Unione Europea e quella degli Stati Uniti.

Gli Stati Uniti insistevano sul carattere globale degli impegni di riduzione e sulla necessità di adottare un Protocollo per favorire lo sviluppo e la diffusione delle tecnologie a basse emissioni sia nei Paesi industrializzati che in quelli emergenti, senza penalizzare la crescita economica.

²² Contributo di Mara Angeloni – Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, Direzione Generale per la Ricerca Ambientale e lo Sviluppo.

L'Unione Europea (UE) assegnava invece al Protocollo un ruolo prioritario, se non esclusivo, per regolare gli obblighi di riduzione delle emissioni nei mercati interni dei Paesi industrializzati, sottolineando in particolare la necessità di modificare la struttura della produzione e dei consumi di energia.

Il compromesso raggiunto tiene conto di entrambe le posizioni:

- assegnando obiettivi quantificati di riduzioni di emissioni per ogni paese industrializzato;
- riconoscendo che ogni riduzione delle emissioni è efficace indipendentemente dal luogo del pianeta nel quale viene realizzata e stabilendo, di conseguenza, che al fine del rispetto degli obiettivi di riduzione delle emissioni, le misure nazionali per la riduzione delle emissioni possono essere integrate attraverso:
 - ✓ la realizzazione di progetti di cooperazione tra più Paesi industrializzati (*Joint Implementation*) o tra Paesi industrializzati e Paesi in via di sviluppo (*Clean Development Mechanism*), finalizzati sia alla riduzione delle emissioni mediante l'impiego di tecnologie più efficienti e delle energie rinnovabili, sia all'assorbimento del carbonio atmosferico attraverso la realizzazione di nuove foreste e attività agro-forestali;
 - ✓ il commercio internazionale dei permessi di emissione (*Emissions Trading*).

Il Terzo Rapporto sul Clima del Panel Intergovernativo sui Cambiamenti Climatici (settembre 2001)

Il Rapporto, approvato nel settembre 2001 a Londra dai rappresentanti dei 178 Paesi che hanno ratificato la Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici, rileva che:

- nell'ultimo secolo la concentrazione atmosferica di anidride carbonica è aumentata del 30% a causa dell'impiego dei combustibili fossili: a questo aumento corrisponderebbe una crescita della temperatura media del pianeta di 0,6 °C, che sarebbe a sua volta la causa principale delle anomalie climatiche che si manifestano con crescente frequenza e intensità;
- la domanda globale di energia nei prossimi 30 anni aumenterà di oltre il 50% rispetto ai livelli attuali, prevalentemente per la crescita delle economie emergenti, in particolare di Cina, India, dei Paesi dell'Asia orientale, del Brasile, oltretutto della Russia. Se a questo aumento della domanda si farà fronte con i combustibili fossili e le tecnologie tradizionali, le emissioni globali potrebbero subire un incremento di oltre il 60% rispetto ai livelli attuali, con conseguenze rilevanti sugli equilibri climatici del pianeta;
- per raggiungere l'obiettivo della stabilizzazione della concentrazione di anidride carbonica in atmosfera indicato dalla Convenzione, occorre:
 - ✓ nel breve periodo, attuare misure per rallentare la crescita delle emissioni attraverso la riduzione dei consumi energetici e l'aumento della capacità di assorbimento del carbonio da parte delle foreste;
 - ✓ al più tardi dal 2025-2030, sarà necessaria una riduzione drastica delle emissioni (fino al 50%), possibile solo attraverso una "svolta tecnologica" globale in grado di rispondere alla domanda di energia con il ricorso a fonti alternative e l'impiego di tecnologie a bassa intensità di carbonio;
 - ✓ Il Protocollo di Kyoto rappresenta dunque solo un primo passo verso la stabilizzazione della concentrazione di CO₂, ovvero uno strumento per sperimentare e "testare" le diverse opzioni di programmi, regole e misure che dovranno costituire la base degli impegni globali di riduzione delle emissioni da adottare nel medio periodo.

La posizione USA sul Protocollo di Kyoto

Nel 2001 l'Amministrazione USA – sostenuta da un voto unanime del Senato del novembre 2000 – ha deciso di non ratificare il Protocollo, considerato troppo vincolante e troppo oneroso per l'economia USA.

Gli USA, anche sulla base delle valutazioni del Terzo Rapporto sul Clima, hanno inoltre osservato che il Protocollo contribuisce in modo marginale alla riduzione delle emissioni globali, mentre può determinare effetti negativi molto rilevanti sulla crescita economica a livello nazionale e mondiale.

L'Accordo di Marrakech - COP 7 (novembre 2001)

La settima Conferenza delle Parti (COP7) firmatarie della Convenzione sui Cambiamenti Climatici, nel novembre 2001 a Marrakech, dopo un lungo e controverso negoziato ha approvato le procedure per l'attuazione del Protocollo di Kyoto.

Alla luce del Terzo rapporto sul Clima, l'accordo di Marrakech considera in modo "realistico" il ruolo del Protocollo di Kyoto, ed assume come punto di riferimento l'esigenza di integrare le ragioni e le prospettive della crescita economica con quelle della riduzione delle emissioni di anidride carbonica, senza introdurre nuovi vincoli e regole che possono avere effetti negativi sulle economie dei Paesi sviluppati senza peraltro produrre corrispondenti risultati ambientali globali.

L'accordo ha recepito di fatto molte delle osservazioni formulate dagli USA ed ha, nello stesso tempo, definito procedure e modalità per favorire la ratifica da parte del Giappone, Canada e Russia.

In particolare, l'accordo stabilisce le regole necessarie a rendere operativi i meccanismi di *Joint Implementation (JI)* e *Clean Development Mechanism (CDM)* del Protocollo di Kyoto e la possibilità di utilizzare i meccanismi per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni, senza alcun vincolo quantitativo.

Poiché, in generale, gli interventi volti alla riduzione delle emissioni avviati all'interno dei Paesi industrializzati sono più costosi e socialmente più complessi rispetto a quelli avviati nei Paesi in via di sviluppo, l'impiego dei meccanismi consente ampia flessibilità nella definizione delle misure di riduzione delle emissioni da parte dei Paesi sviluppati, al fine di ottenere il massimo risultato con il minor costo. I meccanismi di Kyoto rappresentano, inoltre, uno strumento innovativo per il trasferimento di tecnologie efficienti e sostenibili nei Paesi in via di sviluppo e nelle economie emergenti, con effetti ambientali positivi e rilevanti a livello locale e globale.

L'accordo riconosce inoltre che i "crediti di carbonio", corrispondenti al carbonio assorbito dalle nuove foreste, dalla rivegetazione, dalla gestione dei terreni coltivati e da pascolo (cosiddetti "pozzi di assorbimento di carbonio" o "sinks"), possono essere contabilizzati al fine del rispetto dell'obiettivo nazionale di riduzione delle emissioni.

In questa prospettiva i "crediti di carbonio" sono destinati a rappresentare un significativo valore aggiunto per le foreste, perché gli alberi saranno valutati non solo in termini di legname e cellulosa prodotti, ma anche in relazione alla capacità di assorbimento del carbonio e di generazione di crediti.

Infine, l'accordo getta le basi per l'organizzazione del commercio internazionale dei permessi di emissione, il cosiddetto "*Emissions Trading*".

In altri termini, la "strumentazione" di cui viene dotato il Protocollo è finalizzata da una lato alla sperimentazione dei meccanismi approvati a Kyoto nel 1997, ma mai avviati, e dall'altro lato, è fortemente orientata allo sviluppo tecnologico ed alla promozione della cooperazione internazionale in campo energetico e forestale.

L'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto. La posizione della Russia

L'accordo di Marrakech ha favorito la ratifica del Protocollo da parte di Canada e Giappone.

L'Australia ha invece deciso di non ratificare, preferendo una "via nazionale" alla riduzione delle emissioni senza essere assoggettata a vincoli legali internazionali.

Gli USA hanno confermato la loro posizione ed hanno avviato nel corso del 2003 iniziative diverse, se non proprio alternative al Protocollo, finalizzate alla realizzazione di programmi globali su base volontaria: essenzialmente si tratta di *partnership* per lo sviluppo di una nuova economia energetica basata sull'idrogeno e per il sequestro geologico del carbonio (*carbon sequestration*), prodotto dall'uso dei combustibili fossili.

La Russia ha rinviato ogni decisione riguardo la ratifica del trattato, solo a conclusione di una valutazione scientifica ed economica sul "valore" ambientale del Protocollo e sugli effetti economici della sua attuazione a livello nazionale.

La decisione della Russia è cruciale per l'entrata in vigore del Protocollo. Infatti affinché il Protocollo di Kyoto possa entrare in vigore, è necessario che lo stesso sia ratificato dai 55 Paesi, responsabili almeno del 55% delle emissioni di CO₂ dei Paesi industrializzati (riferite all'anno 1990). Attualmente il Protocollo è stato ratificato da 104 Paesi, responsabili del 43,9% delle emissioni totali di CO₂. Dopo il ritiro degli USA dal Protocollo di Kyoto, la Federazione Russa, le cui emissioni di gas ad effetto serra sono pari al 17,4% del totale, riveste un ruolo chiave per rendere il trattato legalmente vincolante.

1.4.2.2 L'evoluzione dell'impegno e delle politiche dell'Unione Europea per la lotta ai cambiamenti climatici

La ripartizione degli obblighi di riduzione delle emissioni tra gli Stati membri della UE

Il Consiglio dei Ministri dell'Ambiente della UE del 17 giugno 1998 ha ripartito tra gli Stati Membri l'impegno comune di riduzione delle emissioni stabilito dal Protocollo (-8% rispetto ai livelli di emissione del 1990, da conseguire nel periodo 2008-2012). Tale ripartizione dell'onere di riduzione delle emissioni è noto come accordo di "*burden sharing*".

La decisione del Consiglio dei Ministri è fondata principalmente su un criterio di "unilateralità", sostenuto da una valutazione politica – allora prevalente – secondo la quale gli impegni di riduzione avrebbero dovuto essere rispettati principalmente attraverso programmi nazionali nei settori energetico e industriale.

La ripartizione tiene conto della diversa struttura industriale e del diverso livello di crescita economica e di efficienza del sistema energetico-produttivo dei singoli Stati membri.

I maggiori oneri di riduzione risultano a carico dei Paesi che nel 1990 avevano una struttura produttiva a bassa efficienza e ad alto impiego di carbone (Gran Bretagna -12,5%, Germania -21%, Lussemburgo -28%). In questi Paesi i costi "marginali" di riduzione sono relativamente ridotti, perché il recupero di efficienza coincide con l'obiettivo di crescita economica e di aumento della competitività dei rispettivi sistemi nazionali.

Per altri Paesi, che devono recuperare un "gap" di sviluppo rispetto alla media europea, è stato stabilito un limite alla crescita delle emissioni: Portogallo (+28%), Grecia (+25%), Spagna (+15%), Irlanda (+13%).

Ai Paesi che avevano già raggiunto una elevata efficienza energetica nel settore industriale, come Italia e Olanda, è stato attribuito un obiettivo di riduzione che seppur più modesto (rispettivamente -6,5% e -6%), comporta costi marginali più elevati a causa degli elevati livelli di efficienza già raggiunti prima del 1990.

Le politiche dell'Unione Europea dopo l'Accordo di Marrakech

L'Unione Europea ha confermato l'impegno per la riduzione delle emissioni, nonostante la posizione USA e l'incertezza della Russia.

Tuttavia, a seguito dell'accordo di Marrakech, le possibili opzioni di riduzione delle emissioni risultano molto più aperte, rispetto a quelle attuabili alla luce del criterio "unilaterale" adottato dalla decisione del 17 giugno 1998.

In particolare, le conclusioni della COP9, svoltasi in Italia nel dicembre 2003, in merito alla utilizzazione dei crediti di carbonio generati attraverso progetti di afforestazione realizzati nei Paesi

in via di sviluppo (progetti CDM forestali), consentono un'ampia flessibilità nelle scelte nazionali e favoriscono una significativa riduzione dei costi a parità di quantità di emissioni ridotte.

Inoltre, l'avvio del sistema comunitario di scambi delle quote di emissione di CO₂, istituito attraverso la direttiva 2003/87/CE (direttiva *Emissions Trading*) approvata nell'ottobre 2003 e attraverso la cosiddetta direttiva "*Linking*", potrebbe introdurre ulteriori elementi di flessibilità.

La direttiva "Emissions Trading" e sue modificazioni attraverso la direttiva "Linking"

La direttiva 2003/87/CE istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità, al fine di promuovere la riduzione di dette emissioni secondo criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica.

Il sistema può essere sintetizzato nei seguenti elementi:

- Il campo d'applicazione della direttiva è esteso alle attività ed i gas elencati nell'allegato I della direttiva; si tratta, in particolare, delle emissioni di anidride carbonica provenienti da attività di combustione energetica, produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, lavorazione prodotti minerali, produzione di pasta per carta, carta e cartoni.
- La direttiva prevede un duplice obbligo per gli impianti da essa regolati:
 - ✓ la necessità per operare di possedere un permesso all'emissione in atmosfera di gas serra;
 - ✓ l'obbligo di rendere alla fine dell'anno un numero di quote (o diritti) d'emissione pari alle emissioni di gas serra rilasciate durante l'anno.
- Il permesso all'emissione di gas serra viene rilasciato dalle autorità competenti previa verifica da parte delle stesse della capacità dell'operatore dell'impianto di monitorare nel tempo le proprie emissioni di gas serra
- Le quote d'emissioni vengono rilasciate dalle autorità competenti all'operatore di ciascun impianto regolato dalla direttiva sulla base di un piano di assegnazione nazionale; ogni quota dà diritto al rilascio di una tonnellata di biossido di carbonio equivalente.
- Il piano di assegnazione nazionale viene redatto in conformità ai criteri previsti dall'allegato III della direttiva stessa; questi ultimi includono coerenza con gli obiettivi di riduzione nazionale, con le previsioni di crescita delle emissioni, con il potenziale di abbattimento e con i principi di tutela della concorrenza; il piano di assegnazione prevede l'assegnazione di quote a livello d'impianto per periodi di tempo predeterminati.
- Una volta rilasciate, le quote possono essere vendute o acquistate; tali transazioni possono vedere la partecipazione sia degli operatori degli impianti coperti dalla direttiva, sia di soggetti terzi (e.g. intermediari, organizzazioni non governative, singoli cittadini); il trasferimento di quote viene registrato nell'ambito di un registro nazionale.
- La resa delle quote d'emissione è effettuata annualmente dagli operatori degli impianti in numero pari alle emissioni reali degli impianti stessi.
- Le emissioni reali utilizzati nell'ambito della resa delle quote da parte degli operatori sono il risultato del monitoraggio effettuato dall'operatore stesso e certificato da un soggetto terzo accreditato dalle autorità competenti.
- La mancata resa di una quota d'emissione prevede una sanzione pecuniaria di 40 Euro nel periodo 2005-2007 e di 100 Euro nei periodi successivi; le emissioni oggetto di sanzione non sono esonerate dall'obbligo di resa di quote.

La direttiva "*Linking*", approvata dal Consiglio e dal Parlamento Europeo pochi mesi dopo l'approvazione della direttiva *Emissions Trading*, regola l'utilizzo dei "crediti di emissione" derivanti da progetti JI e CDM nel mercato europeo delle quote di emissioni di gas serra.

Grazie alla direttiva *linking* gli operatori degli impianti che ricadono nel campo di azione della direttiva potranno valutare la convenienza di acquisire crediti di emissione attraverso la cooperazione tecnologica internazionale, piuttosto che attraverso interventi sugli impianti eserciti nel mercato interno europeo al fine della restituzione delle quote ad essi assegnate. In questa

prospettiva, Joint Implementation e Clean Development Mechanism possono rappresentare una straordinaria *driving force* per il trasferimento di tecnologie “pulite” nei mercati emergenti e per lo sviluppo della cooperazione economica con i nuovi protagonisti dell’economia mondiale.

In definitiva, l’applicazione delle due direttive può rappresentare una svolta dalla tradizionale e consolidata cultura europea di *command and control* ad un approccio orientato verso l’utilizzazione di meccanismi di mercato per l’incentivazione delle migliori tecnologie.

1.4.2.3 L’impegno dell’Italia per la lotta ai cambiamenti climatici

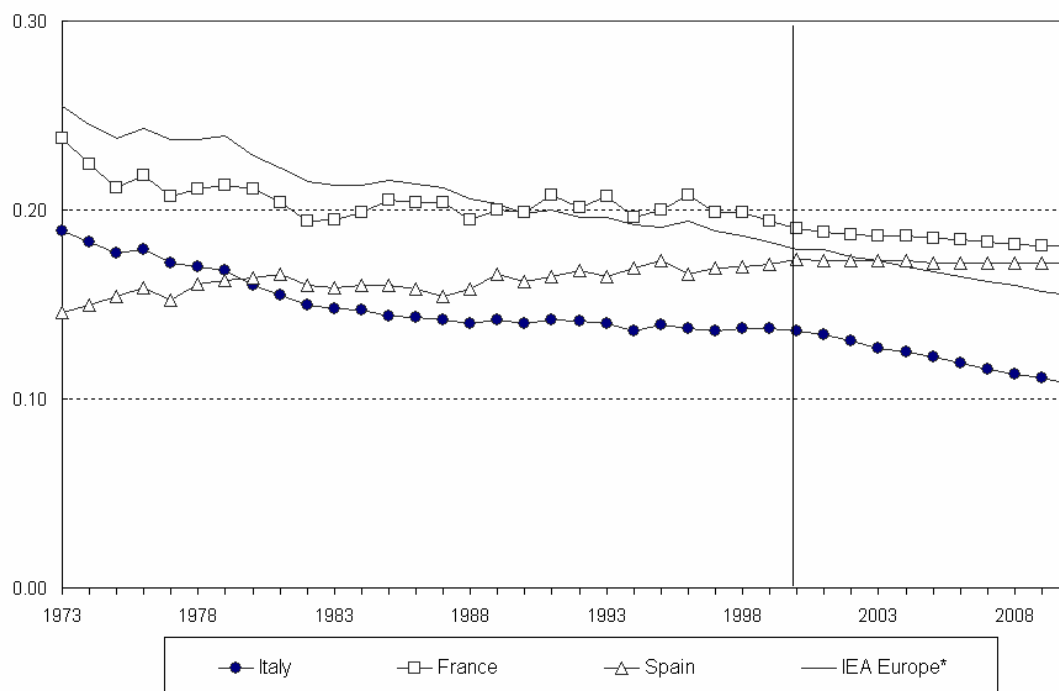
La delibera del CIPE 123/2002 del 19 dicembre 2002 e il relativo Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra

Le misure previste dalla delibera CIPE 123/2002 e descritte in maggior dettaglio nell’ambito del Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra, sono state formulate sulla base delle indicazioni della legge di ratifica del Protocollo di Kyoto del 1 giugno 2002 e tenendo in considerazione il ruolo fondamentale del sistema energetico nell’ambito dello sviluppo del Paese. In particolare si è tenuto conto di tre criteri principali:

1. i programmi per la riduzione delle emissioni nel mercato interno devono assumere come dato di partenza gli *elevati standard di efficienza energetica e la bassa “intensità di carbonio” dell’economia italiana*, ben rappresentati dal Rapporto 2003 della Agenzia Internazionale dell’Energia (figura 1.4.1).

In altri termini, il costo marginale delle misure nazionali per migliorare ulteriormente la performance già raggiunta dell’economia italiana in termini di rapporto tra Prodotto Interno Lordo ed emissioni di CO₂ risulta mediamente molto più elevato di quello richiesto agli altri Paesi europei: ovvero la dimensione e la tipologia delle misure nazionali per la riduzione delle emissioni devono considerare l’esigenza di non determinare effetti negativi sulla competitività e sull’efficienza dell’economia italiana.

Figura 1.4.1 Intensità energetica dell’economia italiana rispetto alle altre economie europee (tep per 1000 dollari Pil a parità di potere d’acquisto 1995)



Fonte: AIE, 2003

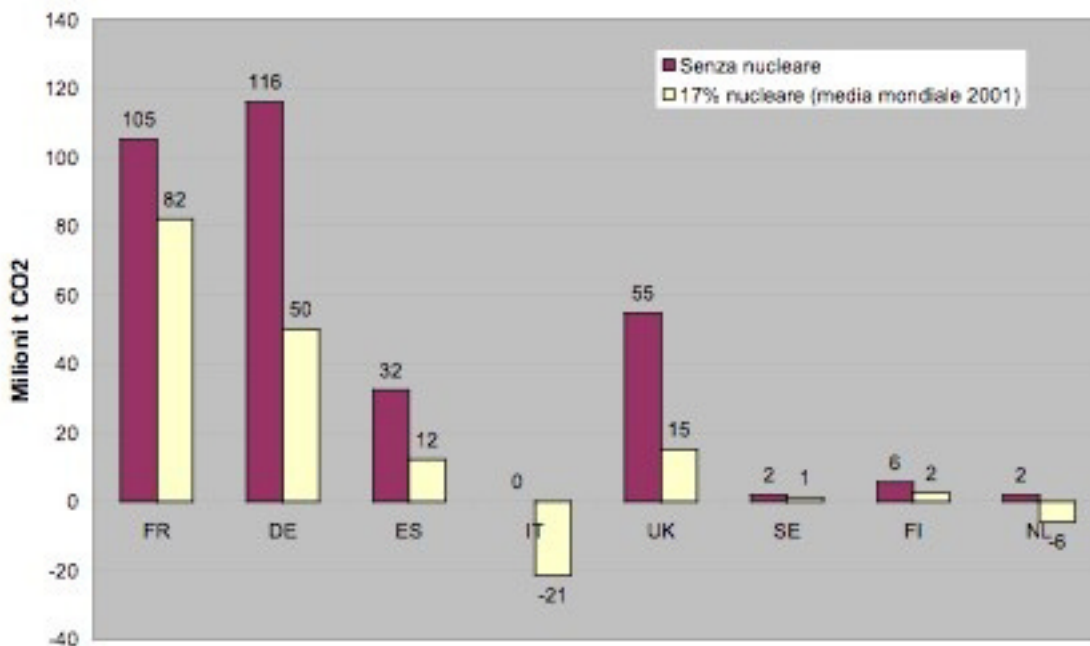
La *performance* dell'Italia è tanto più significativa se si considera che il nostro Paese non utilizza l'energia nucleare per la produzione di elettricità. A questo proposito è interessante notare che, senza il ricorso al nucleare, le emissioni di molti Paesi europei sarebbero di gran lunga superiori (figura 1.4.2): Francia +75%, Svezia +50%, Germania +42%, Gran Bretagna + 4%.

Tenuto conto che l'Unione Europea, nell'ambito della Convenzione sui Cambiamenti Climatici e del Protocollo di Kyoto, non ha voluto riconoscere l'energia nucleare come "tecnologia pulita" da utilizzare e diffondere per la riduzione delle emissioni, le misure nazionali italiane per la riduzione delle emissioni nel settore elettrico dovranno "incorporare" un fattore di riequilibrio o "un premio" rispetto ai Paesi europei che fanno ricorso all'energia nucleare.

2. dovrà essere ottimizzata la capacità "nazionale" di assorbimento di carbonio atmosferico, sia attraverso un nuovo inventario e una più efficiente gestione del patrimonio forestale e boschivo, sia attraverso la realizzazione di nuove piantagioni forestali, avendo presente l'obiettivo di contribuire nello stesso tempo alla sicurezza idrogeologica del territorio ed all'aumento del volume di biomassa disponibile per la produzione di energia da fonti rinnovabili;

3. dovranno essere promossi e facilitati i programmi per la acquisizione di "crediti di carbonio" e di "crediti di emissione" nell'ambito dei meccanismi del Protocollo di Kyoto "*Clean Development Mechanism*" e "*Joint Implementation*", sia attraverso progetti in campo energetico e forestale delle imprese italiane, sia attraverso la partecipazione ai "*Carbon Fund*" istituiti presso le Istituzioni Finanziarie Internazionali o le Agenzie nazionali dei Paesi in via di sviluppo e dei Paesi con economia in transizione.

Figura 1.4.2 - Scostamenti delle emissioni da generazione di energia elettrica rispetto a simulazioni per due scenari di produzione. Anno 2001 (in MtCO₂)



Fonte: elaborazione MATT su dati AIE ed Eurostat, 2003

Sulla base di queste premesse il piano individua i programmi e le misure da attuare per rispettare l'obiettivo di riduzione delle emissioni dei gas serra attribuito all'Italia. Nello stesso tempo il piano stabilisce le procedure di verifica e aggiornamento delle misure.

I dati di riferimento del piano, aggiornati al settembre 2004, sono i seguenti:

- entro il 2008-2012, le emissioni dovranno essere ridotte del 6,5%, rispetto al 1990, ovvero le emissioni dovranno passare da 508,0 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti (MtCO₂eq.) del 1990 a 475,0 MtCO₂eq.. Pertanto il “gap” teorico da colmare è pari a 33 MtCO₂eq.
- al 2002 le emissioni ammontavano a 553,8 MtCO₂eq., e secondo lo “scenario tendenziale” (scenario che si verificherebbe qualora non fossero adottate misure), le emissioni di gas serra al 2010 ammonteranno a 613,3 MtCO₂eq.
- considerando gli effetti di misure individuate al 30 giugno 2002, ancorché non attuate, che concorrono al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni, la crescita di emissioni al 2010 è stimata in 563,7 MtCO₂eq contro 613,3 MtCO₂eq. dello “scenario tendenziale”: questo è il cosiddetto “scenario di riferimento”, cui corrisponde un “gap” a 88,7 MtCO₂eq²³. Tali misure comprendono non solo quelle di carattere nazionali, ma anche le numerose iniziative di cooperazione bilaterale già avviate dal Governo italiano e riconducibili a progetti di Joint Implementation e Clean Development Mechanism
- Le misure per l'assorbimento di carbonio nel settore agricolo e forestale a livello nazionale, comprendono iniziative per l'aumento e la migliore gestione delle aree forestali e boschive, il recupero di territori abbandonati, la protezione del territorio mediante afforestazione e riforestazione. Tali misure possono consentire un aumento della capacità di assorbimento del carbonio, corrispondente a riduzioni equivalente di emissioni per un totale di 10,8 MtCO₂eq. Il gap che separa il nostro Paese dal raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto si riduce pertanto a 77,9 MtCO₂eq.
- per colmare il “gap” è stato individuato un set di opzioni per “ulteriori misure” che consentono di raggiungere il miglior risultato con il minor costo
 - ✓ a livello nazionale, nei settori dell'energia, dell'industria, dei servizi, dei trasporti, dell'agricoltura e dei rifiuti, con una riduzione potenziale fino a circa 47 MtCO₂eq.;
 - ✓ a livello internazionale attraverso i progetti di cooperazione nei settori energetico e forestale nell'ambito dei meccanismi JI e CDM, con una riduzione potenziale fino a 48 MtCO₂eq.

Le opzioni indicate consentono un'ampia flessibilità, al fine della individuazione delle soluzioni meno costose e più vantaggiose per lo sviluppo di nuove iniziative in particolare nei settori delle tecnologie energetiche e dei trasporti, e per l'apertura di nuovi mercati alle imprese italiane attraverso i meccanismi di Clean Development Mechanism e Joint Implementation.

In generale, le misure individuate con il criterio della migliore efficienza e del minor costo fanno riferimento per almeno il 40-50% a programmi e iniziative da realizzare mediante i meccanismi di cooperazione internazionale previsti dal Protocollo di Kyoto.

L'obiettivo di tali programmi ed iniziative è quello di utilizzare il “fattore ambiente” come veicolo per la internazionalizzazione e la diffusione delle tecnologie e delle imprese italiane, sulla base di due considerazioni principali:

- ai fini della riduzione delle emissioni globali di anidride carbonica, ovvero dei consumi di combustibili fossili, la realizzazione di progetti industriali JI e CDM ad elevata efficienza energetica o con l'impiego delle fonti rinnovabili, comporta generalmente

²³ Gli scenari utilizzati per il Piano Nazionale di Riduzione dei gas serra sono stati elaborati a partire dal modello CEPRI e includono, oltre alle emissioni del sistema energetico, anche quelle industriali ed agricole.

costi marginali inferiori rispetto a quelli necessari per raggiungere gli stessi risultati di riduzione delle emissioni nei mercati interni dei Paesi sviluppati;

- oltre agli effetti positivi sulla riduzione dei costi, Joint Implementation e Clean Development Mechanism rappresentano per le imprese italiane anche una straordinaria “driving force” per il trasferimento di tecnologie nei mercati emergenti e per lo sviluppo della cooperazione economica con i nuovi protagonisti dell’economia mondiale.

Per favorire lo sviluppo di progetti delle imprese italiane nell’ambito dei meccanismi, il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio ha sottoscritto accordi bilaterali e ha avviato programmi di collaborazione con la Cina, l’Algeria, il Marocco, la Tunisia, l’Egitto, la Bulgaria, la Romania. Altri accordi sono in fase di preparazione con l’America latina.

Con le stesse finalità è stata istituita la Sino-Italian Facility in Cina, mentre nel Mediterraneo è stata avviata l’iniziativa MEDREP per la generazione di crediti attraverso progetti nel settore delle fonti rinnovabili. Inoltre il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio partecipa al “Community Development Carbon Fund” e al “Biocarbon Fund” della Banca Mondiale, finalizzati all’acquisto di crediti di emissione generati rispettivamente attraverso progetti di piccola taglia realizzati nei Paesi meno sviluppati o in comunità povere in tutti i Paesi in via di sviluppo e attraverso la realizzazione di progetti nel settore della forestazione.

L’Italia partecipa anche al Community Development Carbon Fund plus, la linea *donor* della Banca Mondiale per l’assistenza tecnica, volta a stimolare la creazione di capacità tecniche nei Paesi riceventi per sviluppare e preparare progetti da finanziarsi tramite il Community Development Carbon Fund. Sempre presso la stessa Banca Mondiale l’Italia ha istituito un Italian Trust Carbon Fund finalizzato a sostenere progetti italiani di cooperazione energetica e ambientale con i Paesi in via di sviluppo.

Infine il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio ha stipulato un accordo con la Banca Mondiale, per l’istituzione di un fondo fiduciario a supporto di attività per lo sviluppo sostenibile in Cina, comprese attività di mitigazione ai cambiamenti climatici.

Il Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell’effetto serra costituisce pertanto un’agenda e una guida per lo sviluppo sostenibile dell’Italia e per la promozione di un nuovo ruolo delle imprese italiane nei mercati internazionali delle tecnologie pulite per la protezione dell’ambiente globale.

L’attuazione della direttiva “Emissions trading” in Italia

I criteri di riferimento per la definizione del piano nazionale per la riduzione delle emissioni hanno orientato le norme approvate dal governo per il recepimento della direttiva Emissions Trading in Italia:

1. l’assegnazione delle quote di emissione dovrà riconoscere che il sistema industriale italiano ha già realizzato negli ultimi venti anni interventi strutturali per aumentare l’efficienza energetica;
2. devono essere salvaguardate la competitività delle imprese italiane e la sicurezza energetica dell’Italia, in particolare per quanto riguarda la priorità nazionale rappresentata dall’esigenza di colmare il “gap” tra domanda ed offerta interna di energia elettrica;
3. le imprese italiane potranno utilizzare, al fine di rispettare il proprio *budget*, i crediti di emissione e di carbonio generati attraverso progetti JI e CDM.

Strategia del Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra

Il Piano di riduzione di emissioni di gas si articola in tre passi:

- accertamento delle misure già adottate che concorrono al raggiungimento dell’obiettivo: quindi nella prima fase del Piano sarà necessario completare l’implementazione delle misure incluse nello scenario tendenziale, nonché monitorare l’attuazione delle misure comprese nello scenario di riferimento investendo in tutti i settori. A tale riguardo il

Comitato Tecnico Emissioni di gas serra, istituito nell'ambito della delibera del CIPE del 19 dicembre 2002, ha completato l'analisi dello stato di attuazione delle misure incluse nello scenario di riferimento dal quale risulta che al momento non esistono elementi per ritenere che esse non generino le riduzioni stimate nei tempi indicati nel Piano;

- individuazione delle ulteriori misure possibili e valutazione degli investimenti necessari e dei costi netti, in campo energetico e forestale sia a livello nazionale che internazionale necessarie per raggiungere l'obiettivo di Kyoto.
- selezione delle misure da adottare.

Conclusioni

Il *gap* che ci separa dal raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto, che risulta essere pari a 77,9 MtCO₂eq., richiede al nostro Paese uno sforzo notevole.

Gli obiettivi politici di sviluppo economico del Paese, implicano che tale *gap* non comporti l'imposizione al settore industriale di oneri tali da compromettere la concorrenzialità dello stesso. Per tale ragione il "gap" che ci separa dal raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto, dovrà essere colmato per almeno il 50% dello sforzo di riduzione mediante il ricorso ai meccanismi di Kyoto (scelta compatibile con quanto al momento deciso nelle sedi internazionali).

Tale strategia appare come l'unica perseguibile, infatti, se è pur vero che l'utilizzo dei meccanismi flessibili JI/CDM comporta un trasferimento di risorse economiche verso l'esterno del sistema nazionale, limitando gli eventuali benefici d'indotto che sarebbero associati a tali risorse se fossero investite sul territorio nazionale, tuttavia è evidente che tali benefici sono minori dei maggiori costi delle misure nazionali, costi determinati non solo dai limitati margini tecnici di riduzione delle emissioni, ma anche dalla tempistica di breve e medio termine nell'ambito della quale tale riduzione dovrebbe essere effettuata per rispettare gli accordi internazionali già sottoscritti (si ricorda che l'obiettivo stabilito dal Protocollo di Kyoto deve essere raggiunto nel periodo 2008-2012). Tale tempistica, infatti, si contrappone a tutti gli effetti agli attuali obiettivi politici di sviluppo economico del Paese, in quanto implicherebbe l'imposizione di oneri al settore industriale che potrebbero compromettere la concorrenzialità dello stesso.

Le iniziative intraprese dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio per l'Istituzione dell'Italian Carbon Fund presso la World Bank, per la partecipazione ai Biocarbon Fund e al Community Development Carbon Fund della Banca Mondiale ed alla creazione, sempre presso la Banca Mondiale, di un fondo dedicato allo sviluppo di Progetti CDM in Cina, non sono sufficienti a garantire il rispetto dell'obiettivo stabilito dal Protocollo di Kyoto.

Per assicurare il rispetto dell'impegno di Kyoto, contenendo i costi di riduzione delle emissioni entro 7 Euro a tonnellata di CO₂, occorre avviare un'azione massiccia e tempestiva.

Per quanto riguarda gli interventi da intraprendere a livello nazionale, le azioni che al momento risultano essere perseguibili in termini non soltanto di costi di attuazione, ma anche di efficacia in termini di riduzione delle emissioni in relazione ai criteri stabiliti dal Protocollo di Kyoto, riguardano da un lato l'incentivazione della realizzazione di impianti di microgenerazione (si tratta infatti di iniziative particolarmente efficaci grazie ai tempi brevi di realizzazione e all'impiego di moderne tecnologie ad alta efficienza energetica, con benefici indiretti in termini di alleggerimento del ricorso alle grandi reti di trasmissione dell'elettricità), dall'altro l'aumento dell'assorbimento di CO₂ attraverso il potenziamento delle attività di afforestazione, riforestazione, gestione forestale, gestione dei suoli agricoli, pascoli e rivegetazione.

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

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

A fine 2003 il Prodotto interno lordo (Pil) a prezzi costanti è aumentato dello 0,3% (3,2% 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 dello 0,7%, il settore primario una forte contrazione pari al 5,6%.

Il consumo interno lordo di energia si è assestato a 192,9 Mtep, in crescita del 2,9% rispetto al 2002 (tabella 2.1). La crescita dei consumi energetici ha portato l'intensità energetica da quasi 181 a 185,6 tep per milione di euro.

Rispetto al 2002 i consumi di carbone sono aumentati dell'8%, raggiungendo i 15,3 Mtep.

La domanda interna di gas naturale è cresciuta del 9,4%, attestandosi a 63,6 Mtep.

Il consumo complessivo di prodotti petroliferi nel 2003 è stato pari a 90,2 Mtep, con un calo dell'1,4% rispetto all'anno precedente.

Nel 2003 la richiesta totale di energia elettrica ha raggiunto i 320,7 TWh, con un incremento del 3,2% rispetto al 2002. Considerando la fase di sostanziale stagnazione dell'economia, l'aumento dei consumi elettrici, superiore all'incremento registrato nel 2001 (2,3%) e nel 2002 (1,9%), è in significativa controtendenza.

L'intensità elettrica ha raggiunto i 309 MWh per milione di euro (tabella 2.2 e figura 2.1) evidenziando un tasso di crescita superiore a quello degli anni immediatamente precedenti.

Altri due importanti avvenimenti hanno caratterizzato il 2003: *“Il 26 giugno la congiuntura meteorologica ha contribuito a un eccezionale incremento della domanda elettrica e a una riduzione delle capacità di generazione degli impianti termoelettrici, a cui si è aggiunta una diminuzione delle importazioni dalla Francia. Per far fronte all'emergenza, il GRTN ha attuato il piano dei distacchi programmati a rotazione dell'utenza diffusa per una potenza corrispondente al primo livello di rischio.*

Il distacco programmato della clientela diffusa è una delle misure più gravi messe in atto in situazioni di emergenza.

Il 28 settembre si è verificato il black-out che ha coinvolto tutta la penisola e la Sicilia, risparmiando solo la Sardegna. Tempi variabili dalle due alle tredici ore sono stati necessari per ripristinare il servizio elettrico nel Paese¹”.

A differenza dei distacchi programmati dei mesi di giugno e luglio precedenti, il *black-out* del 28 settembre 2003 non è attribuibile ad una insufficienza nella produzione di elettricità. Esso si è infatti verificato alle ore 3:25 di una domenica, quando la richiesta di elettricità era al minimo, circa 23.000 MW di potenza. In quel momento, 6.500 MW erano importati dalla Francia, direttamente oppure attraverso gli elettrodotti che giungono in Italia dalla Svizzera. La causa contingente del *black-out* è stata l'interruzione di una delle linee di interconnessione fra Svizzera e Italia.

Per un'analisi delle ragioni strutturali del grave episodio occorre considerare che, nonostante la limitata domanda, il sistema elettrico italiano importava il 28% della richiesta complessiva. I contratti che prevedono importazioni nelle ore notturne sono infatti convenienti – senz'altro più vantaggiosi della produzione – anche perché nelle ore notturne il produttore francese dispone di un eccesso di potenza dal parco nucleare. La disponibilità di nuove centrali non avrebbe modificato significativamente le convenienze economiche. *Black-out* come quello del 28 settembre 2003 non derivano da deficit di capacità produttiva; essi si evitano curando le infrastrutture per il trasporto di elettricità, osservando i codici per un loro corretto esercizio e le procedure di emergenza.

¹ GRTN, *Rapporto sulle attività del Gestore della rete di trasmissione nazionale: aprile 2003 – marzo 2004*, pag. 3

Tabella 2.1 - Consumo interno lordo di energia per fonte. Anni 1995-2003

Fonte	<i>Energia primaria (Mtep)</i>								<i>Variaz.</i> 03/95	<i>Variaz.</i> 03/02
	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003*	%	%
Combustibili solidi	12,5	11,7	12,1	12,2	12,8	13,7	14,2	15,3	22,4	8,0
Gas naturale	44,8	47,8	51,5	56,0	58,4	58,5	58,1	63,6	42,0	9,4
Prodotti petroliferi	95,7	94,9	94,9	92,4	91,3	91,2	91,5	90,2	-5,7	-1,4
Fonti rinnovabili	10,2	11,2	11,3	12,9	12,9	13,8	12,6	12,6	23,5	-0,3
Importazioni nette energia elettrica	8,4	8,9	9,4	9,2	9,8	10,6	11,1	11,2	33,3	0,6
Totale	171,6	174,5	179,2	182,7	185,2	187,8	187,5	192,9	12,4	2,9

* Dati provvisori

Fonte: elaborazione ENEA su dati Ministero delle Attività Produttive (MAP)

Gli impieghi finali di energia sono aumentati del 3,7%, passando dai 135,7 Mtep del 2002 ai 140,8 Mtep del 2003.

Nel corso dell'anno si è registrato un incremento dei consumi del settore industriale, che sono passati da 39,0 Mtep a 39,6 Mtep. La quota di consumi energetici ascritta al settore è lievemente calata al 28,1%.

I consumi energetici del settore trasporti, pari a poco più del 31% del totale nazionale, sono aumentati fino a 43,8 Mtep (+2,3%).

Il settore residenziale e terziario copre il 31% dei consumi nazionali. In termini assoluti i consumi del settore sono passati da 40,2 Mtep a 43,6 Mtep (+8,4%).

Il settore primario contribuisce per il 2,3% degli impieghi finali nel 2003, con un consumo di 3,3 Mtep, pari a quello dell'anno precedente.

Gli usi non energetici sono calati dell'1,9%, passando da 7,4 Mtep a 7,2 Mtep.

Nel periodo 1990–2003 sono cresciuti in termini assoluti i consumi finali di tutti i settori. Il settore primario e l'industria negli ultimi due anni evidenziano però una contrazione. Per tali settori si registra altresì una perdita di importanza relativa: i consumi dell'industria coprivano il 29,6% dei consumi finali nel 1990 e il 28,1% nel 2003, mentre l'agricoltura è passata dal 2,5% del 1990 al 2,3% del 2003.

Al contrario, la quota di consumi coperta dai trasporti è passata da circa il 28% nel 1990 a circa il 31% nel 2003. Un andamento analogo si registra per il settore civile (tabella 2.4).

Tabella 2.2 - Consumo interno lordo di energia, intensità energetica, intensità elettrica. Anni 1995-2003

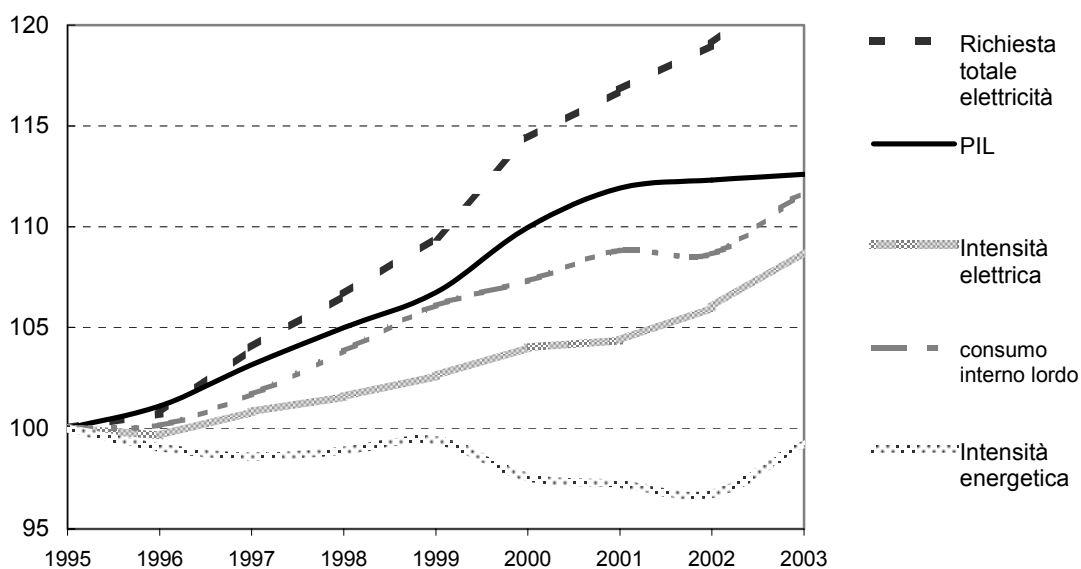
	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003*
Domanda di energia (Mtep)	171,6	174,5	179,2	182,7	185,2	187,8	187,5	192,9
<i>Combustibili solidi</i>	12,5	11,7	12,1	12,2	12,8	13,7	14,2	15,3
<i>Gas naturale</i>	44,8	47,8	51,5	56	58,4	58,5	58,1	63,6
<i>Prodotti petroliferi</i>	95,7	94,9	94,9	92,4	91,3	91,2	91,4	90,2
<i>Fonti rinnovabili</i>	10,2	11,2	11,3	12,9	12,9	13,8	12,6	12,6
<i>Importazioni nette energia elettrica</i>	8,4	8,9	9,4	9,2	9,8	10,6	11,1	11,2
Consumo interno lordo di energia elettrica (TWh)	278,9	290,3	300,5	307,7	320,9	327,4	335,9	344,8
Richiesta di energia elettrica (TWh)	261	271,4	278,3	285,8	298,5	304,8	310,7	320,7
Prodotto Interno Lordo (M€ ₁₉₉₅)	923.052	952.052	969.131	985.253	1.015.078	1.032.985	1.036.701	1.039.367
Intensità energetica (tep/ M€ ₁₉₉₅)	185,9	183,3	184,9	185,4	182,4	181,8	180,9	185,6
Intensità elettrica** (MWh/ M€ ₁₉₉₅)	283	285	287	290	294	295	300	309

*Dati provvisori

**Consumo interno lordo di energia elettrica/Pil

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP, Min. dell'economia e delle finanze, ENEL (fino al 1998), GRTN (1999-2003)

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



Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Tabella 2.3 - Bilancio energetico nazionale di sintesi. Anno 2003 (Mtep)

	Combustibili solidi	Gas naturale	Prodotti Petroliferi	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,6	11,3	5,5	12,1		29,5
Importazione	14,5	51,2	107,4	0,5	11,3	184,9
Esportazione	0,1		22,1	0,0	0,1	22,3
Variazione scorte	-0,3	-1,1	0,6			-0,8
Consumo interno lordo	15,3	63,6	90,2	12,6	11,2	192,9
Consumi e perdite del settore energetico	-1,0	-0,5	-6,1	0,0	-44,5	-52,1
Trasformazioni in energia elettrica	-10,3	-21,8	-15,4	-10,8	58,3	0
Totale impieghi finali	4,0	41,3	68,7	1,8	25,0	140,8
Industria	3,8	16,8	6,8	0,3	11,9	39,6
Trasporti	-	0,4	42,4	0,2	0,8	43,8
Residenziale e terziario	0,1	23,1	7,4	1,1	11,9	43,6
Agricoltura		0,1	2,6	0,2	0,4	3,3
Usi non energetici	0,1	0,9	6,2	0	-	7,2
Bunkeraggi	-	-	3,3		-	3,3

Dati provvisori

Fonte: MAP

Tabella 2.4 Consumi finali di energia per settore. Anni 1990-2003

	1990		1995		2000		2001		2002		2003*	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Agricoltura e pesca	3.112	2,5	3.294	2,5	3.226	2,4	3.351	2,4	3.297	2,4	3.300	2,3
Industria	36.454	29,6	36.826	28,3	39.484	28,9	39.800	28,6	39.044	28,3	39.600	28,1
Trasporti	34.453	28,0	38.776	29,8	41.862	30,6	42.636	30,6	43.121	31,3	43.800	31,1
Terziario e residenziale	34.593	28,1	36.325	27,9	39.338	28,8	40.709	29,2	39.913	28,9	43.600	31,0
Usi non energetici**	11.972	9,7	12.316	9,5	10.126	7,4	10.002	7,2	9.502	6,9	7.200	5,1
Bunkeraggi	2.607	2,1	2.440	1,9	2.739	2,0	2.850	2,0	3.021	2,2	3.300	2,3
Totale impieghi finali	123.191	100,0	129.977	100,0	136.774	100,0	139.348	100,0	137.897	100,0	140.800	100,0
Consumi e perdite	2.055		1.453		2.946		4.187		3.456		4.600	
Generazione elettrica	38.210		41.159		45.484		44.304		46.203		47.500	
Disponibilità interna lorda	163.456		172.589		185.204		187.839		187.556		192.900	

* Dati provvisori

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Bolletta energetica e conti economici nazionali

La dipendenza energetica dell'Italia è passata da quasi l'81% del 1995, all'83,6% del 2001, fino all'84,6% del 2003 (dato provvisorio). La media europea è prossima al 54%; solo Irlanda, Lussemburgo e Portogallo fanno registrare, nell'Unione europea, una dipendenza superiore a quella dell'Italia (tabella I.1).

Tabella I.1 - Dipendenza¹ energetica dei paesi EU-15. Anni 1995-2003

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	67,6	69,7	69,3	69,3	66,9	66,3	68,0	67,9	69,0
Belgio	77,4	78,2	76,7	77,7	76,5	77,2	77,7	76,8	77,6
Finlandia	56,2	58,1	55,1	59,4	54,2	54,4	55,4	56,9	59,5
Francia	47,4	48,2	48,1	50,9	50,4	48,8	49,9	48,9	49,0
Germania	57,4	59,2	58,7	60,6	59,5	60,4	61,6	60,3	60,0
Grecia	60,4	60,7	61,9	63,2	64,1	63,9	64,7	64,5	65,3
Irlanda	61,3	69,4	77,0	80,9	80,9	83,9	87,5	90,9	90,5
Italia	80,9	80,2	80,2	81,6	82,2	83,7	83,6	84,1	84,6
Lussemburgo	98,6	98,9	98,7	98,5	98,7	98,5	98,5	98,6	98,8
Olanda	8,3	1,7	11,0	16,0	20,1	24,2	22,3	21,4	25,5
Portogallo	86,9	84,1	85,4	86,6	89,2	87,3	86,3	88,7	84,6
Spagna	69,6	67,8	70,7	71,6	74,1	74,2	73,8	76,1	75,9
Danimarca	25,1	25,0	8,0	5,2	-15,7	-39,0	-33,7	-40,0	-33,1
Regno Unito	-15,9	-15,7	-18,2	-18,1	-21,6	-16,8	-11,5	-13,6	-5,9
Svezia	36,2	37,3	34,6	32,7	32,9	35,3	32,8	35,0	38,3

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

Fonte: elaborazione 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 2003, la domanda interna di petrolio è stata soddisfatta per quasi il 94% dalle importazioni. 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 sfiorato l'82% nel 2003.

L'aumento della dipendenza energetica nel 2003 si è riflesso in un aumento della fattura energetica dell'Italia verso l'estero che, pur beneficiando dell'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro, ha risentito dell'incremento dei volumi importati, in particolare di quelli di gas naturale.

La fattura energetica, rappresentata dal saldo fra la spesa per le importazioni di prodotti energetici e le entrate derivanti dalle esportazioni, presentava nel 2003 un saldo negativo di 26,5 miliardi di euro; rispetto al 2002 si rileva un peggioramento di quasi 104 milioni di euro, in gran parte imputabile all'aumento della spesa per l'approvvigionamento di gas naturale.

La fattura petrolifera, responsabile di circa il 57% della fattura energetica complessiva, ha evidenziato una leggera contrazione nel 2003; gli effetti del rialzo delle quotazioni petrolifere sono stati compensati dall'apprezzamento dell'euro e dai minori consumi.

La fattura energetica rappresenta circa il 2% del Pil nel 2003 e il 2,1% nel 2002. Nel periodo 1980-1985 essa aveva un peso più rilevante, prossimo al 5% del Pil.

Tabella I.2 - Italia: dipendenza energetica per fonte. Anni 2000-2003 (%)

	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	96,0	80,2	94,0	84,1
2003	96,0	81,9	93,9	84,6

Fonte: elaborazioni ENEA su dati MAP

Tabella I.3 - Italia: la stima della “fattura energetica”. Anni 1995-2003 (Meuro)

	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Combustibili solidi	990	783	753	996	1223	1142	1129
Gas naturale	2661	3424	3642	7834	8782	7921	8646
Petrolio	9023	7312	9653	18651	15985	15511	15003
Altre	1563	1459	1418	1524	1751	1867	1767
Totale	14237	12978	15466	29005	27741	26441	26545

Fonte: Unione Petrolifera

2.1 IL SETTORE INDUSTRIALE

Nel 2003 i consumi energetici del settore industriale, il 28,1% dei consumi finali, sono lievemente cresciuti rispetto all'anno precedente. Per quanto riguarda la composizione delle fonti utilizzate, si conferma la progressiva crescita dei consumi di energia elettrica, pur in presenza di una congiuntura economica non favorevole. Nel corso dell'anno hanno ripreso a salire anche i consumi di combustibili solidi e di gas naturale. I consumi di prodotti petroliferi rimangono sui livelli del 2002.

Nel 2003 il settore copre da solo quasi la metà dei consumi di energia elettrica, il 95% dei consumi di combustibili solidi, il 10% dei consumi di prodotti petroliferi e circa il 41% dei consumi finali di gas naturale. 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 2003. Nei paragrafi che seguono le informazioni statistiche di dettaglio, relative ai settori economici, faranno riferimento all'anno 2002. 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 ha mostrato in Italia un progressivo rallentamento. Nel 2000, si assiste ad un forte recupero della produzione, alimentato anche da esigenze di ricostituzione dei magazzini, mentre nel biennio 2001-2002 una forte contrazione della produzione dell'industria in senso stretto è solo parzialmente bilanciata da un andamento positivo per il settore delle costruzioni.

Come già accaduto nel biennio 1981-83 e 1991-93, la crisi produttiva sopraggiunge dopo un'inversione del ciclo del cambio (una fase di apprezzamento che segue una lunga fase di deprezzamento). Peculiare della fase di crisi attuale è la difficoltà ad aumentare la dinamica della produttività.

In tale contesto, la crescente pressione concorrenziale influisce sulla struttura produttiva del settore, scoraggiando l'ingresso sul mercato di nuovi soggetti e favorendo l'uscita dei produttori marginali.

Da un punto di vista organizzativo si rileva il progressivo spostamento delle risorse aziendali verso funzioni di controllo, fatto che determina l'espansione in quasi tutte le industrie, indipendentemente dalla loro dimensione, della quota di addetti definiti come *colletti bianchi*. In secondo luogo, 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 frena in maniera sostanziale la crescita della produttività.

In termini strutturali, la dinamica dei diversi settori produttivi presenta 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. La situazione complessiva è aggravata dalla forte crisi dell'industria automobilistica e del suo indotto.

Il prolungato divario nel ritmo di crescita dei settori produttivi è tale da avere determinato un cambiamento apprezzabile della importanza relativa delle diverse industrie.

Nel 2002, la ripresa della domanda a livello mondiale non ha pienamente coinvolto l'economia italiana, che ha mostrato un rallentamento più pronunciato di quello degli altri Paesi dell'area dell'euro.

L'andamento stagnante dell'economia non ha stimolato la produzione industriale, che in media, nell'anno, è diminuita dell'1,4%. La contrazione della produzione 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, la contrazione dei volumi prodotti ha colpito sia la produzione di beni di consumo che quella di beni intermedi e strumentali.

Il ridimensionamento del livello dell'attività industriale si è riflesso in una diminuzione della produttività (-0,4% nell'industria in senso stretto).

Il livello di utilizzazione della capacità produttiva è rimasto sui bassi livelli dell'anno precedente ed ha influito sulla flessione della spesa per beni di investimento (soprattutto macchinari e attrezzature).

Nel 2002 nei settori dell'industria in senso stretto, secondo le stime di Contabilità nazionale, l'occupazione è lievemente aumentata. Gli incrementi occupazionali, concentrati nel primo semestre dell'anno, hanno riguardato soprattutto il settore agroalimentare, la lavorazione dei metalli, la produzione di materie plastiche e di materiali per l'edilizia.

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

I margini industriali sono risultati in forte calo a causa della contemporanea riduzione di prezzi e volumi d'offerta a fronte di una sostanziale stazionarietà dei costi variabili (che a sua volta è il saldo di un aumento del costo del lavoro per unità di prodotto e una diminuzione dei prezzi degli input intermedi).

Il miglioramento delle ragioni di scambio ha contribuito a sostenere il saldo della bilancia commerciale, nonostante una moderata crescita dei volumi delle importazioni e un lieve calo dei volumi delle esportazioni.

Nel 2002 la domanda di energia del settore industriale ha subito una contrazione prossima al 2% rispetto all'anno precedente, passando da 39,8 Mtep a 39,0 Mtep (tabelle 2.1.1, 2.1.2 e 2.1.3).

I prodotti petroliferi passano da 7 Mtep a 6,9 Mtep (-1,6%), il 17,6% dei consumi finali del settore.

I consumi di energia elettrica si attestano sui livelli del 2001 e coprono una quota vicina al 30%, pari a 11,8 Mtep (figure 2.1.1 e 2.1.2).

Il gas naturale costituisce la prima fonte per il fabbisogno energetico del settore (42,8%). Nel 2002 i consumi di gas naturale rimangono sostanzialmente stabili rispetto all'anno precedente (-0,4%), con un consumo di gas naturale pari a 16,7 Mtep.

La tendenza alla riduzione della domanda settoriale di combustibili solidi è confermata anche dai dati del 2002, che evidenziano una drastica contrazione (-12,7%), per un consumo pari a 3,7 Mtep.

Tabella 2.1.1 - Consumi energetici nel settore industriale, per fonte. Anni 1995-2003

Fonte	1995		2000		2001		2002		2003*	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	10272	27,9	11726	29,7	11827	29,7	11788	30,2	11900	30,1
Gas naturale	14884	40,4	16747	42,4	16775	42,1	16710	42,8	16800	42,4
Prodotti petroliferi	6697	18,2	6783	17,2	6974	17,5	6859	17,6	6800	17,2
Olio combustibile	3391	50,6	3688	54,4	3493	50,1	3312	48,3		
Benzine	33	0,5	42	0,6	391	5,6	377	5,5		
Gasolio	298	4,4	427	6,3	444	6,4	449	6,5		
Virgin nafta	1063	15,9	0	0,0	0	0,0	0	0,0		
Carboturbo	14	0,2	19	0,3	19	0,3	19	0,3		
GPL	278	4,2	438	6,5	507	7,3	468	6,8		
Gas residui di raffinazione			62	0,9	53	0,8	48	0,7		
Altri	1621	24,2	2108	31,1	2068	29,7	2188	31,9		
Combustibili solidi e derivati	4973	13,5	4228	10,7	4224	10,6	3687	9,4	4100	10,4
Carbone	1427	28,7	1184	28,0	1127	26,7	954	25,9		
Coke	2762	55,5	2514	59,5	2802	66,3	2495	67,7		
Gas derivati	614	12,3	296	7,0	46	1,1	24	0,6		
Altri solidi	170	3,4	235	5,6	249	5,9	214	5,8		
Totale fossili¹	26554		27758		27973		27256		27700	
Totale consumi finali²	36826	100,0	39484	100,0	39800	100,0	39044	100,0	39600	100,0
Totale fonti primarie³	52831		57755		58229		57410		58142	

(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

* Dati provvisori

Fonte: elaborazione 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 2000-2003.

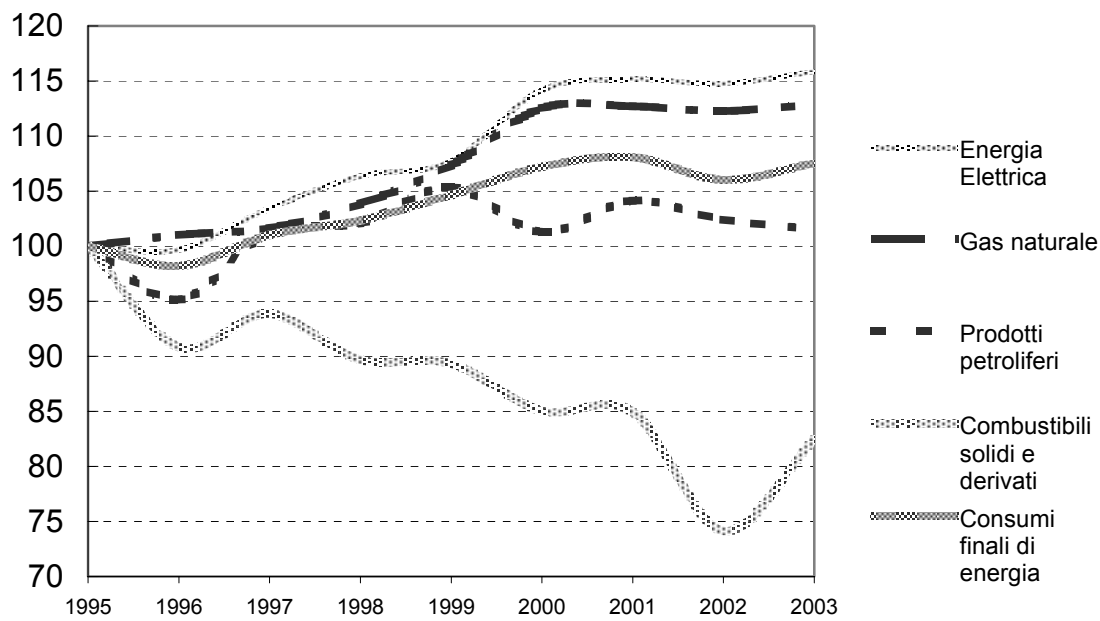
Risulta invece evidente la progressiva riduzione dei consumi di combustibili solidi (-23% circa dal 1995 al 2002). I dati provvisori relativi al 2003 segnalano una forte ripresa dei consumi (+11% rispetto al 2002).

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 ha ripreso a crescere nel 2002 e nel 2003.

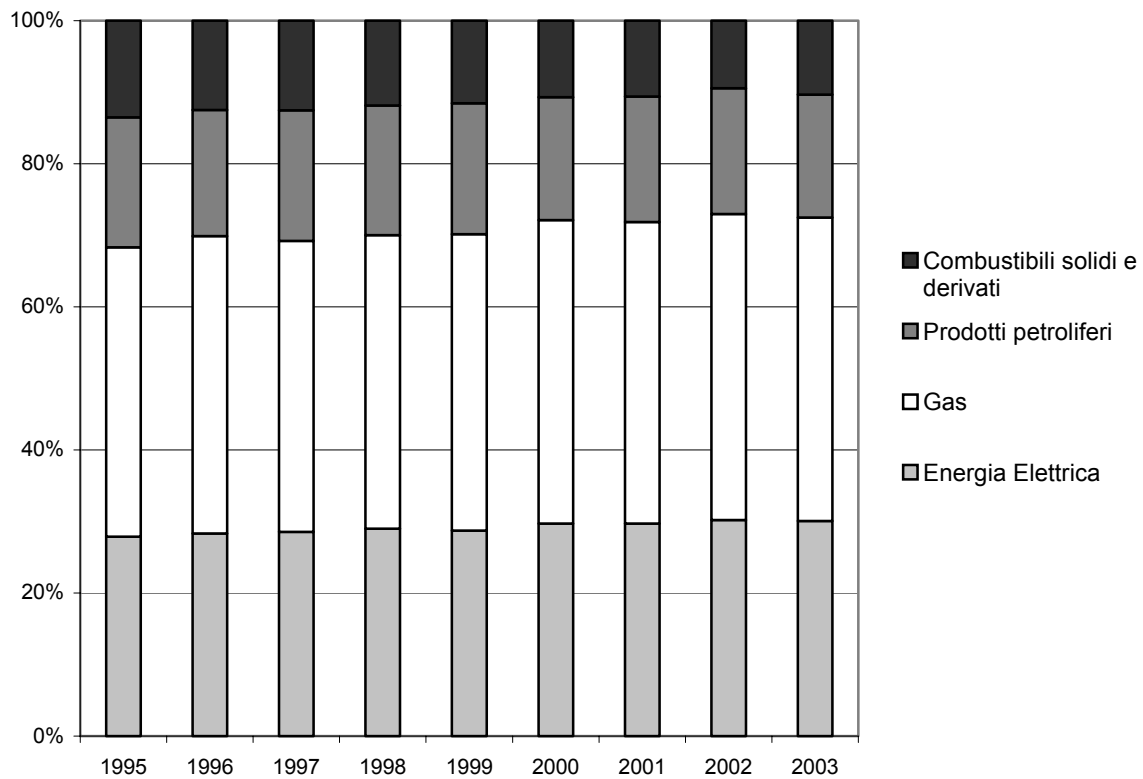
Il consumo per addetto sembra influenzare l'andamento della produttività (il valore aggiunto per addetto): entrambe le grandezze non mostrano segni di crescita nel 2002 e nel 2003 (figura 2.1.3).

Figura 2.1.1 - Consumi finali di energia per fonte (numeri indice 1995=100)



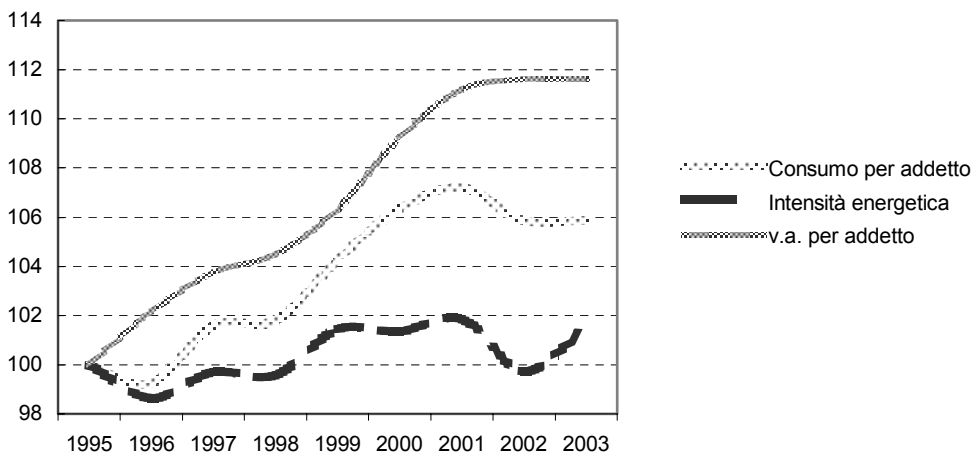
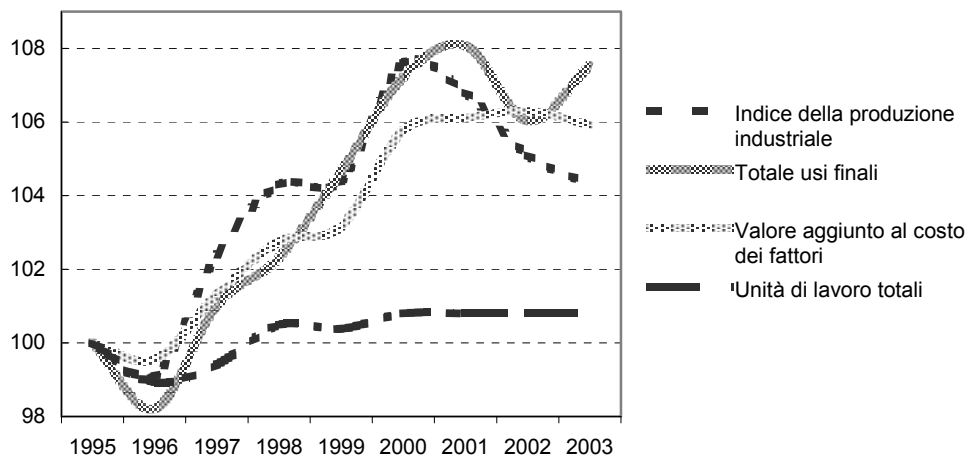
Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Figura 2.1.2 - Consumi finali di energia per fonte (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Figura 2.1.3 - 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: elaborazione ENEA su dati ISTAT e MAP

Tabella 2.1.2 - Consumi finali di energia nei settori industriali. Anni 1995-2002

Industria	1995		1998		1999		2000		2001		2002	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Siderurgia	7738	21	7058	18,7	6473	16,8	7156	18,1	7211	18,1	6711	17,2
Estrattive	154	0,4	142	0,4	244	0,6	178	0,5	176	0,4	166	0,4
Metalli non ferrosi	826	2,2	877	2,3	938	2,4	963	2,4	975	2,4	957	2,5
Meccanica	4081	11,1	4712	12,5	4906	12,7	5160	13,1	5284	13,3	5287	13,5
Agroalimentare	2747	7,5	3072	8,2	3573	9,3	3522	8,9	3725	9,4	3749	9,6
Tessile e abbigliamento	2607	7,1	2676	7,1	2765	7,2	2862	7,2	2908	7,3	2855	7,3
Materiali da costruzione	4182	11,4	4382	11,6	5023	13	5269	13,3	4710	11,8	4689	12
Vetro e ceramica	2948	8	3085	8,2	3083	8	3300	8,4	3402	8,5	3407	8,7
Chimica e petrolchimica	7468	20,3	7015	18,6	6725	17,5	6475	16,4	6497	16,3	6260	16
di cui: Chimica	4251	11,5	5153	13,7	5684	14,7	5446	13,8	5396	13,6	5242	13,4
Petrolchimica	3217	8,7	1862	4,9	1041	2,7	1029	2,6	1101	2,8	1018	2,6
Cartaria e grafica	2408	6,5	2662	7,1	2568	6,7	2656	6,7	2697	6,8	2736	7
Altre Manifatturiere	1491	4	1799	4,8	2144	5,6	1785	4,5	2058	5,2	2063	5,3
Edilizia	176	0,5	200	0,5	98	0,3	157	0,4	157	0,4	165	0,4
Totale usi finali	36826	100	37679	100	38540	100	39484	100	39800	100	39044	100

Fonte: MAP

Tabella 2.1.3 - Consumi finali di energia per settore e per fonte. Anno 2002 (ktep)

	Combustibili solidi	Gas naturale	Petrolio	Energia elettrica	Totale	% Totale usi finali
Siderurgia	2989	1899	112	1711	6711	17,2
Estrattive	1	27	45	92	166	0,4
Metalli non ferrosi	7	385	85	481	957	2,5
Meccanica	47	2212	787	2241	5287	13,5
Agroalimentare	49	1846	791	1063	3749	9,6
Tessile e abbigliamento	1	1334	451	1070	2855	7,3
Materiali da costruzione	531	1057	2367	734	4689	12,0
Vetro e ceramica	0	2544	367	497	3407	8,7
Chimica e petrolchimica	13	2921	1029	2296	6260	16,0
Cartaria e grafica	2	1645	188	901	2736	7,0
Altre Manifatturiere	47	842	587	588	2063	5,3
Edilizia			51	114	165	0,4
Totale usi finali	3687	16710	6859	11788	39044	100

Fonte: elaborazione 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 2002, la caduta dei livelli di produzione che ha caratterizzato il settore è stata particolarmente pronunciata per i segmenti vetro e ceramica; su tali segmenti ha influito il calo della domanda interna a fronte di una sostanziale tenuta delle esportazioni. Di particolare rilevanza è stata la contrazione della produzione di piastrelle in ceramica e di vetro piano, quest'ultima penalizzata dalla crisi dell'industria automobilistica.

La produzione di materiali da costruzione di base e di cemento, sostenuta dalla domanda proveniente dall'edilizia residenziale, è risultata invece in crescita.

Nel 2002 il settore copriva il 20,7% dei consumi totali dell'industria (22% nel 2000, 21% nel 1995).

I consumi finali di energia hanno registrato un incremento del 14% tra il 1995 e il 1999, e del 6% tra il 1999 e il 2000, raggiungendo 8.569 ktep. Dal 2001 è iniziata una fase di contrazione dei consumi finali che nel 2002 ammontano a 8.096 ktep, un livello inferiore a quello del 1999.

La contrazione dei consumi finali nel 2002 dipende essenzialmente dai combustibili solidi, passati dai quasi 600 ktep del 2001 ai 531 ktep del 2002 (-11%).

Il consumo di prodotti petroliferi, in diminuzione nel 2001, ha subito un lieve incremento nel 2002, passando da 2.693 ktep a 2.734 ktep.

Il consumo di gas naturale è passato dai 3.621 ktep del 2001 ai 3.600 del 2002, e la quota di consumi coperta è rimasta sostanzialmente stabile (44,5%).

Il consumo di energia elettrica è cresciuto, passando da quasi 1.200 ktep nel 2001 a 1.231 ktep nel 2002, mentre la sua percentuale rispetto alle altre fonti si attesta sopra al 15%.

Tabella 2.1.4 - I consumi di energia nel settore materiali da costruzione, vetro e ceramica. Anni 1998-2002

	1998		1999		2000		2001		2002	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	607,5	8,1	607,1	7,5	577,8	6,7	599,0	7,4	530,8	6,6
Carbone	365,1	60,1	570,4	94,0	341,0	59,0	345,4	57,7	311,6	58,7
Coke	30,1	5	27,3	4,5	27,3	4,7	27,3	4,6	28,0	5,3
Gas derivati	23,0	3,8	2,1	0,3	0	0	0	0	0,0	0,0
Altri solidi	189,3	31,2	7,3	1,2	209,5	36,3	226,3	37,8	191,2	36,0
Gas	3328,7	44,6	3375,8	41,6	3611	42,1	3621,8	44,6	3600,3	44,5
Prodotti petroliferi	2447,8	32,8	3003,3	37,0	3202,4	37,4	2693,0	33,2	2734,0	33,8
Olio combustibile	538,9	22	936,8	31,2	922,2	28,8	437,1	16,2	395,9	14,5
Gasolio	41,8	1,7	28,6	1,0	28,6	0,9	45,9	1,7	44,9	1,6
GPL	55,0	2,2	161,7	5,4	161,7	5,0	159,5	5,9	81,4	3,0
Altri petr.-coke, kerosene, altri, non en.-	1812,1	74	1876,2	62,5	2089,9	65,3	2050,5	76,1	2211,8	80,9
Energia elettrica	1082,7	14,5	1120,1	13,8	1178,0	13,7	1198,1	14,8	1230,9	15,2
Totale fossili⁽¹⁾	6384,0		6986,2		7391,2		6913,8		6865,1	
Totale fonti energetiche⁽²⁾	7466,7	100	8106,3	100	8569,2	100	8111,9	100	8096,0	100
Totale fonti primarie⁽³⁾	9153,7		9851,6		10404,7		9978,7		10013,9	

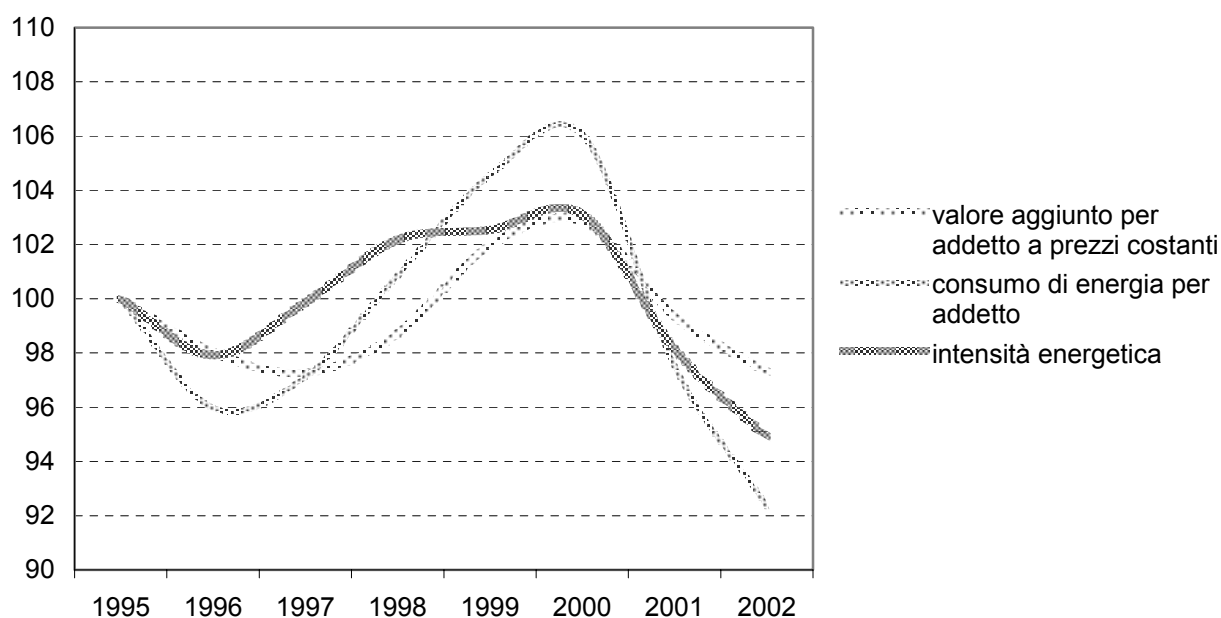
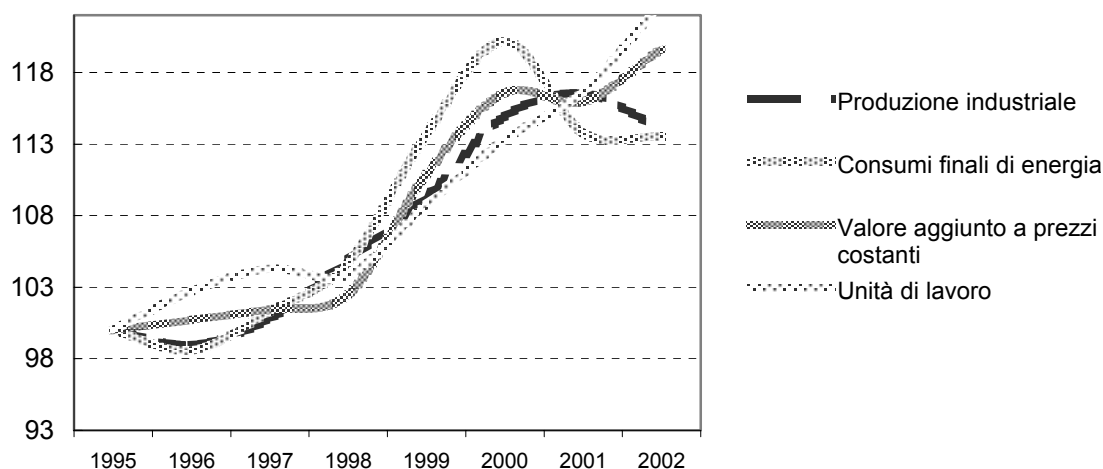
⁽¹⁾ Consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

⁽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: MAP

Figura 2.1.4 - Alcuni indicatori del settore materiali da costruzione, vetro e 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

I consumi energetici mostrano un andamento crescente analogo a quello dell'indice della produzione industriale, del valore aggiunto e dell'occupazione per tutto il periodo 1995-2000. Nel 2001, a seguito di un rallentamento nella crescita della produzione e di una diminuzione del valore aggiunto, si assiste alla forte contrazione dei consumi energetici. I consumi continuano a calare nel 2002, seguendo l'andamento negativo della produzione industriale piuttosto che l'incremento del valore aggiunto. L'occupazione non risente della fase di congiuntura sfavorevole 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 biennio 2001-2002, il calo dei consumi energetici determina la diminuzione dell'intensità energetica; il calo dei consumi energetici per addetto, inoltre, coincide con una marcata flessione del valore aggiunto per addetto.

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 19,7% degli usi finali dell'industria nel 2002 (23% circa nel 1990).

I consumi finali di energia sono nel complesso decrescenti: dopo un massimo nel 1995 (8.564 ktep) scendono, con varie oscillazioni, a 7.668 ktep nel 2002. 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 1997 e il 1999 e un sensibile incremento nel 2000, che si attesta sui valori del 1996/1997. Questa tendenza è confermata dal valore registrato nel 2001, a cui ha fatto seguito un leggero calo nel 2002, determinato dalla crescita del valore aggiunto, nel corso dell'ultimo biennio.

La crescita moderata ma regolare della forza lavoro 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 (39%) e lo scarso ricorso all'impiego dei prodotti petroliferi (3%). L'uso di energia elettrica (29%) e di gas naturale (30%) sostanzialmente stabile durante il periodo 1990-1999, risulta in lieve crescita nell'ultimo triennio.

Tabella 2.1.5 - I consumi di energia nel settore metallurgico. Anni 1998-2002

Fonti energetiche	1998		1999		2000		2001		2002	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	3618	46	3248	44	3458	43	3441	42	2996	39
Carbone	814	23	685	21	803	23	747	22	635	21
Coke	2471	68	2329	72	2359	68	2643	77	2332	78
Gas derivati	333	9	234	7	296	9	46	1	24	1
Altri solidi	0	0	0	0	0	0	5	0	5	0
Gas	2090	26	1961	27	2264	28	2268	28	2284	30
Prodotti petroliferi	141	2	192	3	189	2	211	3	197	3
Olio combustibile	80	57	68	35	64	34	87	41	78	40
Gasolio	15	11	13	7	13	7	13	6	13	7
GPL	40	28	45	24	47	25	44	21	42	21
Energia elettrica	2087	26	2010	27	2209	27	2267	28	2192	29
Totale fossili (1)	5849		5401		5911		5919		5477	
Totale fonti energetiche (2)	7935	100	7411	100	8119	100	8186	100	7668	100
Totale fonti primarie (3)	11187		10543		11560		11717		11083	

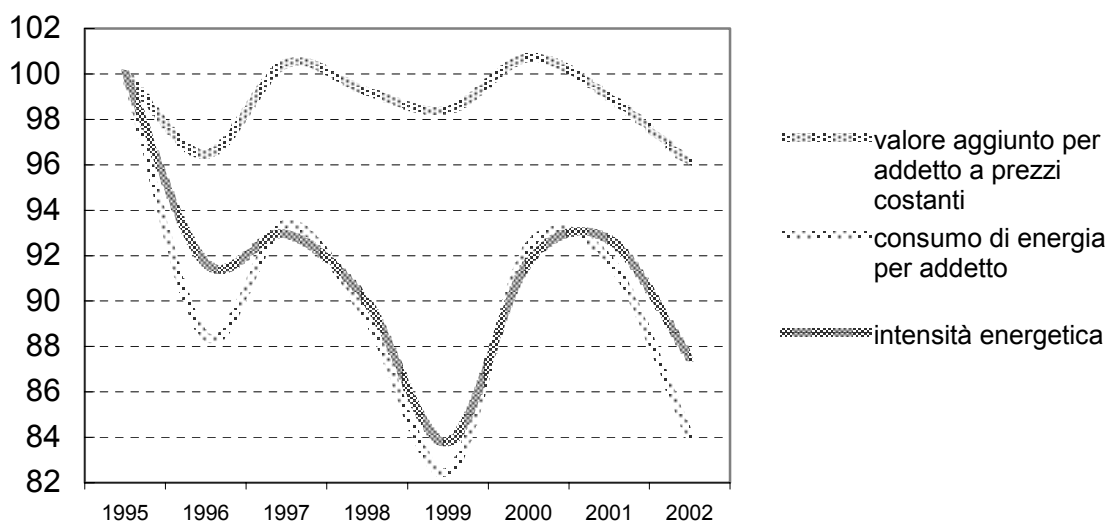
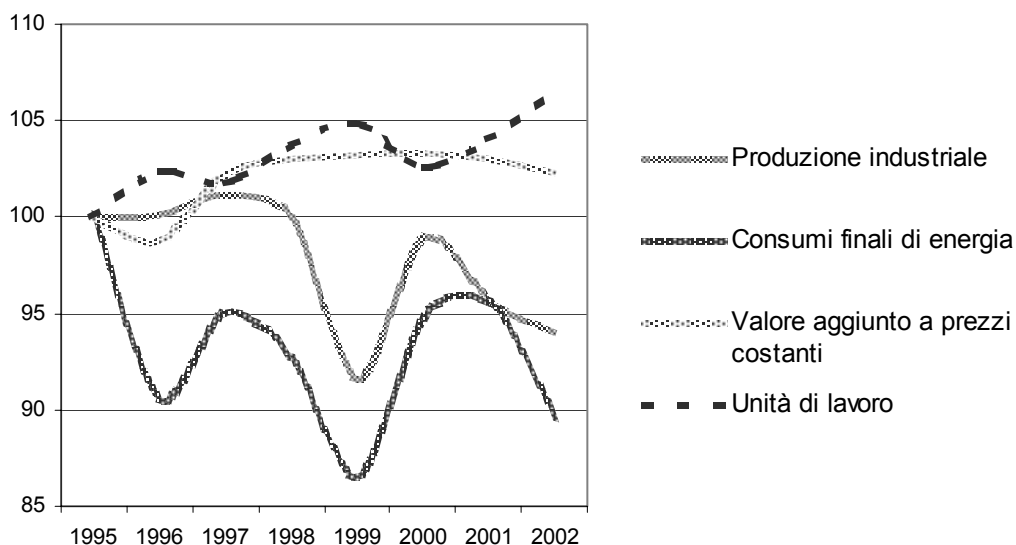
⁽¹⁾ Consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

⁽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: MAP

Figura 2.1.5 - 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

2.1.4 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.

Nel 2002 il settore meccanico ha assorbito una quota del 13,5% dei consumi energetici finali del settore industriale.

L'industria meccanica fornisce una molteplicità di prodotti che soddisfano sia la domanda finale che quella di beni di investimento e, negli ultimi anni, rappresenta circa il 27% del valore aggiunto complessivo dell'industria manifatturiera.

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 2002 la produzione industriale ha subito una flessione del 2,6% rispetto all'anno precedente, con andamenti diversificati nei diversi settori che compongono il comparto.

Tra i beni destinati all'investimento, risulta in crescita la produzione dei mezzi di trasporto ferroviari ed elettrificati, trainata dallo sviluppo delle reti ferroviarie ad alta velocità.

La ripresa degli investimenti nel settore delle costruzioni e in agricoltura ha favorito gli incrementi produttivi nei segmenti delle macchine agricole e per movimento terra; la domanda interna ha trainato la produzione delle macchine per imballaggio e per la lavorazione del vetro.

Con riferimento, 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.

Per la prima volta dalla seconda metà degli anni Novanta il settore della meccanica strumentale ha fatto registrare una diminuzione dei volumi prodotti, causata dalla contrazione della domanda (soprattutto interna) da parte dei principali settori utilizzatori (ceramiche, gomma, tessile e calzature, lavorazione dei metalli).

Anche l'industria navalmeccanica ha presentato nel complesso un andamento debole, con una riduzione delle unità prodotte per le imbarcazioni mercantili e destinate al turismo e un aumento per le navi militari (favorito dai programmi di produzione per la Marina militare).

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.

La produzione nel comparto dell'elettrotecnica strumentale (componenti e sistemi per impianti, apparecchi per la trasmissione di energia elettrica) si è mantenuta sui livelli dell'anno precedente, frenata soprattutto dall'andamento dei mercati esteri.

Per il segmento industriale che produce impianti per l'industria petrolifera si registra un livello di produzione stazionario, ma buone prospettive di sviluppo sono legate agli investimenti effettuati dall'Eni nei giacimenti del Mar Caspio.

Tra i beni di consumo durevoli, l'industria degli autoveicoli (incluso il settore dei motoveicoli e delle biciclette) ha chiuso il 2002 con un sensibile deterioramento dell'attività produttiva, dovuto al rallentamento generalizzato delle immatricolazioni e alla fase di transizione verso la commercializzazione di nuovi modelli da parte del principale produttore nazionale.

Il comparto degli elettrodomestici appare in crescita, trainato sia dalla domanda estera che dalla necessità dei distributori nazionali di ricostituire le scorte. Il settore dell'elettronica di consumo registra un forte calo. Tale risultato è stato determinato prevalentemente dal contributo dei prodotti tradizionali. Al contrario, i segmenti più innovativi (Dvd, videocamere digitali e sistemi di *home theatre*) hanno ottenuto risultati positivi.

Tra il 1990 e il 2002, i consumi finali di energia del settore hanno mostrato una costante tendenza al rialzo (+59%), passando da 3.282 ktep a 5.287 ktep, fino a coprire il 13,5% (2002) del totale usi finali nell'industria (tabella 2.1.6). Tra il 2001 e il 2002 il consumo di energia si è mantenuto sui livelli dell'anno precedente.

Nel 2002 l'uso di prodotti petroliferi ammonta a 787 ktep, in calo del 4% rispetto all'anno precedente. La percentuale sul totale dei consumi finali passa al 15%, dal 16% del 2001.

I consumi di gas naturale, in incremento progressivo negli ultimi anni, si stabilizzano nel 2001 e nel 2002 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 2.241 ktep nel 2002). Rispetto al 2001 l'incremento è pari al 3%.

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 nel biennio 2001-2002. L'occupazione cresce moderatamente fino al 2000 e nel biennio 2001-2002 si stabilizza².

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

Durante tutto il periodo 1995-2002 l'intensità energetica cresce a un tasso pressoché costante, fatta eccezione per un lieve calo nel 2000. In una prima fase l'intensità cresce soprattutto per un intenso utilizzo di prodotti energetici. A partire dal 2000 i consumi frenano; la diminuzione del valore aggiunto, tuttavia, contribuisce alla crescita dell'intensità energetica.

Tabella 2.1.6 - I consumi di energia nel settore meccanico. Anni 1998-2002

Fonti energetiche	1998		1999		2000		2001		2002	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	84,6	1,8	60,2	1,2	71,7	1,4	67,3	1,3	47,3	0,9
Carbone	29,6	35	2,8	4,7	22,9	31,9	21,5	31,9	1,5	3,2
Coke	53,5	63,2	54,6	90,7	45,8	63,9	45,8	68,1	45,8	96,8
Gas	2022,6	42,9	2000,3	40,8	2206,9	42,8	2211,8	41,9	2211,8	41,8
Prodotti petroliferi	610,6	13	806,1	16,4	717,9	13,9	823,6	15,6	786,7	14,9
Olio combustibile	332,2	54,4	487,1	60,4	441	61,4	548,8	66,6	531,2	67,5
Benzine	16,8	2,8	42	5,2	42	5,9	42	5,1	30,5	3,9
Gasolio	144,8	23,7	157,1	19,5	116,3	16,2	115,3	14	111,2	14,1
Carboturbo	13,5	2,2	15,6	1,9	18,7	2,6	18,7	2,3	18,7	2,4
GPL	101,2	16,6	101,2	12,6	96,8	13,5	95,7	11,6	86,9	11,0
Altri	2,1	0,3	3,1	0,4	3,1	0,4	3,1	0,4	8,2	1,0
Energia elettrica	1993,8	42,3	2039,3	41,6	2163,9	41,9	2181,6	41,3	2241,4	42,4
Totale fossili (1)	2717,8		2866,6		2996,5		3102,7		3045,8	
Totale fonti energetiche (2)	4711,6	100	4905,9	100	5160,4	100	5284,3	100	5287,2	100
Totale fonti primarie (3)	7818,2		8083,4		8532,1		8683,5		8779,6	

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

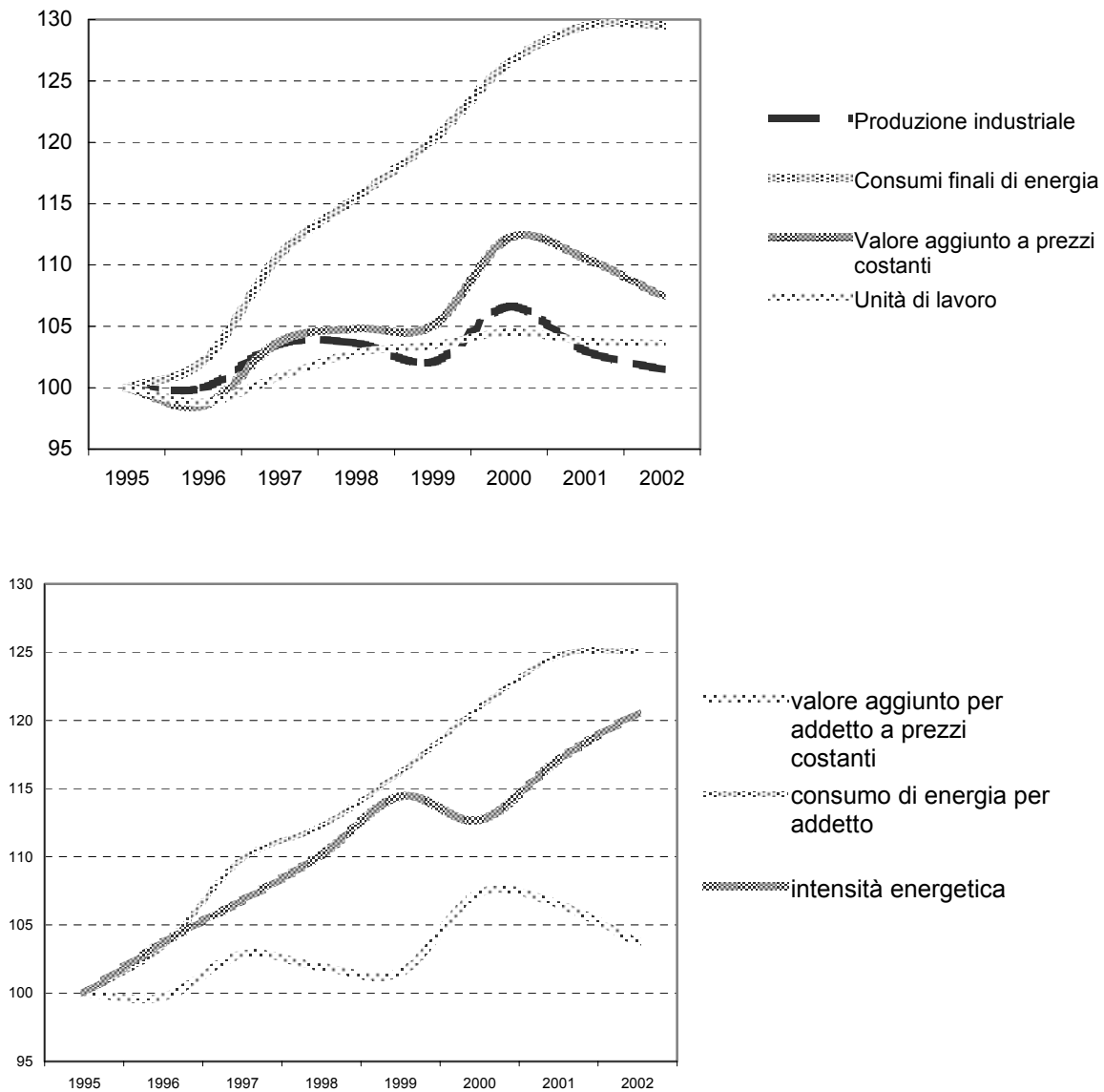
(2) Consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

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

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

² 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.

Figura 2.1.6 - 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

2.2 I TRASPORTI

Il 2002 è stato un anno caratterizzato da un sostanziale rallentamento della crescita di questo settore, che negli ultimi anni aveva invece manifestato una forte espansione.

L'analisi dei dati economici ha messo in luce la tendenza ad un progressivo contenimento delle spese del settore. Tra il 2000 ed il 2002 le spese annue sostenute dalla Pubblica Amministrazione sono passate da 35.972 a 34.822 milioni di euro e gli investimenti, nello stesso periodo, hanno subito una flessione da 68.457 a 57.965 milioni di euro.

Per quanto riguarda il traffico, l'esame dei dati ha mostrato che la riduzione registrata sulle spese di settore, dovuta essenzialmente a politiche di contenimento dei costi, non ha influito in maniera rilevante sull'andamento del traffico interno, anche se è lievemente diminuito il traffico di passeggeri, per effetto di una flessione del trasporto privato, attenuata in parte dall'incremento dei trasporti collettivi urbani ed extraurbani.

2.2.1 L'analisi economica

I servizi di trasporti hanno partecipato nel 2002 alla formazione dell'intera economia nazionale per 44.494 milioni di euro, pari al 4% del valore aggiunto ai prezzi di mercato.

La serie storica di contabilità nazionale (tabella 2.2.1) evidenzia per il periodo 1990-2002 una crescita del valore aggiunto dei servizi di trasporto del 17,4%, a fronte di una diminuzione del 23,1% del settore della fabbricazione dei mezzi di trasporto.

All'interno dei servizi di trasporto si rileva il contributo preponderante del trasporto merci su strada, che ha contribuito alla formazione del valore aggiunto per il 48% e ha registrato un lieve incremento tra il 2001 ed il 2002, nonostante la sfavorevole congiuntura economica.

La tabella mette in luce un *trend* negativo per il settore "fabbricazione mezzi di trasporto" negli ultimi anni, correlato sia alla domanda interna ed internazionale sia alla debole competitività delle industrie di fabbricazione di mezzi di trasporto alternativi a quelli stradali.

Per quanto riguarda l'evoluzione delle unità di lavoro totali (dipendenti + indipendenti), si osserva (tabella 2.2.2), per i servizi di trasporto, un incremento complessivo nell'arco del periodo di osservazione del 14,6%, pari all'1,2% medio annuo.

Anche in questo caso si sottolinea la *performance* negativa del settore della fabbricazione dei mezzi di trasporto, le cui unità di lavoro hanno registrato un decremento complessivo del 7,3%, corrispondente ad una media annua dell'1,04%. L'analisi della spesa per trasporto delle famiglie in termini reali (tabella 2.2.3) evidenzia, nel 2002, una diminuzione dell'1,7% in termini reali, calo iniziato già nel 2000. Il periodo 1990-2002 ha invece registrato un incremento del 20,3%. 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. Queste, infatti hanno registrato una contrazione generalizzata in ciascuna delle tre categorie di spesa, ma soprattutto 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).

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

Tabella 2.2.1 - Valore Aggiunto ai prezzi di mercato del settore trasporti. Anni 1990-2002 (M€_{Lit95})

	1990	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Fabbricazione mezzi di trasporto	12.739	10.629	11.399	11.297	11.210	11.472	10.887	9.795
Servizi di trasporto	37.893	41.062	42.165	42.595	41.158	43.178	45.103	44.494
serv. ferroviari	1.335	1.509	1.439	1.478	1.546	1.461	1.460	1.412
serv. merci su strada	17.474	19.296	20.049	20.539	19.548	20.075	21.417	21.457
serv. pass. su strada	3.593	3.320	3.049	3.110	3.091	3.061	3.151	3.068
servizi marittimi	3.830	4.768	5.1167	4.844	4.799	5.331	5.521	5.157
servizi aerei	2.424	3.054	3.350	3.666	3.346	3.703	3.576	3.247
Pil nazionale	866.555	923.052	952.050	969.130	985.253	1.016.192	1.034.549	1.038.394

Fonte: Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti. Anno 2002

Tabella 2.2.2 - Unità di lavoro dipendenti + indipendenti. Anni 1990-2002 (migliaia di unità)

	1990	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Fabbr. mezzi trasp.	355,4	291,3	292,8	292,9	290,2	285,7	276,5	270,1
Serv. di trasp. :	1.081,9	1.059,3	1.114,7	1.114,7	1.154,3	1.170,6	1.214,6	1.240,2
ferrov.	179,1	133,6	130,7	130,7	121,1	116,1	109,8	102,6
merci strada	468,3	493,6	532,8	532,8	562,1	578,5	622,7	648,5
pass. strada	213,1	194,2	196,9	196,9	197,4	190,6	188,9	186,3
marittimi	26,5	24,6	26,5	26,5	26,5	26,9	26,4	27,6
aerei	20,4	21,7	21,8	21,8	22,7	22,6	22,1	21,3
Tot. Economia	23.425,6	22.528,3	22.691,5	22.691,5	23.048,9	23.451,6	23.844,1	24.099,0

Fonte: Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti, 2002

Tabella 2.2.3 - 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 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

2.2.2 I traffici

I volumi di traffico del 2002, sia passeggeri che merci, si sono svolti ancora una volta prevalentemente sulla strada. Le caute aspettative formulate nell'ambito delle intense strategie per il trasferimento dei traffici su modalità di trasporto alternative alla strada sono state in parte disattese.

Lo scenario del 2002 è caratterizzato da due differenti risultati: nel settore delle merci i dati statistici evidenziano un'inversione di tendenza negli andamenti dei volumi di traffico, che, dopo una stagnazione registrata tra il 2000 ed 2001, mostrano segni di ripresa; per quanto riguarda il traffico viaggiatori, invece, persiste un *trend* decrescente, iniziato già nel 2000.

Il segmento del trasporto passeggeri (tabella 2.2.4) registra una flessione nei diversi comparti, fatta eccezione per le autolinee e gli autobus extraurbani. La modalità stradale, ancor più che nel trasporto merci, prevale sulle altre in maniera netta: nel 2002 quasi il 93% del traffico passeggeri è avvenuto su strada.

Nel segmento del trasporto merci (tabella 2.2.5), il traffico stradale rappresenta il 73% del totale e la gran parte di esso (77%) si svolge su distanze medio-lunghe.

In tale settore continua a registrarsi una tendenza negativa. Questa è imputabile sia al crollo della quota delle imprese italiane nei trasporto transfrontalieri, sia al peggioramento della bilancia dei pagamenti, sia alla congiuntura internazionale sfavorevole. Il rendiconto generale delle FS è caratterizzato dai deludenti risultati del traffico merci, soprattutto negli ultimi anni.

Infine, si pone l'accento sul fatto che nel 2002 rimangono pressoché equivalenti le percentuali delle merci trasportate per vie d'acqua e quelle mediante impianti fissi (rispettivamente 16,1% e 15,3%); la quota realizzata mediante la modalità aerea è molto esigua, in quanto riguarda essenzialmente il trasporto internazionale.

Tabella 2.2.4 - Traffico passeggeri per modalità di trasporto. Anni 1990-2002 (Mpass-km)¹

	1990	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Ferrovie dello Stato	44.709	43.859	43.591	41.392	43.424	47.133	46.752	45.957
Ferrovie in concess.	2.780	2.792	3.001	2.852	2.878	2.439	3.324	2.878
Tram urbani	1.576	1.136	1.185	1.090	1.024	1.057	1.035	1.026
Tram extraurb.	53	46	53	52	48	48	49	50
Metro urbani	2.580	4.085	4.146	4.133	4.167	4.503	4.448	4.254
Funicolari	19	26	35	28	28	28	32	33
Funivie	242	275	302	299	298	303	301	317
Autolinee urbane	11.616	10.350	10.597	10.515	11.153	11.311	11.789	12.187
Autolinee extraurb.	17.505	16.829	17.360	17.021	16.884	17.440	17.493	17.614
Autobus extraurb.	54.834	59.968	6.046	63.077	64.116	65.150	66.623	67.801
Autovetture private	522.593	614.713	638.837	662.545	663.319	726.529	717.683	711.733
di cui: ambito urbano	161.000	209.000	210.000	217.000	218.000	220.000	221.000
Motocicli	60.124	59.882	62.913	63.996	65.512	66.931	68.350	69.769
Navigaz. interna	483	420	448	446	435	450	476	469
Navigaz. marittima	2.404	2.247	3.297	3.307	3.489	3.497	3.539	3.387
Navigaz. aerea	6.416	7.108	8.841	8.974	9.345	10.384	10.243	10.288
TOT. Generale	727.934	823.689	841.234	879.727	886.119	957.203	952.136	947.763

¹Milione 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, 2002

Tabella 2.2.5 - Traffico merci per modalità di trasporto. Anni 1990-2002 (Mt-km)¹

	1990	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Ferrovie	21.911	24.408	25.975	24.779	23.839	25.053	24.451	23.197
Vie d'acqua	35.783	35.442	36.791	38.999	37.500	33.615	32.454	34.845
Aereo	612	671	743	786	762	846	817	832
Strada	157.854	174.432	173.353	191.482	177.359	185.101	186.510	192.678
di cui: > 50 km	124.209	137.254	142.270	152.592	142.116	146.640	143.700	147.958
Oleodotti	9.200	9.650	9.797	10.624	10.409	10.317	10.689	10.774
TOT. Generale	225.360	244.603	246.659	266.670	249.869	254.932	254.921	262.326

¹Milione 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, 2002

2.2.3 I consumi di energia e i prezzi

I consumi finali di energia nel settore trasporti del nostro Paese, pari a 422.938 Tcal in fonti secondarie, hanno compiuto un balzo in avanti di circa un punto percentuale rispetto all'anno 2001, a fronte di una modesta espansione dei traffici totali merci e passeggeri.

L'incremento della domanda energetica nel 2002 (tabella 2.2.6) è stato determinato prioritariamente dal settore ferroviario e in minor misura da quello stradale; il settore aereo e le vie d'acqua hanno invece registrato un lieve calo, a fronte di una stagnazione dei rispettivi traffici.

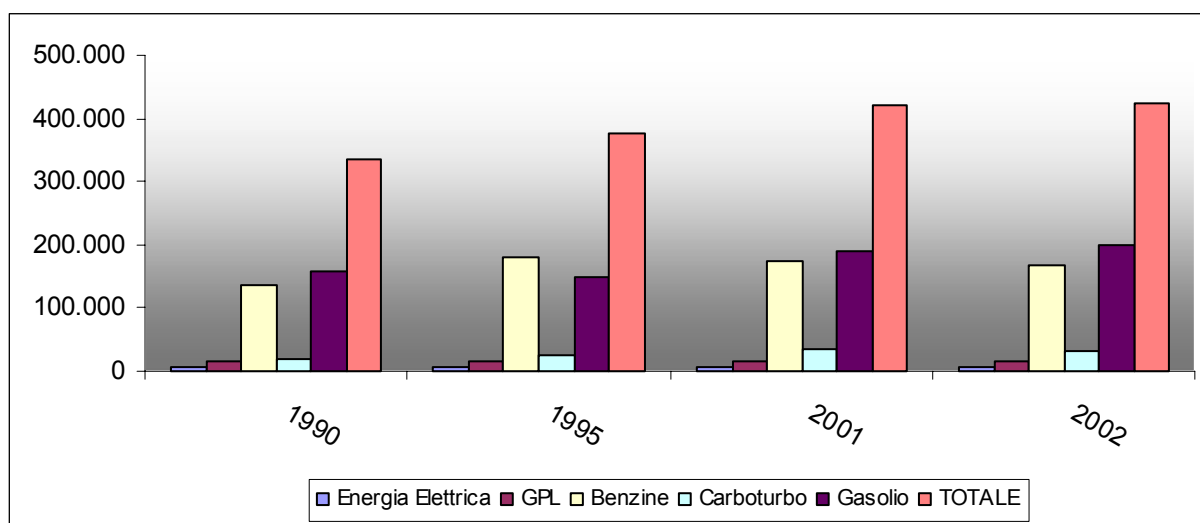
I consumi totali dell'intero settore hanno registrato, nel medio-lungo periodo (1990-2002), un incremento complessivo del 26%.

Tabella 2.2.6 - Consumi finali di energia per modalità di trasporto, fonti secondarie. Anni 1990-2002 (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
TOT.	5.768	14.762	137.383	20.457	157.080
% per fonte secondaria	1,7	4,4	41,0	6,1	46,8
<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
<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
<u>ANNO 2002</u>					
Ferrovie	4.549	0	0	0	1.244
Vie d'acqua	20	0	0	0	2.366
Strada	3.014	14.443	167.979	0	196.829
Aereo	128	0	126	32.240	0
TOT.	7.711	14.443	168.105	32.240	200.439
% per fonte secondaria	1,8	3,4	39,8	7,6	47,4

Fonte: MAP

Figura 2.2.1 - Consumi finali di energia del settore trasporti, per fonte (Tcal)



Fonte: MAP

Dall'esame delle fonti energetiche utilizzate emerge la quasi totale dipendenza dei trasporti dai prodotti petroliferi, principalmente gasolio e benzina, che causano l'immissione in atmosfera di numerose sostanze inquinanti e climalteranti. Tale situazione appare piuttosto stabile nel tempo.

La struttura della domanda evidenzia la tendenza al cambiamento del mix delle fonti, che riguarda principalmente la sostituzione delle benzine col gasolio.

Perde quota il GPL, ma soprattutto il carboturbo.

L'intensità energetica, definita come 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 2.2.7.

Tabella 2.2.7 - Consumi specifici medi di energia del settore trasporti per modalità. Anni 1990-2001 (MJ/pass-km, MJ/t-km)

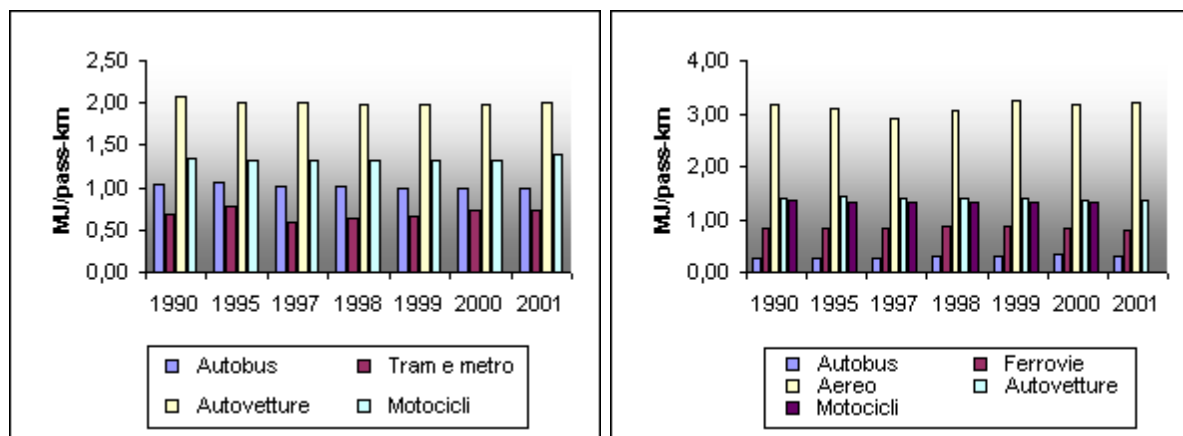
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Passeggeri urbano								
Autobus	1,04	1,07	1,06	1,01	1,02	0,99	0,99	1,00
Tram e metro	0,69	0,77	0,60	0,60	0,64	0,66	0,73	0,72
Autovetture	2,07	2,01	2,00	2,00	1,97	1,97	1,98	2,00
Motocicli	1,34	1,33	1,32	1,32	1,32	1,33	1,31	1,40
Passeggeri extraurb.								
Autobus	0,28	0,26	0,27	0,28	0,30	0,31	0,33	0,32
Ferrovie	0,82	0,83	0,83	0,82	0,85	0,88	0,83	0,81
Aereo	3,18	3,08	3,10	2,91	3,07	3,24	3,17	3,20
Autovetture	1,39	1,43	1,43	1,40	1,40	1,39	1,37	1,36
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
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 2.2.2 - Consumi specifici medi di energia del trasporto passeggeri per modalità.

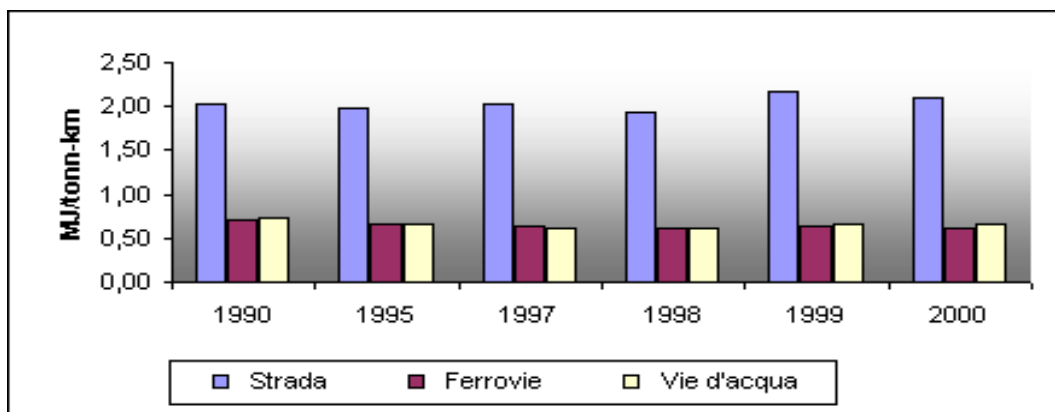
Trasporto urbano

Trasporto extraurbano



Fonte: APAT

Figura 2.2.3 - Consumi specifici medi di energia del trasporto merci per modalità



Fonte: APAT

È importante sottolineare che il consumo specifico delle autovetture private ha registrato dal 1990 ad oggi una contrazione che ha coinvolto sia i percorsi urbani che quelli extra urbani, con riduzioni del 4% e del 2% rispettivamente. Ciò conferma che l'efficienza energetica dipende non solo dalle tecnologie utilizzate, ma anche dagli stili di guida degli utenti e da una normativa più attenta all'energia e all'ambiente.

La crescita dei consumi specifici, nell'arco di tempo analizzato, ha riguardato principalmente tram e metro urbani, nonché autobus extraurbani.

Per quanto riguarda il parco dei veicoli stradali, la situazione appare caratterizzata da due tendenze fondamentali: da un lato una crescita generalizzata di tutte le categorie, fatta eccezione per i motocarri; dall'altro un netto squilibrio modale, a favore delle autovetture, maggiori responsabili dei consumi energetici e delle emissioni del settore trasporti; tale squilibrio sembra voler attenuarsi nel tempo, passando dall'82% al 78%.

La tabella 2.2.8 mostra l'evoluzione del parco veicolare in Italia fino all'anno 2002. Analizzando il rapporto popolazione/autovetture in Italia (tabella 2.2.9) si nota che, sebbene tale indicatore continui a calare, il nostro Paese presenta, in rapporto alla popolazione, livelli di motorizzazione tra i più elevati dei paesi OCSE, nonostante una crescita del 3% dei costi di mantenimento delle autovetture tra il 2001 e il 2002.

A questo riguardo, l'analisi dei prezzi dei carburanti, sia quelli industriali sia quelli al consumo, evidenzia un andamento in continua crescita (tabella 2.2.10). Come si può notare, i prezzi industriali (prezzi al consumo, al netto della componente fiscale) dei carburanti hanno tutti registrato nel 2003 aumenti più o meno consistenti.

Tabella 2.2.8 - Consistenza del parco circolante per categoria. Anni 1990-2002 (migliaia di unità)

	1990	1995	2000	2001	2002
Motocicli	2.510	2.531	3.376	3.732	4.037
Motocarri	465	416	390	382	368
Autovetture	27.416	30.301	32.584	33.239	33.706
a benzina	22.502	25.769	26.194	26.074	25.759
a gasolio	3.600	3.099	4.798	5.542	6.404
altre alimentazioni	1.314	1.433	1.592	1.623	1.543
Autobus	77	75	88	90	92
Autocarri	2.349	2.709	3.378	3.541	3.751
merci	2.140	2.430	2.971	3.110	3.297
speciali	209	279	407	431	454
Motrici	68	80	116	124	133
Altro	670	765	813	828	862
TOTALE	33.555	36.877	40.745	41.936	42.950

Fonte: ACI

Tabella 2.2.9 - Il livello di motorizzazione degli italiani (popolazione/autovetture circolanti). Anni 1990-2002

1990	2,11
1995	1,89
1999	1,80
2000	1,78
2001	1,74
2002	1,72

Fonte: Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti

Tabella 2.2.10 - Prezzi medi annui (a) dei carburanti. Anni 1996-2003 (€)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Benzina senza piombo								
Prezzo industriale	0,250	0,262	0,230	0,259	0,381	0,353	0,330	0,339
Prezzo al consumo	0,925	0,942	0,909	0,958	1,083	1,052	1,046	1,057
Gasolio auto								
Prezzo industriale	0,234	0,238	0,206	0,233	0,361	0,338	0,310	0,328
Prezzo al consumo	0,737	0,744	0,711	0,760	0,892	0,868	0,856	0,877
GPL auto								
Prezzo industriale			0,206	0,241	0,306	0,304	0,276	0,294
Prezzo al consumo			0,449	0,476	0,542	0,541	0,519	0,541

(a) Media pesata con i consumi mensili

Fonte: MAP

Tabella 2.2.11 - 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
automobili	104,7	103,7	106,8	107,3	109,7	111,8	114,9
Spese di eserc. dei mezzi di trasp.	104,3	106,9	107,1	110,3	116,8	118,1	119,2
pezzi di ricambio	105,3	107,1	107,4	106,2	105,4	105,5	105,3
carburanti	103,8	105,2	102,2	106,7	120,6	117,8	114,7
lubrificanti	109,4	109,4	109,4	109,4	110,7	119,9	123,6
manutenz. e riparaz.	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
trasporto ferroviario	101,0	107,8	109,1	109,3	111,7	116,4	117,4
trasporto stradale	105,2	108,9	110,5	112,2	114,0	116,6	120,5
taxi	105,0	108,7	110,6	113,2	116,1	119,6	125,6
trasporto strad. Extraurb.	105,5	109,4	110,3	110,9	111,2	112,4	113,6
trasporto aereo	100,2	98,5	93,3	97,0	97,1	99,9	106,0
trasporto marittimo	102,7	109,4	111,5	112,5	116,2	122,5	133,5
trasp. su vie d'acqua	...	123,2	130,4	133,4	138,3	151,8	152,1
trasp. Urb. 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

Anche gli indici dei prezzi al consumo dei servizi di trasporto (tabella 2.2.11) mostrano dinamiche crescenti.

Tra il 1996 ed il 2002 l'indice di settore ha segnalato un aumento del 13%.

Tale evoluzione non è stata uniforme all'interno delle voci di spesa, dove si evidenzia una tendenza al rialzo per quanto riguarda le spese di esercizio dei mezzi di trasporto (+14%) ed i servizi di trasporto (+16%), fortemente condizionati dal caro petrolio, e una variazione più contenuta (+10%) relativamente agli acquisti dei mezzi, favoriti da politiche incentivanti sia nei confronti delle famiglie sia nei confronti delle imprese.

Si nota, infine, 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 continuo sviluppo del trasporto su strada pone ai Paesi europei la difficile sfida di conciliare le accresciute esigenze di mobilità con quelle di tutela dell'ambiente e della salute dei cittadini.

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.

Gli autoveicoli a gasolio emettono, inoltre, il particolato solido, che presenta un grave impatto sull'uomo e sull'ambiente, particolarmente per il contenuto di particelle di dimensioni inferiori a qualche decina di micron.

Il quadro generale delle emissioni in atmosfera viene fornito annualmente dall'APAT, Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i servizi Tecnici, che fornisce informazioni analitiche sui principali inquinanti atmosferici.

La tabella 2.2.12 illustra l'andamento delle emissioni di gas serra imputabili al settore trasporti.

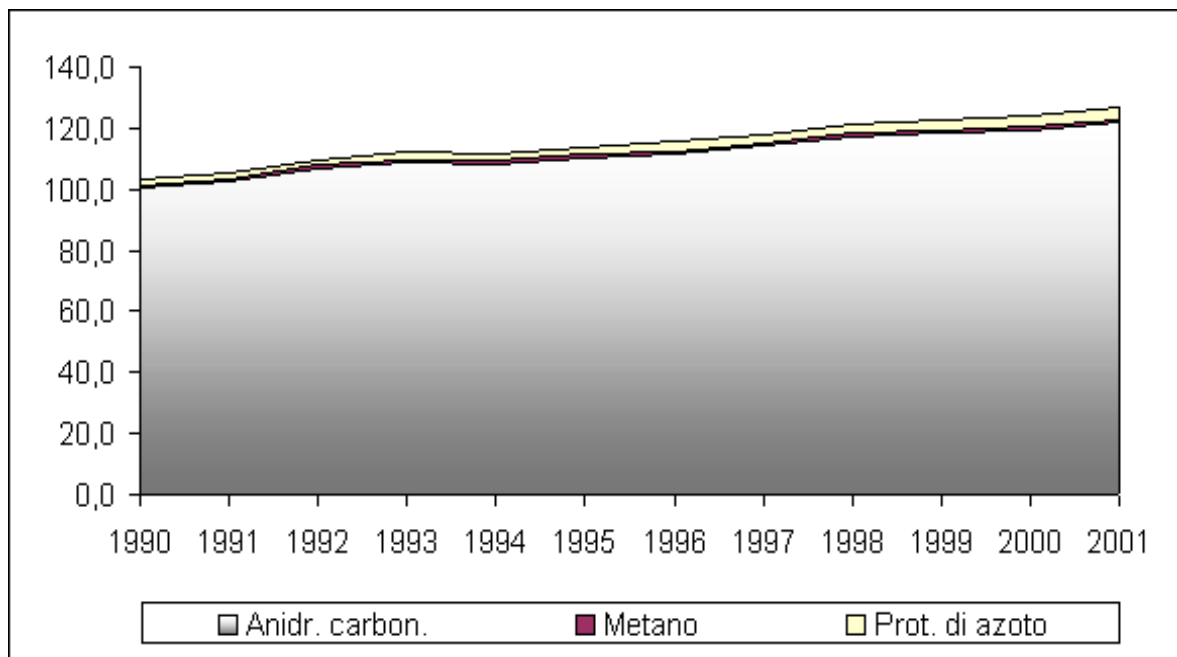
Tabella 2.2.12 - Emissioni di gas serra (CO₂, CH₄, N₂O) del settore trasporti.
Anni 1990-2001 (Mt_{CO₂ eq.} e valori %)

	1990	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Anidride carbon.	100,5	106,8	108,8	108,4	110,3	111,6	114,2	117,8	119,0	119,9	121,8
Metano	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
Protoss. di azoto	2,0	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	3,3	3,5	3,6	4,0
TOTALE	103,4	109,8	112,0	111,8	113,9	115,4	118,1	122,0	123,4	124,3	126,6
%											
Passeggeri	64,8	66,1	68,1	69,4	68,6	68,8	67,9	67,9	67,6	67,0	67,2
Merci	31,6	30,5	28,7	27,6	28,5	28,0	28,9	29,0	29,6	30,1	30,2
Altro (a)	3,6	3,4	3,2	3,0	2,9	3,2	3,2	3,1	2,8	2,9	2,6
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	95,1	95,3	95,5	95,6	95,1	95,0	95,1	95,1	94,8	95,2
Altri modi	5,6	4,9	4,7	4,5	4,4	4,9	5,0	4,9	4,9	5,0	4,8
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(a) P.A. e nautica

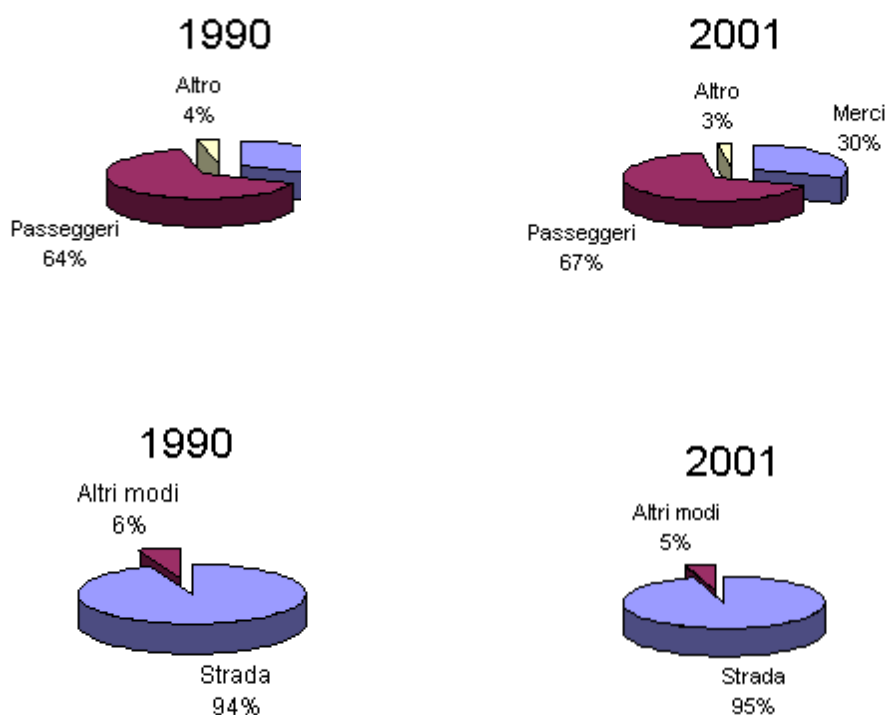
Fonte: APAT

Figura 2.2.4 - Emissioni di gas serra del settore trasporti. Anni 1990-2001 Mt_{CO₂ eq.}



Fonte: APAT

Figura 2.2.5 - Emissioni di gas serra per tipo di trasporto e per modalità (%)



Fonte: APAT

Punta dolente rimangono le emissioni di anidride carbonica, fortemente collegate al consumo di combustibili fossili, in continuo aumento già da tanti anni; esse, che rappresentano la principale causa dell'inasprimento dell'effetto serra, hanno registrato una crescita, nel periodo 1990-2001, del 21%. I trasporti su strada, con oltre il 95% di emissioni a carico, continuano ad essere il settore più inquinante.

Le emissioni di metano, legate a quelle dei COVNM, appaiono stabilizzate nel tempo, mentre l'aumento delle emissioni di protossido di azoto (raddoppiate nell'arco temporale analizzato), 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 2.2.13.

Tale tabella evidenzia una riduzione delle emissioni di ossidi di azoto a partire dal 1995, dovuta all'introduzione obbligatoria delle marmitte catalitiche, alla completa abolizione della benzina super, nonché all'introduzione dall'1.1.1997 di limiti ancora più stringenti per le auto, che lasciano ben sperare su ulteriori e sensibili riduzioni nel prossimo futuro. Il miglioramento è da attribuire esclusivamente al trasporto passeggeri, passato da una quota del 61% nel 1990 al 52% nel 2001.

Il trasporto stradale è il settore che, inoltre, maggiormente contribuisce alle emissioni di composti organici volatili, anche se il fenomeno è in attenuazione negli ultimi anni.

L'analisi delle emissioni specifiche (tabella 2.2.14) evidenzia il rilevante peso da attribuire alle autovetture private; esse rappresentano certamente un punto nodale, in base al quale stabilire le priorità ambientali ed individuare gli obiettivi e le relative politiche da adottare.

Il settore dei trasporti rappresenta, dunque, una delle priorità su cui intervenire sia a livello locale che a livello nazionale, dato che da questo settore proviene circa un quarto delle emissioni totali di gas serra e che una mobilità sostenibile è indispensabile anche su scala globale.

Tabella 2.2.13 - Emissioni dei principali inquinanti atmosferici del settore trasporti. Anni 1990-2001 (kt e %)

	1990		1995		2001	
	NOx	COVNM	NOx	COVNM	NOx	COVNM
kt						
Passeggeri	597,3	559,7	626,7	628,8	433,0	450,2
Merci	322,3	78,4	319,1	70,5	329,8	63,9
Altro (b)	57,6	83,8	52,0	94,5	62,6	104,8
TOTALE	977,2	721,9	997,8	793,8	825,4	618,9
%						
Strada	93	88	94	88	91	83
Altri modi	7	12	6	12	9	17
TOTALE	100	100	100	100	100	100

Fonte: APAT

Tabella 2.2.14 - Emissioni specifiche medie del parco veicoli per passeggeri e merci. Anni 1990-2001 (g CO₂/pass-km; g CO₂/t-km)

	1990	1995	1997	1998	1999	2000	2001
PASSEGGERI URBANO							
Autobus	76	78	74	75	73	72	73
Tram-Metro	108	108	89	93	92	105	103
Autovetture	146	143	141	139	140	141	141
Autovett. (mobilità sistem.)	234	221	219	216	217	218	219
Motocicli	95	94	93	94	94	93	100
PASSEGGERI EXTRA-URB.							
Autobus	20	19	21	22	22	24	24
Ferrovie	47	44	45	47	47	45	44
Aereo	224	217	205	216	229	224	226
Autovetture	98	101	99	98	98	97	97
Autovett. (mobilità sistem.)	172	176	172	169	169	166	165
Motocicli	95	94	93	94	94	93
MERCI							
Strada	147	144	150	142	159	154
dicui: autotreni-autoartic.	77	105	108	104	123	116
Ferrovie	41	35	35	34	33	34
Vie d'acqua	21	25	20	18	18	15
Pipeline	28	28	25	24	22	25

Fonte: APAT

2.3 IL SETTORE RESIDENZIALE E TERZIARIO

2.3.1 Introduzione

I consumi energetici del settore civile, negli ultimi anni, evidenziano un *trend* condizionato fortemente dal fattore climatico. Come mostrano i dati riportati nella tabella 2.3.1, i consumi complessivi di energia nel civile aumentano del 3,4% nel biennio 2000-2001, diminuiscono del 2% nel biennio 2001-2002, per poi aumentare del 9% circa nel 2003. Il dato di fondo che però si coglie, al di là di queste fluttuazioni, è l'incremento considerevole dei consumi del settore.

L'incidenza dei consumi energetici del settore in esame, rispetto al totale degli impieghi finali di energia, sale di circa il 29% nel triennio 2000-2002, e cresce fino al 31% nel 2003.

La diminuzione nei consumi energetici registratasi tra il 2001 e il 2002 interessa quasi tutte le fonti energetiche impiegate. I consumi di combustibili solidi diminuiscono del 17%, il gas naturale del 3% e i prodotti petroliferi del 6% circa. L'unica eccezione è rappresentata dai consumi di energia elettrica, in aumento del 4,2% nel biennio 2001-2002.

I dati provvisori relativi al 2003 mostrano, invece, una ripresa dei consumi di tutte le fonti energetiche rispetto all'anno precedente. In particolare è stimato un aumento dei consumi di combustibili solidi, gas naturale e prodotti petroliferi pari rispettivamente al 10,8%, 10,4% e 12,5%. Prosegue altresì l'aumento dei consumi di energia elettrica, che passano da 11.331 ktep del 2002 a 11.900 ktep del 2003 (+5%). Il gas naturale e l'energia elettrica soddisfano nel 2003 circa l'80% della domanda di energia del settore civile, i prodotti petroliferi il 17% e i combustibili solidi il rimanente 3%.

La quota predominante dei consumi energetici complessivi del settore civile è da attribuire ai consumi energetici del settore residenziale. Nonostante oscillazioni di lieve entità, nell'ultimo decennio circa il 70% del totale dei consumi del settore residenziale e terziario sono assorbiti dal residenziale e il restante 30% dal terziario. A livello di singole fonti energetiche, nel 2002 il residenziale assorbe l'85% dei consumi di GPL del settore, il 76% di quelli di gas naturale, l'86% di quelli di gasolio, il 31% di quelli di olio combustibile, il 94% di quelli di carbone e il 48% di quelli di energia elettrica (figura 2.3.1).

Tabella 2.3.1 - Consumi di energia nel settore civile per fonte. Anni 1990-2003 (ktep)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003 ⁽³⁾
Energia elettrica	7.976	9.170	10.589	10.870	11.331	11.900
Gas	15.750	18.807	20.697	21.548	20.920	23.100
Prodotti petroliferi	10.107	7.293	6.832	6.983	6.578	7.400
<i>GPL</i>	1.733	1.852	2.203	2.158	2.105	-
<i>Gasolio</i>	7.703	5.225	4.306	4.481	4.145	-
<i>Olio combustibile</i>	671	216	323	343	328	-
Carbone	103	124	65	75	17	100
Totale fossili	25.960	26.224	27.595	28.606	27.515	30.600
Legna ⁽¹⁾	658	932	1.154	1.234	1.067	1.100
Totale usi finali⁽²⁾	34.593	36.325	39.337	40.709	39.913	43.600

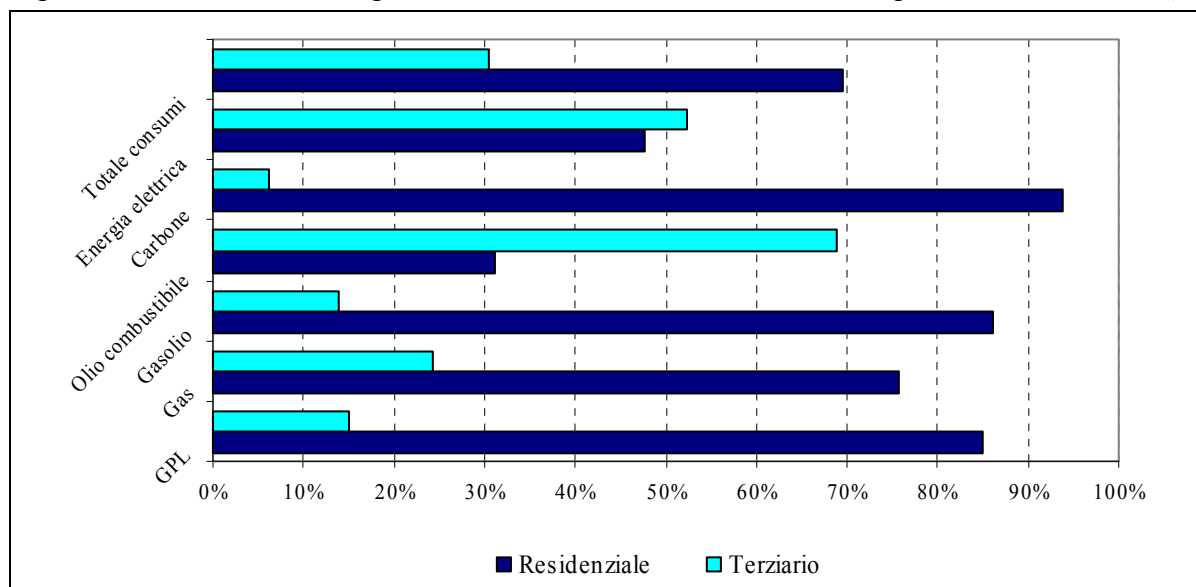
⁽¹⁾In aggiunta, si stima un consumo di legna non commerciale di circa 3,7 Mtep.

⁽²⁾Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

⁽³⁾Dati provvisori.

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Figura 2.3.1 - Consumi energetici nel settore residenziale e terziario, per fonte. Anno 2002 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

2.3.2 Il settore residenziale

I consumi energetici provenienti dal residenziale fanno registrare nel 2002 una lieve flessione rispetto all'anno precedente, pari al 2,5% circa, attestandosi intorno ad un valore di 27,8 Mtep (tabella 2.3.2). Sostanzialmente invariata rimane l'incidenza sul totale dei consumi del residenziale e terziario e del totale degli impieghi finali di energia rispetto a quanto rilevato a partire già dai primi anni Novanta. In particolare, nel 2002, i consumi di energia del residenziale rappresentano il 69,7% del totale della domanda energetica del settore residenziale e terziario e il 21% del totale sei suoi impieghi finali di energia.

Il gas naturale copre nel 2002 il 57% dei consumi energetici del settore residenziale, seguito dai prodotti petroliferi (20%) e dall'energia elettrica (19%); l'impiego di carbone va ormai scomparendo mentre quello di legna si attesta intorno ad una percentuale del 4% circa. Rispetto al 2001, solo i consumi di energia elettrica registrano un aumento del 2,3%, legato sostanzialmente alla diffusione delle applicazioni elettriche, mentre per tutte le altre fonti si rileva una diminuzione.

Tabella 2.3.2 - Consumi di energia nel settore residenziale per fonte (ktep)

	1990	1995	2000	2001	2002
Energia elettrica	4.535	4.922	5.256	5.294	5.414
Gas	11.478	13.974	15.432	16.198	15.842
Prodotti petroliferi	8.490	5.770	5.644	5.710	5.457
<i>GPL</i>	1.535	1.521	1.854	1.820	1.790
<i>Gasolio</i>	6.547	4.203	3.681	3.787	3.565
<i>Olio combustibile</i>	408	46	109	103	102
Carbone	83	107	57	69	15
Totale fossili	20.051	19.851	21.133	21.977	21.314
Legna	652	925	1.146	1.227	1.062
Totale usi finali (*)	25.239	25.697	27.534	28.498	27.791

(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

In termini di funzione d'uso (tabella 2.3.3 e figura 2.3.2) la domanda energetica del settore residenziale, nel 2002, proviene dal riscaldamento (67%), dagli usi elettrici obbligati (15%), dalla produzione di acqua calda (12%) e, per il rimanente, dagli usi cucina (6%).

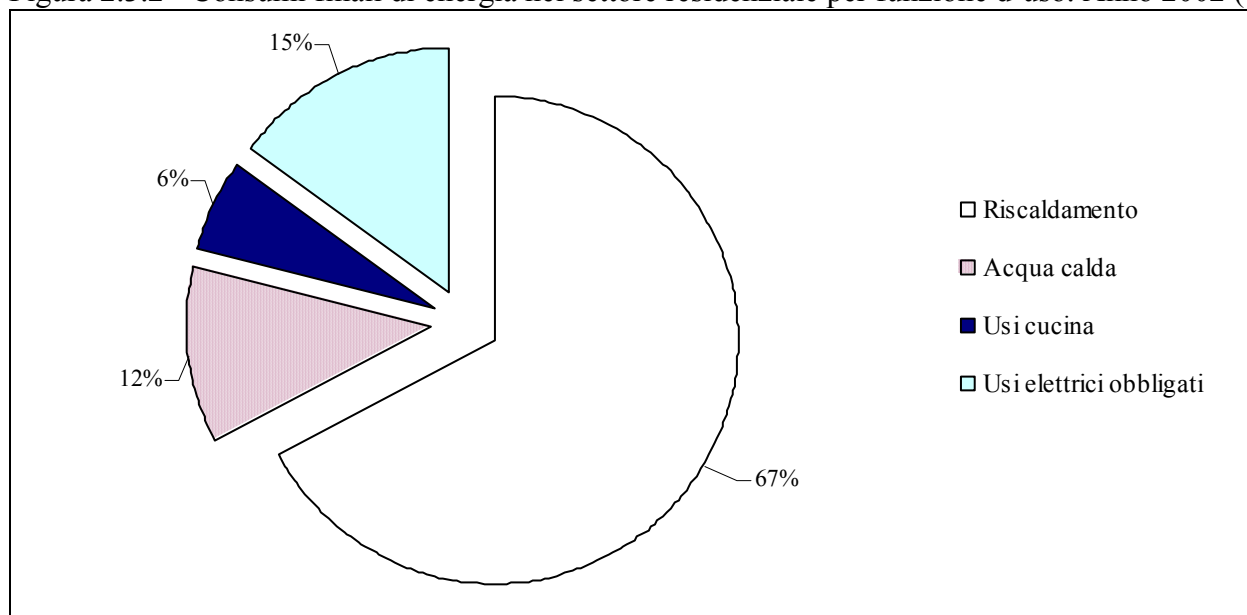
I consumi per riscaldamento, pari nel 2002 a circa 18,6 Mtep, sono il risultato di due componenti che agiscono in senso opposto. Da un lato le caratteristiche strutturali della maggior parte dei nostri edifici contribuiscono a mantenere piuttosto elevati i consumi per riscaldamento: circa i due terzi delle nostre abitazioni sono di costruzione anteriore alla legge 373/1977 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 venti anni. Dall'altro lato, la mitezza del clima contribuisce ad un contenimento degli stessi.

Tabella 2.3.3 - Consumi finali energia nel settore residenziale per funzione d'uso (ktep)

	1990	1995	2000	2001	2002
Riscaldamento	17.263	17.149	18.486	19.304	18.653
Acqua calda	2.916	3.182	3.331	3.390	3.288
Usi cucina	1.669	1.686	1.705	1.730	1.672
Usi elettrici obbligati	3.391	3.681	4.013	4.074	4.177
Totale residenziale	25.239	25.697	27.534	28.498	27.791

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Figura 2.3.2 - Consumi finali di energia nel settore residenziale per funzione d'uso. Anno 2002 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Tabella 2.3.4 - Consumi energetici per riscaldamento effettivi e a clima normalizzato (ktep)

	1990	1995	2000	2001	2002
Consumi effettivi	17.263	17.149	18.486	19.304	18.653
Consumi a clima normalizzato	18.110	17.452	21.646	21.590	21.449
Differenza tra consumi effettivi e consumi a clima normalizzato	-847	-304	-3.160	-2.286	-2.796

Fonte: elaborazione ENEA

Tabella 2.3.5 - Consumi di energia per riscaldamento per fonte (ktep)

	1990	1995	2000	2001	2002
Energia elettrica	138	138	138	134	138
Gas	9.055	11.092	12.380	13.013	12.798
Prodotti petroliferi	7.347	4.902	4.771	4.865	4.639
<i>GPL</i>	899	927	1.192	1.185	1.165
<i>Gasolio</i>	6.071	3.935	3.480	3.581	3.375
<i>Olio combustibile</i>	377	40	100	98	99
Carbone	71	93	50	65	15
Totale fossili	16.473	16.086	17.202	17.942	17.453
Legna	652	925	1.146	1.227	1.062
Totale consumi (*)	17.263	17.150	18.486	19.304	18.653

(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

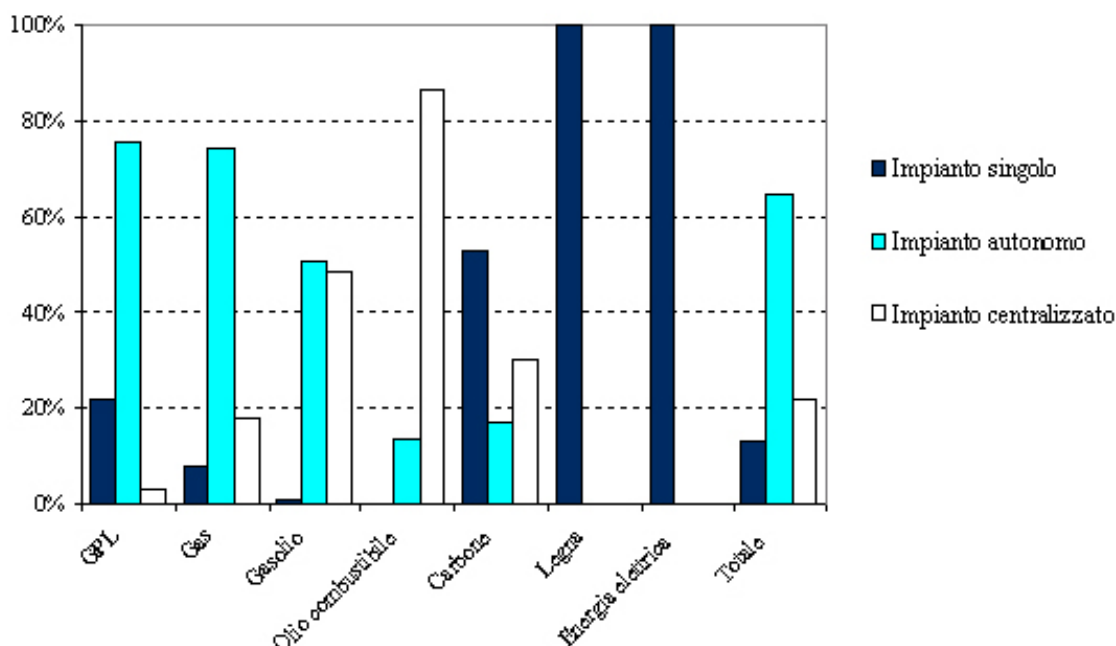
In considerazione del ruolo fondamentale del clima sui consumi energetici per riscaldamento, è significativo analizzare tali consumi depurati della componente climatica. L'operazione di destagionalizzazione dei consumi energetici per riscaldamento è effettuata utilizzando i dati relativi ai gradi giorno calcolati da Eurostat opportunamente ponderati per la popolazione delle diverse Regioni italiane e successivamente aggregati per la determinazione del valore nazionale. I risultati della destagionalizzazione dei consumi sono riportati nella tabella 2.3.4.

Nell'ultimo biennio, come appare evidente, i consumi a clima normalizzato sono notevolmente superiori a quelli effettivi: 2,3 Mtep nel 2001 e 2,8 Mtep nel 2002. Dal 1990 al 2002 i consumi effettivi sono aumentati dell'8%; l'aumento è del 18% circa, se si considerano i dati destagionalizzati.

Analizzando il *trend* dei consumi per riscaldamento per tipologia di fonte impiegata (tabella 2.3.5) appare evidente l'effetto sostituzione tra gas naturale e prodotti petroliferi verificatosi tra il 1990 e il 2002. In particolare nel 2002 si è delineata la seguente situazione: il gas naturale soddisfa il 69% dei consumi energetici per riscaldamento, mentre i prodotti petroliferi il 25%.

Il gas naturale è impiegato quasi esclusivamente negli impianti di tipo autonomo (74%); per quanto riguarda i prodotti petroliferi, invece, bisogna operare una distinzione: GPL ed olio combustibile sono utilizzati quasi esclusivamente negli impianti di tipo centralizzato, con percentuali, nel 2002, pari rispettivamente al 75% e all'86% (figura 2.3.3); il gasolio risulta, invece, quasi equamente impiegato negli impianti di tipo autonomo (51%) e negli impianti di tipo centralizzato (48%). 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.

Figura 2.3.3 - Consumi finali di energia per fonte e per tipologia di impianto di riscaldamento. Anno 2002



Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Tabella 2.3.6 - Consumi di energia per produzione di acqua calda per fonte (ktep)

	1990	1995	2000	2001	2002
Energia elettrica	883	967	956	951	960
Gas	1.422	1.826	2.019	2.090	2.001
Prodotti petroliferi	603	378	351	346	326
<i>GPL</i>	96	104	140	135	133
<i>Gasolio</i>	476	268	201	206	190
<i>Olio combustibile</i>	31	6	10	5	3
Carbone	8	10	5	3	0
Totale fossili	2.034	2.214	2.375	2.439	2.327
Totale consumi (*)	2.916	3.181	3.331	3.390	3.288

(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

I consumi di energia per la produzione di acqua calda nel 2002, analogamente a quanto accade per gli altri usi finali ad eccezione degli usi elettrici obbligati, fanno registrare un leggero decremento rispetto al 2001, attestandosi intorno ad un valore di circa 3,3 Mtep (tabella 2.3.6). La quasi totalità della domanda è soddisfatta dall'impiego di gas naturale ed energia elettrica, che, nel 2002, coprono rispettivamente il 61% e il 29% della domanda.

L'andamento della domanda di energia per acqua calda nel periodo 1970-2002 evidenzia un *trend* simile a quello del settore residenziale nel suo complesso, caratterizzato da una continua sostituzione dei prodotti petroliferi, ed in particolare del gasolio, con il gas naturale, e un modesto incremento nell'impiego di energia elettrica.

All'inizio degli anni Settanta il gasolio soddisfa più del 50% della domanda di energia per acqua calda, mentre il gas naturale appena il 15%; all'inizio degli anni Novanta la percentuale di

utilizzo di gasolio scende al 16%, e contemporaneamente la percentuale di impiego di gas naturale sale al 50% circa.

I consumi energetici per usi cucina nel 2002 ammontano a 1.672 ktep, pari al 6% del totale dei consumi energetici del settore residenziale. Le elettrotecnologie contribuiscono a soddisfare poco più dell'8% del fabbisogno complessivo, mentre gas e GPL soddisfano rispettivamente il 62% e il 30% del totale dei consumi energetici per usi cucina. Tale ripartizione percentuale non ha subito variazioni di rilievo dall'inizio degli anni Novanta ad oggi (tabella 2.3.7).

Analizzando il *trend* dei consumi per usi cucina per fonte a partire dal 1970, va sottolineata la progressiva scomparsa nell'impiego di olio combustibile: nel 1970 tale fonte energetica copriva il 35% dei consumi energetici per uso cucina, nel 1980 l'impiego di tale derivato petrolifero si è ridotto a zero. La riduzione e la definitiva scomparsa nell'utilizzo di olio combustibile si è tradotta quasi esclusivamente in un aumento nell'impiego di gas naturale mentre piuttosto contenuto è stato l'aumento nell'utilizzo di GPL.

Gli usi elettrici obbligati nel 2002 equivalgono al 77% circa della domanda di energia elettrica delle famiglie (tabella 2.3.8), percentuale relativamente stabile nell'ultimo triennio, essendo del 76,3% nel 2000.

Tabella 2.3.7 - Consumi di energia per usi cucina per fonte (ktep)

	1990	1995	2000	2001	2002
Energia elettrica	124	136	149	135	138
Gas	1.001	1.056	1.003	1.095	1.042
GPL	540	490	521	500	492
Carbone	4	4	1	1	0
Totale fossili	1.545	1.550	1.556	1.595	1.534
Totale consumi (*)	1.669	1.686	1.705	1.731	1.672

(*)Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Tabella 2.3.8 - Consumi di energia per usi elettrici obbligati

	1990	1995	2000	2001	2002
Consumi (ktep)	3.391	3.681	4.013	4.074	4.177
Usi elettrici obbligati su totale consumi (%)	13,4	14,3	14,6	14,3	15,0
Usi elettrici obbligati su consumi elettrici famiglie (%)	74,8	74,8	76,3	77,0	77,2

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Analizzando i dati sulla penetrazione delle applicazioni elettriche nel settore residenziale relativi al 2002, si registra (tabella 2.3.9), in linea con gli anni precedenti, una diffusione presso la quasi totalità delle famiglie di beni quali lavatrice (96,1%) e televisore a colori (94,9%). In aumento, anche se i livelli di diffusione rimangono piuttosto bassi, è la percentuale di famiglie che possiede una lavastoviglie (34%). Tra i beni tecnologici i più diffusi sono il videoregistratore (66,8%), l'impianto Hifi (54,9%) e il personal computer (38,9%). Va sottolineato, infine, l'aumento nella diffusione di condizionatori e climatizzatori: si passa dal 10,7% del 2001 al 13,5% del 2002.

L'aumento piuttosto contenuto dei consumi per usi elettrici obbligati a partire dai primi anni Novanta, nonostante la progressiva penetrazione di applicazioni elettriche presso le famiglie italiane, trova la sua giustificazione nel processo di diffusione di nuove tecnologie più efficienti dal punto di vista energetico. La maggiore efficienza energetica raggiunta è il risultato sia del naturale processo di innovazione sia dell'entrata in vigore, a partire dalla metà degli anni Novanta, di politiche e misure comunitarie per gli usi finali elettrici.

Si può osservare, a titolo di esempio, quanto è accaduto al mercato di frigoriferi e lavatrici.

In Italia il frigorifero, con il 96% di diffusione presso le famiglie, assorbe circa il 16% dell'energia elettrica destinata agli usi finali domestici, mentre il congelatore il 6% circa. Nel periodo 1991-2000 l'efficienza media dei frigoriferi e congelatori prodotti è passata dalla classe G³ alla classe B/C, e contemporaneamente la percentuale di modelli appartenenti alla classe A è aumentato di circa venti volte (figura 2.3.4).

Tabella 2.3.9 - Famiglie che dichiarano di possedere beni durevoli. Anni 1997-2002 (%)

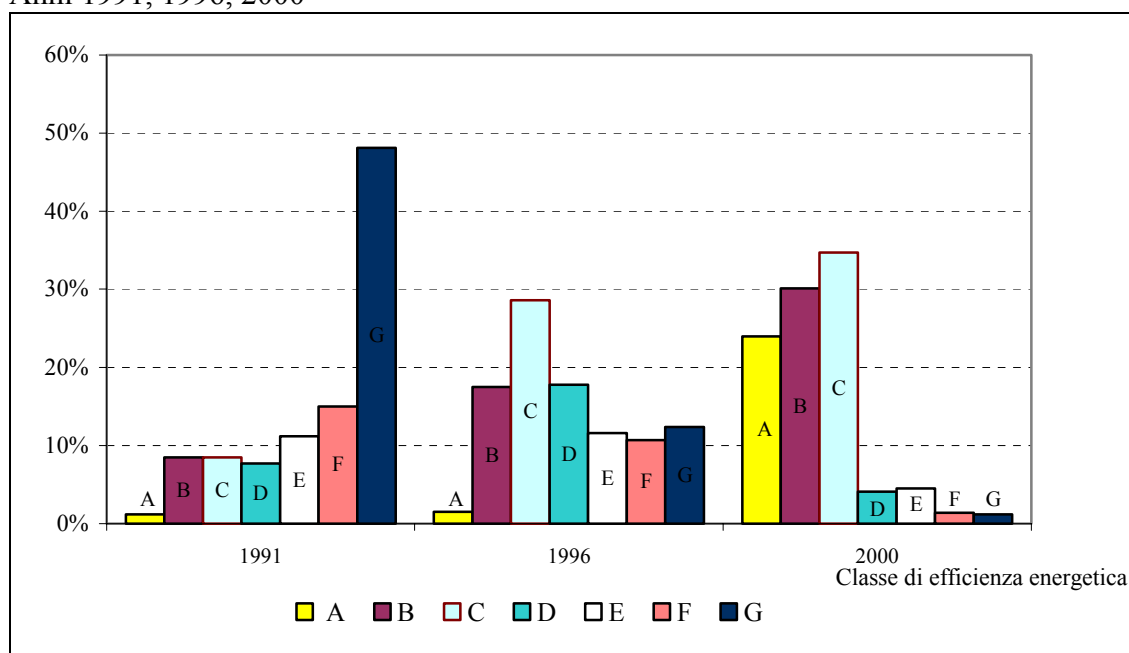
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Lavastoviglie	28,7	28,6	28,9	30,9	33,3	34,0
Lavatrice	96,1	96,3	96,1	96,0	96,6	96,1
Videoregistratore	60,7	62,0	63,7	64,6	66,2	66,8
Impianto Hifi	47,5	47,7	50,1	52,2	55,2	54,9
Condizionatori, climatizzatori	(*)	(*)	(*)	(*)	10,7	13,5
Consolle, videogiochi ecc.	(*)	(*)	(*)	(*)	16,8	17,0
Personal computer	16,7	18,8	20,9	25,6	34,9	38,9
Modem	3,9	5,3	9,4	16,6	25,1	30,4
Segreteria telefonica	12,4	13,8	14,5	15,0	15,0	13,7
Fax	3,8	4,5	6,0	6,7	7,3	7,2
Televisore a colori	95,4	96,1	96,4	95,7	95,5	94,9
Più di un televisore	43,2	41,6	41,7	42,3	44,5	47,8

(*) Negli anni 1997-2000 tale voce non è stata rilevata

Fonte: ISTAT

³ La direttiva sull'etichettatura energetica (94/2/EC), che ha reso obbligatoria l'esposizione di etichette informative sulle caratteristiche energetiche e funzionali dei nuovi modelli dal gennaio 1995, classifica gli apparecchi in 10 categorie e attribuisce loro una classe di efficienza energetica, da A a G, determinata in base all'Indice di Efficienza Energetica. Tale indice dipende dal rapporto fra il consumo energetico di ciascun modello e il consumo energetico dell'apparecchio medio europeo (o consumo energetico standard) appartenente alla stessa categoria e con lo stesso "volume equivalente" nell'anno 1992 preso come riferimento. Il volume equivalente è dato dalla somma dei volumi dei singoli scomparti che compongono un apparecchio, moltiplicati per un coefficiente di correzione che tiene conto delle differenze fra la temperatura dello specifico scomparto e la temperatura dello scomparto a 5 °C, rispetto ad una temperatura ambiente di 25 °C.

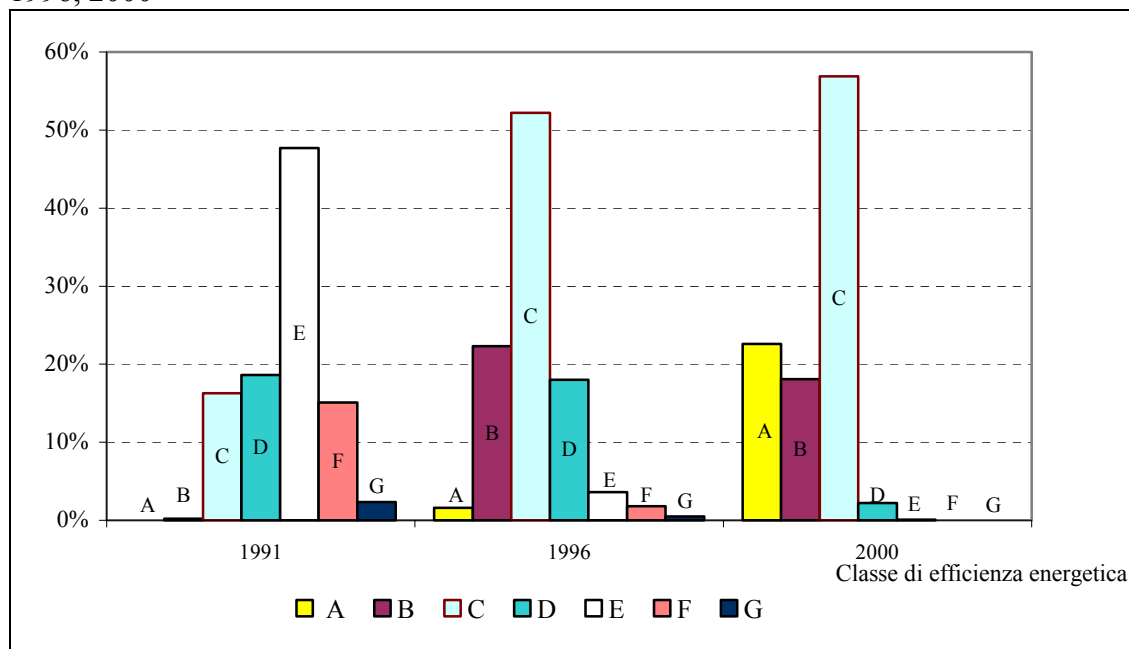
Figura 2.3.4 - Distribuzione di frigoriferi e congelatori prodotti per classe di efficienza energetica. Anni 1991, 1996, 2000



Fonte: stime ENEA

Per quanto riguarda le lavatrici, aventi un tasso di diffusione presso le famiglie italiane molto vicino a quello dei frigoriferi (96% circa), nonostante l'etichettatura energetica sia stata implementata solo alla fine del 1998, l'efficienza media dei modelli prodotti nel periodo 1991-2000 è migliorata di ben due classi (da E a C) (figura 2.3.5).

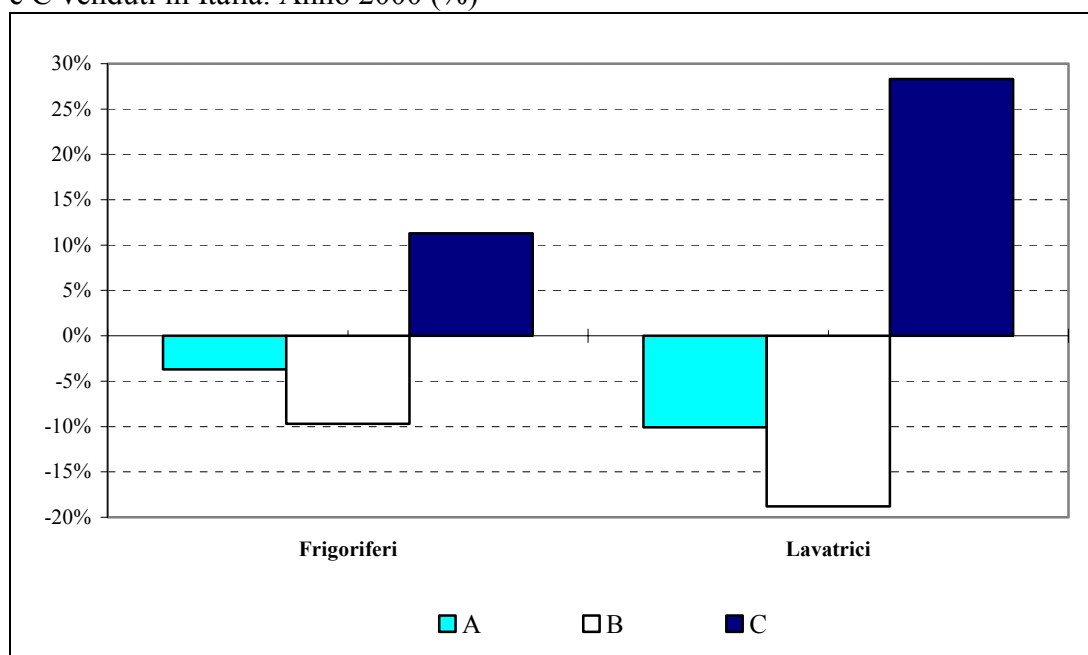
Figura 2.3.5 - Distribuzione di lavatrici prodotte per classe di efficienza energetica. Anni 1991, 1996, 2000



Fonte: stime ENEA

Nonostante i risultati positivi conseguiti, la distribuzione dei modelli sia di frigoriferi che di lavatrici in Italia è fortemente concentrata nella classe C, mentre la media europea evidenzia una forte concentrazione nella produzione di modelli di classe B nonché una produzione più elevata di modelli di classe A rispetto all'Italia.

Figura 2.3.6 - Scarto, rispetto alla media europea, delle quote di frigoriferi e lavatrici di classe A, B e C venduti in Italia. Anno 2000 (%)



Fonte: stime ENEA

Un ulteriore confronto può essere effettuato tenendo conto della distribuzione delle vendite di frigoriferi e lavatrici per classe di efficienza energetica. Come evidenziato nella figura 2.3.6, nel 2002 la percentuale di frigoriferi e lavatrici di classe A venduta in Italia è inferiore rispettivamente del 4% e del 10% rispetto alla media europea, quella di classe B del 10% e del 19% inferiore alla media europea, mentre superiori al valore medio europeo sono le vendite di frigoriferi e lavatrici di classe C (+11,3% e +28,3% rispettivamente).

Va comunque sottolineato che i dati disponibili a fine 2002 (esclusivamente per le vendite di frigoriferi e lavatrici di classe A) evidenziano un avvicinamento dei valori italiani alla media europea. La vendita di frigoriferi di classe A è stata del 2% inferiore alla media europea mentre la vendita di lavatrici è risultata inferiore del 10%.

2.3.3 Il settore terziario

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, comunicazione ed altri.

Il consumo finale di energia nel settore terziario è stato, nel 2002, pari a 12,1 Mtep, che corrispondono al 30,4% della richiesta complessiva del settore residenziale e terziario e al 9% del totale impieghi finali (6,5% della disponibilità lorda di energia).

Nel 2002 si è registrata una riduzione della domanda di energia del terziario dello 0,7% rispetto all'anno precedente, inferiore a quella registrata nel settore civile (-2,0%), a fronte di un leggero incremento del valore aggiunto settoriale (0,9%). In conseguenza di questa evoluzione, anche l'intensità energetica del settore si è ridotta, passando da 18,3 tep/milioni di eurolire95 nel 2001 a 18 tep/milioni di eurolire95 nel 2002, con un riduzione dell'1,6% (figura 2.3.7).

Lo sviluppo del terziario nel corso del 2002 è stato in linea con quello dell'economia nel suo complesso (+0,6%). Il terziario ha mostrato un andamento in controtendenza nella domanda di energia rispetto all'intera economia, che ha registrato un decremento dell'1,2%, e in linea con l'intensità energetica, che ha registrato un decremento dell'1,4% rispetto al 2001.

Tabella 2.3.10 - Consumi di fonti energetiche nel settore terziario. Anni 1990-2002 (ktep)

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002
Energia elettrica	3.441	4.248	4.822	5.076	5.333	5.576	5.917
Prodotti petroliferi	1.6 16	1.5 22	1.367	1.483	1.188	1.272	1.121
GPL	197	331	259	397	349	338	315
Gasolio	1.156	1.022	882	843	625	694	580
Olio combustibile	263	169	226	243	214	240	226
Gas	4.272	4.833	5.124	5.620	5.265	5.351	5.079
Carbone	20	17	10	9	8	6	1
Totale fossili	5.8 88	6.3 55	6.501	7.112	6.461	6.629	6.201
Totale usi finali*	9.3 49	10. 620	11.323	12.188	11.794	12.205	12.118

energia elettrica a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

La struttura dei consumi finali del terziario nel 2002 rispecchia quella del 2001. Le principali fonti energetiche sono l'energia elettrica ed il gas naturale, che insieme soddisfano il 90,7% della domanda di energia. È da rilevare, però, che mentre il consumo di energia elettrica ha subito un'accelerazione (+6,1% di crescita nel 2002 contro un +4,6% nel 2001), il gas naturale ha ripreso la tendenza alla riduzione dopo il dato in controtendenza del 2001, -5,1% nel 2002 rispetto al +1,6% nel 2001. Tali andamenti riprendono lo sviluppo della domanda di energia a livello di intera economia, ma in modo molto più accentuato: +6,1% del terziario contro +1,8% dell'intera economia per l'energia elettrica, -5,1% del terziario contro -1,9% per il gas naturale. L'evoluzione diversa delle due fonti energetiche nel terziario è riscontrabile anche nelle quote relative di consumo. Fino al 1999 il gas naturale era la principale fonte energetica del settore terziario, ma dal 2000 tale primato spetta all'energia elettrica e la differenza tra le due fonti si accentua (45,2% e 44,8% nel 2000, rispettivamente, per energia elettrica e gas naturale, 48,8% e 41,9% nel 2002). Il ruolo sempre più rilevante svolto dall'energia elettrica risulta ancor più evidente se si considera l'evoluzione del consumo dal 1990 al 2002. In questi anni il consumo è aumentato del 72% e per nessuna altra fonte si è assistito ad un fenomeno del genere.

Anche il consumo di prodotti petroliferi ha ripreso a decrescere dopo l'anno positivo rappresentato dal 2001: +7,1% nel 2001, -11,9% nel 2002, riducendo ulteriormente la quota relativa di consumo dei prodotti petroliferi (da 10,4% a 9,3%). La diminuzione maggiore l'ha subita il gasolio (-16,4%), che rimane comunque la fonte petrolifera principale.

Figura 2.3.7 - Alcuni indicatori del settore terziario (Numeri indice 1995=100)



Il consumo di energia elettrica nel 2002 è aumentato del 6,1% rispetto all'anno precedente (tabella 2.3.11). Tutti i settori di attività del terziario hanno presentato tassi crescenti ad eccezione del settore Comunicazione che, invece, presenta una riduzione del consumo di energia elettrica (-1,8%). Gli altri settori presentano tassi più alti dei precedenti anni: i principali rimangono i settori Commercio (+7,1%) ed Alberghi, ristoranti e bar (+4,6%). La distribuzione dei consumi è rimasta praticamente invariata (tabella 2.3.11): i servizi vendibili assorbono il 73,7% dei consumi totali, il solo settore Commercio rappresenta il 27,9% del totale, seguito da Alberghi, ristoranti e bar con il 15,5%. Il settore Commercio è l'unico che ha aumentato, anche se leggermente, la sua quota relativa di consumo. Quella degli altri settori si è ridotta.

A livello regionale l'incremento maggiore si è avuto per la Valle d'Aosta (+12,3%), seguita da Puglia (9,8%), Basilicata (9,7%), Lombardia (+8,7) e Toscana(+8,1%).

L'evoluzione positiva che ha avuto il consumo di energia elettrica nel corso del 2002 si riflette anche sugli indicatori di efficienza del settore. Infatti, come si nota dalla tabella 2.3.12, l'intensità elettrica nel 2002 ha subito una crescita più che doppia rispetto al 2001 (+5,1% nel 2002 contro un +2,3% nel 2001), che si contrappone alla riduzione subita dall'intensità energetica del settore (-1,6%).

Tabella 2.3.11 - Consumi di energia elettrica per settori di attività (GWh)

	1998	1999	2000	2001	2002
Commercio	13.797,1	14.748,7	15.362,2	16.358,5	17.519,9
Alberghi, ristoranti e bar	8.132,7	8.516,1	8.944,3	9.312,3	9.744,5
Credito e assicurazioni	2.340,3	2.410,2	2.410,9	2.440,1	2.462,7
Comunicazioni	2.751,4	2.849,2	3.114,8	3.337,1	3.277,9
Altri servizi vendibili	10.066,8	10.718,7	11.259,0	12.205,9	13.278,6
Totale servizi vendibili	37.088,3	39.242,9	41.091,2	43.653,9	46.283,6
Pubblica Amministrazione	3.234,0	3.364,1	3.453,2	3.499,8	3.603,6
Illuminazione pubblica	5.183,9	5.373,6	5.471,2	5.560,7	5.699,7
Altri servizi non vendibili	5.565,7	5.917,8	6.309,5	6.521,0	7.244,0
Totale servizi non vendibili	13.983,6	14.655,5	15.233,9	15.581,5	16.547,3
Totale	51.071,9	53.898,4	56.325,1	59.235,4	62.830,9

Fonte: GRTN

Tabella 2.3.12 - Efficienza del settore terziario

	1990	1995	1998	2000	2001	2002
Unità di lavoro (migliaia)	12.731	12.830	13.288	13.854	14.159	14.398
Valore aggiunto ai prezzi base (milioni eurolire95)	540.962	579.455	613.724	649.627	668.094	674.384
Consumo energetico per unità di lavoro (ktep)	0,735	0,828	0,853	0,851	0,862	0,842
Consumo elettrico per unità di lavoro (GWh)	2,4	3,0	3,8	4,1	4,2	4,4
Intensità energetica (tep/milioni eurolire95)	17,3	18,3	18,5	18,2	18,3	18,0
Intensità elettrica (MWh/milioni eurolire95)	56,7	66,9	83,2	86,7	88,7	93,2

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA, ENEL, GRTN, ISTAT

Anche gli indicatori ribadiscono lo sviluppo che il consumo di energia elettrica ha avuto nel periodo 1990-2002. Dalla tabella 2.3.12 si nota che il consumo elettrico per addetto ha registrato un incremento del 57,1% nel periodo 1990-2002, essenzialmente dovuto alla crescita del consumo, a fronte di un aumento del 13,1% delle unità di lavoro. Anche l'intensità elettrica ha registrato un notevole incremento (+41,9%), anche se inferiore a quello del consumo per unità di lavoro e bilanciata solo in parte dall'aumento del valore aggiunto del settore (+24,7%).

Le statistiche ufficiali non forniscono informazioni sulla distribuzione del consumo totale di energia tra i settori di attività economica del terziario. Utilizzando informazioni indirette è stato comunque possibile ottenere una stima dei consumi, che sono riportati nella tabella 2.3.13.

Come si può notare il peso relativo di ciascun settore è piuttosto stabile, anche se è possibile individuare alcune evoluzioni in atto. I settori Commercio, Comunicazione, Attività immobiliari, informatica e ricerca e Altri servizi pubblici, sociali e personali presentano tassi di crescita positivi per gli ultimi anni a discapito degli altri settori che hanno, invece, crescite negative. Il settore principale rimane Alberghi, ristoranti e bar, anche se presenta una crescita negativa, seguito da Commercio e Comunicazione.

I prezzi delle fonti energetiche impiegate nel terziario non hanno una rilevazione specifica: è pertanto difficile ottenere informazioni a tal riguardo. Esistono, comunque, informazioni indirette da varie fonti, dalle quali emerge che nel 2002 il prezzo dell'energia elettrica e del gas è in leggero calo rispetto al 2001. In tabella 2.3.14 è riportata una stima della spesa per l'energia del settore terziario.

Tabella 2.3.13 - Distribuzione dei consumi di energia nei settori di attività. Anni 1999-2002 (ktep)

	1999	2000	2001	2002
Commercio	2.055	2.088	2.150	2.184
Alberghi, ristoranti e bar	2.942	2.880	2.985	2.872
Comunicazioni	1.918	1.877	1.965	1.976
Intermediazione monetaria e finanziaria	505	485	492	478
Attività immobiliari, informatica, ricerca ed altre attività	414	435	457	490
Pubblica amministrazione e difesa	819	766	782	761
Istruzione	465	429	446	432
Sanità ed altri servizi sociali	1.252	1.173	1.208	1.163
Altri servizi pubblici, sociali e personali	1.624	1.642	1.714	1.760
Totale	11.989	11.786	12.199	12.117

Fonte: elaborazione ENEA

Tabella 2.3.14 - Spesa per l'energia del settore terziario. Anni 1999-2002 (milioni di euro reali)

	1999	2000	2001	2002
Energia elettrica	5.640	6.311	6.281	6.563
Gas naturale	2.460	2.795	2.534	2.290
Gasolio	602	551	580	496
Olio combustibile	88	95	103	95
Totale	8.790	9.752	9.499	9.445

Fonte: stime ENEA

2.4 L'AGRICOLTURA E LA PESCA

2.4.1 Quantità

Il settore agricoltura e pesca copre, secondo i dati provvisori del 2003, il 2,3% 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, tra il 2000 e il 2003, una quota compresa tra 3,8% e il 6% dei consumi del settore.

Dal 2001 i consumi energetici del settore primario si attestano, con piccole variazioni tra anno e anno, attorno ai 3.300 ktep (tabella 2.4.1).

Tabella 2.4.1 - Agricoltura e pesca. Consumi finali di energia. Anni 1999-2003 (ktep)

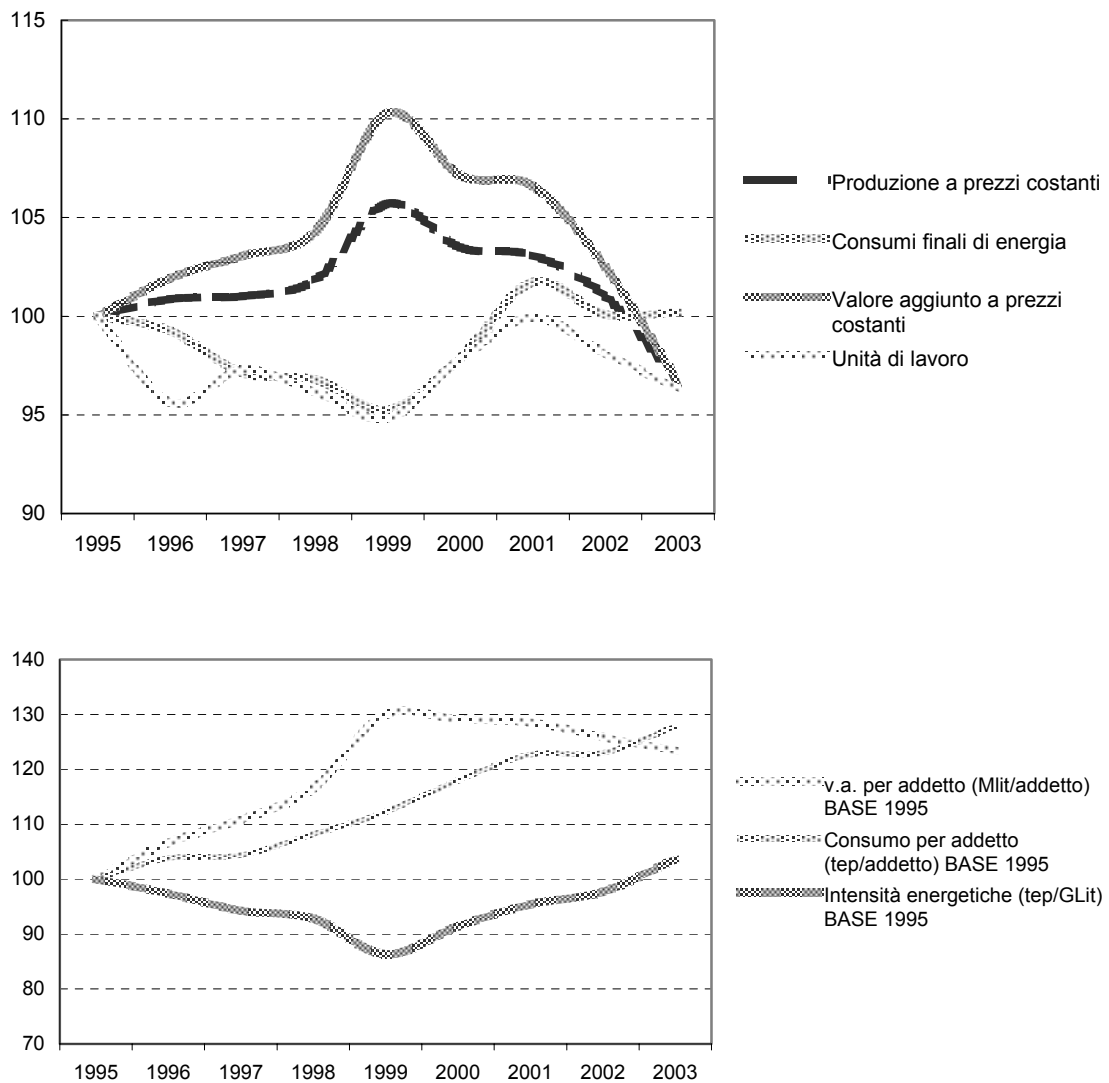
Fonti energetiche	1999		2000		2001		2002		2003	
	ktep	%	ktep	%	Ktep	%	ktep	%	Ktep	%
Gas naturale	120,2	3,8	118,0	3,7	122,9	3,7	121,3	3,7	100,0	3,0
Prodotti petroliferi	2614,2	83,3	2552,0	79,1	2644,4	78,9	2628,7	79,7	2600,0	78,8
Olio combustibile	12,7	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	nd	nd
Benzine	65,1	2,5	54,6	2,1	44,1	1,7	33,6	1,3	nd	nd
Gasolio	2457,2	94,0	2420,4	94,8	2526,6	95,5	2521,4	95,9	nd	nd
GPL	79,2	3,0	77,0	3,0	73,7	2,8	73,7	2,8	nd	nd
Altri	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	nd	nd
Biomasse	0,0	0,0	133,5	4,1	139,8	4,2	126,0	3,8	200,0	6,1
Energia elettrica	402,7	12,8	422,0	13,1	444,0	13,2	420,6	12,8	400,0	12,1
Totale	3137,1	100,0	3225,5	100,0	3351,1	100,0	3296,6	100,0	3300,0	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, in termini assoluti, il consumo di prodotti petroliferi si attesta su valori superiori ai 2.600 ktep a partire dal 2001. Il consumo di gasolio e GPL rimane sostanzialmente stabile, mentre quello di benzina evidenzia un forte *trend* discendente negli ultimi anni.

I consumi di energia elettrica raggiungono un picco massimo nel 2001 (444 ktep, pari al 13% del totale) per poi scendere al livello degli anni precedenti (421 ktep nel 2002 e 400 ktep nel 2003); i consumi di gas naturale, nel 2002, rimangono sostanzialmente stazionari, per poi calare l'anno seguente di circa il 20% (secondo i dati provvisori del 2003).

Figura 2.4.1 - 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: elaborazione ENEA su dati ISTAT e MAP

2.5 USI NON ENERGETICI DEI COMBUSTIBILI FOSSILI: IL SETTORE PETROLCHIMICO

2.5.1 Quantità

Alla fine del 2003 sono operanti in Italia cinque impianti di *steam cracking*, con una capacità produttiva complessiva di circa 2000 kt di etilene.

Nella tabella 2.5.1 sono indicati la localizzazione, l'operatore e la capacità produttiva di ciascun impianto.

Nella tabella 2.5.2 sono indicati i valori della produzione nazionale di etilene e propilene per gli anni 1990, 1995 e per il periodo dal 1999 al 2002.

I prodotti petroliferi passati in lavorazione negli impianti petrolchimici (la cosiddetta carica lorda) sono indicati nella tabella 2.5.3.

Tabella 2.5.1 - Impianti di *steam cracking* operanti in Italia al 2003

<i>Localizzazione</i>	<i>Operatore</i>	<i>Capacità produttiva (kt etilene)</i>
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 2.5.2 - Produzione di etilene e propilene in Italia (kt)

	1990	1995	1999	2000	2001	2002
Etilene	1466	1807	1648	1771	1662	1668
Propilene	760	1057	955	1009	998	1024

Fonte: *Bollettino Petroliero* - MAP

Tabella 2.5.3 - Prodotti petroliferi passati in lavorazione (carica lorda)

	1990		1995		1999		2000		2001		2002	
	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	341	3751	609	6699	531	5841	518	5698
Altri gas	191	2292	249	2988	247	2964	258	3096	198	2376	213	2556
Virgin nafta	5149	53550	4108	42724	4974	51730	5549	57710	5409	56254	5449	56670
Benzina senza Pb	1025	10763	1520	15960	922	9681	1111	11666	897	9419	1028	10795
Benzina con Pb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	887	9136	1081	11134	1291	13297	1238	12751	1074	11062	815	8394
Gasoli	1165	11883	1843	18799	1581	16126	1326	13525	1366	13933	1349	13760
Olio comb. ATZ	1425	13965	1455	14259	445	4361					115	1127
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	539	5282	821	8045	72	706	944	9250
Coke di petrolio	554	4598	366	3038	-	-	-	-	-	-	-	-
Semi lavorati	116	1160	48	480	61	610	-	-	-	-	-	-
Altri	-	-	123	528,9	51	219	39	167	46	197	190	814
Totale	10639	108743	12209	124866	11379	108021	10951	103958	10645	101053	10658	101176

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 2.5.4 sono indicati i ritorni al settore petrolifero per gli anni 1990 e 1995 e per il periodo dal 1999 al 2002.

Tabella 2.5.4 - Ritorni al settore petrolifero*

	1990		1995		1999		2000		2001		2002	
	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	436	4796	561	6171	509	5599	508	5588
Altri gas	24	288	81	972	130	1560	129	1548	87	1044	75	900
Virgin nafta	233	2423,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina senza Pb	1468	15414	1774	18627	1812	19026			1932	20286	1959	20570
Benzina con Pb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	580	5974	888	9146	939	9672	881	9075	682	7025	557	5337
Gasoli	237	2417,4	166	1693,2	253	2581	169	1724	189	1928	178	1816
Olio comb. ATZ	201	1970	67	657	-	-	-	-	-	-	-	-
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	81	794	108	1059	213	2089	224	2197
Coke di petrolio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Semilavorati	490	4900	964	9640	557	5570	29	290	60	600	136	1360
Altri	66	283,8	-	-	14	140	131	1310	127	1270	91	910
Diff. di giacenza	-4	-40	4	40	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	3678	37843	4410	45901	4222	44139	4017	41996	3802	39748	3808	39811

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 2.5.5.

Tabella 2.5.5 - Consumi e perdite

	1990		1995		1999		2000		2001		2002	
	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	46	506	13	143	66	726	54	594
Altri gas	984	11808	1001	12012	929	11148	1010	12120	870	10400	853	10197
Virgin nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina senza piombo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina con Pb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasoli	6	61	16	163	-	-	-	-	-	-	-	-
Olio comb. ATZ	1137	11143	1443	14141	456	4469			-	-	-	-
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	620	6076	952	9330	850	8330	695	6811
Coke di petrolio	463	3843	380	3154	-	-	-	-	-	-	-	-
Semilavorati	139	1390	13	130	37	370	7	70	52	520	15	150
Altri	-	-	-	-	38	380	17	170	11	110	11	110
Totale consumi	2757	28553	2879	29887	2126	23031	1999	21655	1848	20019	1627	17625
Perdite di lavorazione	214	2226	79	822	95	988	95	988	-	-	-	-
Totale prodotti petroliferi	2971	30778	2958	30708	2221	23937	1999	21544	1848	20019	1627	17625

Fonte: *Bollettino Petrolifero* - MAP

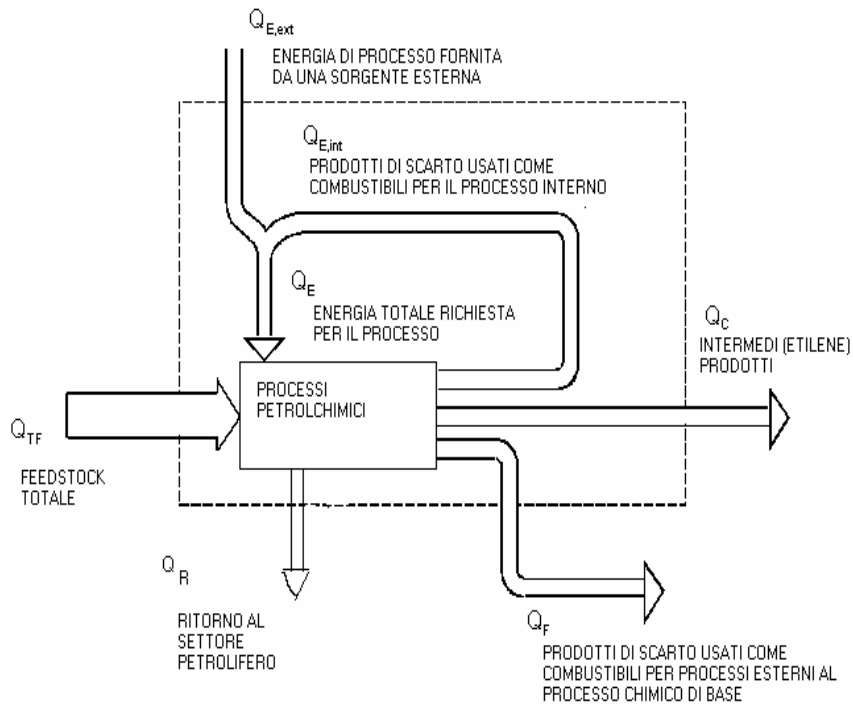
BOX – Il Settore petrolchimico

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 2.5.6 sono indicati i prezzi di alcuni combustibili per l'anno 1990 e per gli anni dal 1995 al 2001.

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 2.5.7.

Tabella 2.5.6 - 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	1.405.051	478.140	341.668	217.434	330.667	298.444
2000	1.629.059	770.709	483.349	354.761	-	-
2001	1.550.374	727.388	445.834	317.247	-	-

Fonte: *Energy, Prices and Taxes* - IEA, 2001

Tabella 2.5.7 - Processo *steamcracker*: consumo specifico di materie prime (kt) per tonnellata di etilene

Feedstock	Consumo specifico
GPL	2,4
Virgin Nafta	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

Nel settore delle fonti energetiche primarie (petrolio e gas naturale), tra i fattori che più persistentemente continuano a determinare distorsioni e ritardi, figurano:

- frammentazione del sistema produttivo;
- ritardi nella spesa per infrastrutture;
- pochezza degli investimenti in R&S e nella formazione;
- ritardi nell’adeguamento della regolamentazione dei fattori produttivi e dei mercati dei prodotti;
- ritardi e contraddizioni nel processo di liberalizzazione e di acquisizione di competitività (caratteristica, quest’ultima, che accomuna con la nota eccezione dell’Inghilterra i maggiori Paesi dell’UE).

Come già osservato nel capitolo 2 di questo Rapporto, a fine 2003 il PIL è aumentato, in termini reali, dello 0,3% sull’anno precedente. Il consumo interno lordo di energia ha raggiunto 192,9 Mtep, in progresso del 2,9% rispetto al 2002 (Capitolo 2, tabella 2.1).

L’Autorità per l’energia elettrica ed il gas (AEEG) fa osservare che il 2003 ha rappresentato¹ un anno anomalo, durante il quale una bassa crescita economica si è accompagnata ad un incremento dei consumi di energia relativamente elevato.

Nel 2003, la fattura energetica complessiva è aumentata per circa 104 milioni di euro rispetto al 2002. Nello stesso tempo, la fattura petrolifera ha evidenziato una lieve contrazione, dovuta all’apprezzamento della valuta europea, che ha neutralizzato gli effetti del rialzo delle quotazioni di greggio, espresse in dollari (Capitolo 2, tabella I3 del Box “Bolletta energetica e conti economici nazionali”).

3.1.1 Esplorazione e produzione

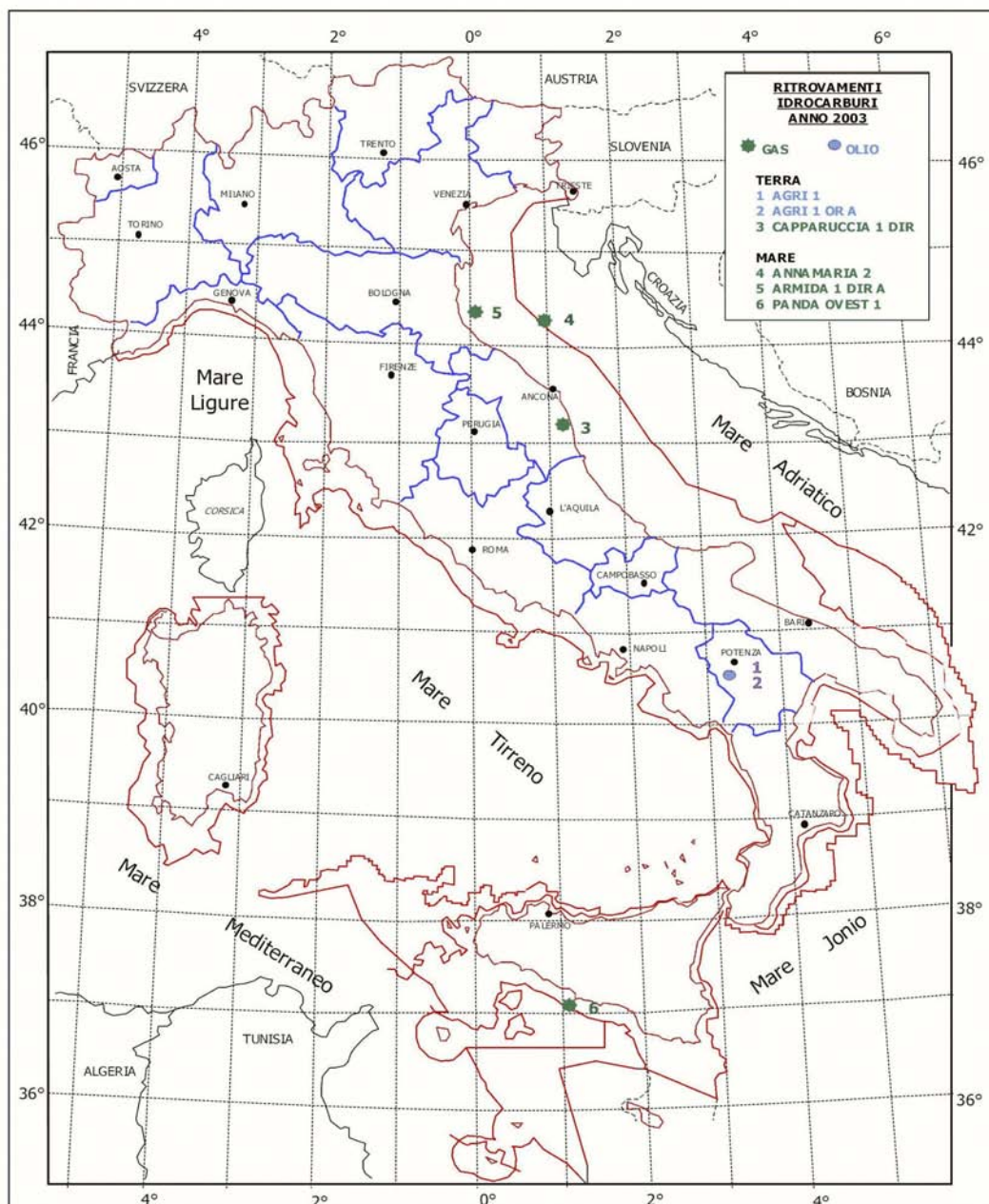
L’attività di prospezione e ricerca di idrocarburi nel 2003 è stata caratterizzata da una sporadica attività sismica, esercitata solo a terra per 68 km e 59 giorni uomo/squadra e dalla perforazione di 10 pozzi a scopo esplorativo, della profondità media di 2.919 m. Nel quadro generale della contrazione delle attività estrattive già segnalata lo scorso anno, la crisi dell’attività di esplorazione è un segnale preoccupante per le prospettive dell’industria energetica nazionale, in quanto essa rappresenta un esercizio conoscitivo fondamentale per l’alimentazione del processo di ricostruzione delle risorse e della loro promozione a riserve e, al tempo stesso, è caratterizzata da investimenti a più alto grado di rischio minerario rispetto alle altre attività del settore estrattivo.

Sono stati eseguiti anche 30 pozzi a scopo di sviluppo, per complessivi 65.500 metri perforati. Lo sviluppo dei campi già scoperti ha, quindi, fatto registrare un ampliamento, sia pure contenuto, delle attività rispetto al 2002 (22 pozzi).

I ritrovamenti di idrocarburi ricadono in aree già note, ad eccezione della zona marina G in cui l’attività di esplorazione, rivolta verso obiettivi a gas, ha messo in evidenza prospettive promettenti al breve-medio termine. Si può fare osservare che gli Operatori, nella attuale situazione di crisi del settore, manifestano la tendenza ad effettuare investimenti soltanto su prospetti minerari altamente affidabili e, a conferma di tale orientamento si può notare che le attività avviate nel 2003 sono state spesso soltanto quelle già previste negli anni precedenti e ritardate per difficoltà operative e/o organizzative (figura 3.1.1).

¹ AEEG, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull’attività svolta*, 2004 (pag. 63).

Figura 3.1.1 - Ritrovamenti di idrocarburi. Anno 2003



Fonte: MAP

Al 31 dicembre 2003 risultavano vigenti sul territorio nazionale 103 permessi di ricerca (69 in terraferma e 34 in mare), per complessivi 43.400 km² circa (27.000 km² in terraferma e 16.000 km² in mare), e 209 concessioni di coltivazione (140 in terraferma e 69 in mare), per complessivi 19.700 km² circa (10.000 km² in terraferma e 9.700 km² in mare).

Le Regioni maggiormente impegnate dai titoli di ricerca e di coltivazione sono Emilia Romagna, Lombardia, Abruzzo, Lazio, Basilicata, Piemonte, Sicilia, Marche e Puglia (complessivamente, il 93% della superficie impegnata in terraferma). Per quanto riguarda l'*off-shore*, le zone marine A e B del Mare Adriatico ospitano il 10% circa dei permessi di ricerca, contro il 78% circa delle concessioni di coltivazione (tabella 3.1.1).

Tabella 3.1.1 - Petrolio: consuntivo produzione. Anni 2002-2003 (kt)

Regione/ Zona	Anno 2003	Anno 2002	Variazione % 2003/2002
Basilicata	3.263	2.638	24
Emilia Romagna	52	51	2
Lombardia	13	116	-89
Molise	34	35	-3
Piemonte	440	844	-48
Sicilia	736	789	-7
TOTALE Terra	4.538	4.473	1
Zona B	381	338	13
Zona C	332	348	-5
Zona F	289	339	-15
TOTALE Mare	1.002	1.025	-2
TOTALE Generale	5.540	5.498	1

Fonte: MAP

Rispetto al 2002 i titoli minerari sono diminuiti di 33 unità, pari a circa il 10% mentre, se si trasla il termine di riferimento al 1998 – l’anno di entrata in vigore della disciplina di *licencing* di cui al decreto legislativo n. 625/96 – il 2003 fa registrare un decremento del numero dei titoli di circa il 33% in terraferma e di circa il 16% in mare. Nello stesso arco di tempo (1998-2003), la superficie complessivamente impegnata dai titoli si è ridotta di circa il 38%, a conferma dello stato di crisi del settore.

Pure in tale contesto di dati non esaltanti, 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 euro².

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 continua a non presentarsi 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, sembra prevalere la scelta dell’integrazione per *merger* tra compagnie o per acquisizione del loro *portfolio*³.

Se poi si considera che le aree marine ricadenti sotto la giurisdizione nazionale ed aperte alle attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi hanno una superficie complessiva di 166.145 km², si ricava che i titoli *off-shore* vigenti al 31 dicembre 2003 vincolano soltanto il 15,5% circa di tale area, mentre in terraferma l’impegno è ancora più basso, il 12% circa (di cui l’8,9% per 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 è motivo ricorrente di recriminazioni e buoni propositi, con la frequenza annuale dei consuntivi di bilancio delle attività industriali e della Pubblica Amministrazione e delle rituali analisi di settore.

² Fonte: Assomineraria, ottobre 2003.

³ Le compagnie condotte da investitori finanziari, invece che da operatori industriali, vedono nelle fusioni la via più efficace alla crescita e, 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, giugno 2003.

È difficile, infatti, conciliare il modesto repertorio delle attività di esplorazione e produzione che si svolgono attualmente in Italia con il quadro strutturale ed il contesto storico-istituzionale del Paese.

Sotto l'aspetto strutturale, il Paese si presenta politicamente stabile, con una fiscalità favorevole alla ricerca ed alla produzione, e con una rete di infrastrutture (*pipeline*, stoccaggio, raffinerie) diffuse, anche se da razionalizzare e regolare nel contesto del processo di liberalizzazione del mercato nazionale ed europeo.

Il quadro istituzionale, anche se non è ancora superato il travaglio normativo innescato dal processo di *devolution* di cui alla legge n. 443 del 1999, poggia sul principio della connotazione "pubblica" delle risorse minerarie, che costituiscono patrimonio indisponibile dello Stato. Questo è attrezzato con una legislazione mineraria nazionale, edificata in un arco di vari decenni, con la consapevolezza della dipendenza energetica che penalizza l'economia del Paese e con la costante determinazione istituzionale di creare un sistema di fiscalità, garanzie, tutele e incentivi distintamente favorevole agli investimenti nazionali ed internazionali nella prospezione, nella ricerca e nella produzione di idrocarburi⁴ e, in generale, all'esercizio dei titoli minerari anche nella specie di ultima e recente definizione, gli stoccaggi di gas naturale.

È vistosamente contraddittorio dover constatare che, per quanto riguarda la produzione, il 2003 ha fatto registrare 5,540 milioni di tonnellate di greggio (pari a circa 110.000 barili/giorno) e 13,996 miliardi m³ standard di gas naturale, rispettivamente un aumento dell'1% per il petrolio e una diminuzione del 6% per il gas naturale rispetto all'anno precedente (tabella 3.1.2).

⁴ G.Bonati: "La favorevole legislazione italiana per le Compagnie petrolifere"- Atti del Workshop OMC (*Off-shore Mediterranean Conference*), Ravenna (2 aprile 2004).

Il *Workshop OMC* è stato l'occasione per la esposizione da parte delle grandi compagnie internazionali del punto di vista industriale sulla valorizzazione delle risorse note del Paese e sulle strategie praticabili per la ricostruzione del potenziale di riserve (ricerca di frontiera, tecnologie innovative, semplificazione e unificazione dei percorsi amministrativi, contrazione del *time to market* e razionalizzazione del processo al "consenso" tra Stato e Regioni nell'ambito della *devolution* di cui alla modifica del Titolo 5 della Costituzione ed alla legge n. 4 43/99 ecc.).

Tabella 3.1.2 - Produzione di idrocarburi. Serie ventennale 1984-2003

ANNO	Gas naturale (milioni m ³ standard)			Petrolio (kt)			Gasolina (kt)		
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale
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
2003	2.676	11.320	13.996	4.538	1.002	5.540	25	5	30

Fonte: MAP

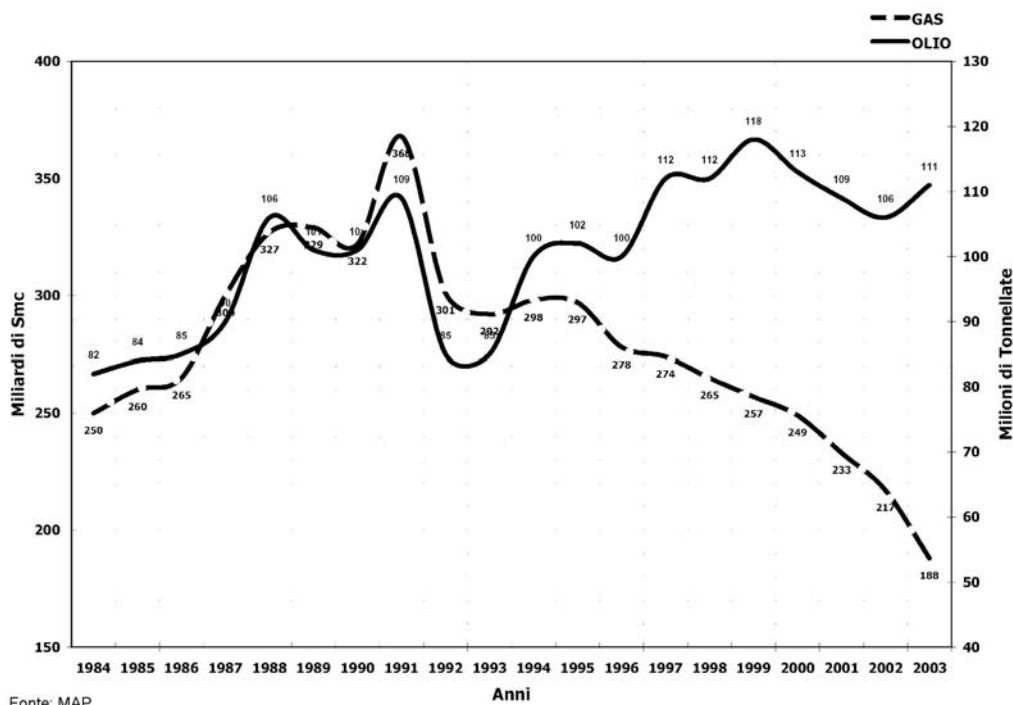
Il modesto incremento della produzione di petrolio è da attribuire al fatto che la progressiva entrata a regime della produzione dei giacimenti della Val d'Agri ha contribuito prevalentemente a compensare il declino degli altri campi più antichi. D'altra parte, si è ancora in attesa di avviare le attività di sviluppo delle riserve rinvenute in Basilicata nella Valle del Sauro e Val Calastra (giacimento di Tempa Rossa), dalle quali si attende un ulteriore significativo contributo alla produzione nazionale.

I forti ritardi operativi del progetto Tempa Rossa derivano dai tempi impiegati dall'Amministrazione regionale per l'espletamento delle procedure di propria competenza relativamente alla valutazione d'impatto ambientale, in connessione con la rituale gesticolazione e la problematica politico-sociale che abitualmente si generano intorno alla istituzione di un parco naturale, in particolare il Parco nazionale della Basilicata da insediare e perimetrare in quelle valli.

Nel 2003 le prime regioni produttive di greggio risultano essere la Basilicata, la Sicilia, il Piemonte e l'Emilia Romagna. L'82% della produzione di greggio è insediato in terraferma, mentre la restante produzione è ripartita tra le zone marine B, C ed F.

Il volume complessivo di riserve recuperabili di petrolio non ha presentato sensibili variazioni nel 2003, rimanendo attestato intorno ad un valore stimato di 110 milioni di tonnellate, la maggior parte del quale ricade in terraferma (figura 3.1.2).

Figura 3.1.2 - Riserve. Anni 1984-2003



3.1.2 Importazione ed esportazione

Il russo *Ural* è stato il greggio più importato in Italia anche nel 2003; esso rappresenta quasi il 20% (oltre 15 milioni di tonnellate) di tutto il greggio importato in conto proprio, seguito dall'*Iranian Heavy* (8,47 milioni di tonnellate) e dal saudita *Arabian Light* (6,88 milioni di tonnellate) che ha superato il libico *Bu Attifel* (6,04 milioni di tonnellate).

Da segnalare il piazzamento in sesta posizione dell'*Azeri Light*, un greggio proveniente dall'Azerbaijan, una delle repubbliche ex-sovietiche del Caucaso.

La Libia, con un ventaglio di ben 7 tipi di greggio e un totale di più di 20 milioni di tonnellate, è il primo Paese fornitore.

Nel 2003 si è importato greggio da 19 Paesi, con una varietà di ben 60 qualità. Risultano in calo le importazioni da Siria ed Egitto; per la prima volta la Guinea Equatoriale figura tra i primi 25 esportatori.

La quantità totale di greggio importata nel corso del 2003 è stata di 84,3 milioni di tonnellate (+4,1% rispetto al 2002), di cui 80,4 milioni di tonnellate importati in "conto proprio" (+6,1%) e 3 milioni per conto di committenti esteri (-25%) (tabelle 3.1.3 e 3.1.4).

Tabella 3.1.3 - Italia: approvvigionamento petrolifero. Anni 1985-2003 (Mt)

	1985	1990	1995	2000	2001	2002	2003(*)
Importazioni di greggio	63,4	74,7	73,6	83,7	81,0	81,0	84,3
– di cui conto proprio	56,8	63,1	70,4	77,1	77,2	75,8	80,4
– di cui conto committenti esteri	6,6	11,6	3,2	6,6	5,6	5,2	3,9
Importazioni di semilavorati	10,5	12,1	8,6	6,6	8,2	8,8	7,4
Importazioni di prodotti finiti (*)	19,7	23,5	25,1	21,4	18,6	19,0	18,6
Nazionalizzazioni (*)	5,0	6,3	1,2	3,3	3,1	3,8	3,0

(*) Dati provvisori.

(*) Dall'anno 1999 comprendono le importazioni di Combustibili a Basso Costo (emulsioni di greggi pesanti ad alto tenore di zolfo).

(*) Prodotti ottenuti da lavorazioni in conto committente estero.

Fonte: Ministero delle Attività Produttive e Istat

Tabella 3.1.4 - Italia: il bilancio petrolifero. Anno 2003 (kt)

DISPONIBILITÀ		UTILIZZO	
Greggio nazionale e condensati da gas	5.570	Consumi	92.506
Importazione di greggio (*)	84.337	Esportazione (*)	22.611
Importazione di semilavorati	7.352	A scorte	736
Importazione di prodotti finiti	18.594		
Totale	115.853	Totale	115.853

(*) Dati provvisori.

(*) Comprende le importazioni di greggio per conto committente estero.

(*) Comprendono le riesportazioni di prodotti ottenuti da lavorazioni greggio in regime di temporanea importazione conto committente estero.

Fonte: Unione Petroliera su dati Ministero delle Attività Produttive e ISTAT

La disaggregazione dei flussi di importazione di greggio per aree di provenienza consente ulteriori considerazioni (tabella 3.1.5):

- consolidamento della quota di importazione complessiva dai Paesi dell'Africa (Libia, Algeria, Egitto, Nigeria), che si attesta al 37,4% del totale delle nostre importazioni (38,1% nel 2002);
- aumento del flusso di importazione dal Medio Oriente (Arabia Saudita, Iran, Iraq, Siria): 31,9% nel 2003, +4,7% rispetto al 2002.
- sensibile aumento degli arrivi dall'area dell'ex Unione Sovietica, con quasi 21 milioni di tonnellate, pari al 24,8% del totale delle importazioni (22,7% nel 2002);
- sensibile declino dei volumi delle forniture dal Mare del Nord, che si sono attestati intorno al 5,7% del totale delle importazioni (7,1% nel 2002).

Tabella 3.1.5 - Italia: le importazioni di petrolio greggio. Anni 2002-2003 (kt)

	2002		2003	
	Quantità	%	Quantità	%
Arabia Saudita	8.457	10,4	10.564	12,5
Iran	9.376	11,6	9.913	11,8
Iraq	2722	3,4	3.456	4,1
Kuwait	55	0,1	-	-
Siria	5.037	6,2	2.998	3,6
TOTALE MEDIO ORIENTE	25.647	31,7	26.931	31,9
Algeria	2.591	3,2	3.465	4,1
Angola	1.578	2,0	814	1,0
Camerun	1.280	1,6	974	1,2
Congo	161	0,2	-	-
Costa D'Avorio	-	-	92	0,1
Egitto	3.384	4,2	1.568	1,9
Guinea Equatoriale	259	0,3	800	0,9
Libia	20.088	24,8	21.947	26,0
Nigeria	1.318	1,6	1.717	2,0
Tunisia	309	0,4	143	0,2
TOTALE AFRICA	30.968	38,3	31.520	37,4
Russia	15.956	19,7	17.510	20,8
Kazakhstan	495	0,6	571	0,7
Azerbaijan	1.941	2,4	2.825	3,3
TOTALE EX URSS	18.392	22,7	20.906	24,8
Norvegia	5.409	6,7	4.692	5,6
Regno Unito	338	0,4	74	0,1
TOTALE EUROPA	5.747	7,1	4.766	5,7
Messico	80	0,1	-	-
Venezuela	31	0,0	214	0,3
Brasile	89	0,1	-	-
TOTALE AMERICA LATINA	200	0,2	214	0,3
Totale	80.954	100,0	84.337	100,0
- di cui: OPEC	44.638	55,1	51.276	60,8

Fonte: Unione Petrolifera

All'aumento nelle importazioni di greggio corrisponde una sensibile flessione nel volume di importazioni di semilavorati, che si è portato a 7,4 milioni di tonnellate (-6,6% rispetto al 2002) e di prodotti finiti, pari a 18,6 milioni di tonnellate (-2,2% rispetto al 2002).

Anche le importazioni di emulsioni di greggio pesante ad alto tenore di zolfo (*Orimulsion*, di provenienza venezuelana), per un ammontare di circa 2,0 milioni di tonnellate, hanno registrato una forte riduzione rispetto all'anno precedente (-18,1%).

L'Italia nel 2003 ha esportato semilavorati e prodotti finiti per 22,6 milioni di tonnellate (+5,4% rispetto al 2000 (tabella 3.1.6)).

I dati relativi ai primi tre mesi del 2004⁵ evidenziano che le importazioni di greggio in conto proprio sono complessivamente aumentate di più del 2% rispetto allo stesso periodo del 2003. La distribuzione delle provenienze riflette i mutamenti intervenuti nel frattempo nell'impiego delle capacità produttive a livello mondiale. L'area del Medio Oriente registra una forte contrazione rispetto al 2003 (-10,6%), mentre gli arrivi dalla Russia e dall'area ex-sovietica aumentano fino al 40%. Anche le importazioni dall'Africa sono in aumento (+4,3%).

⁵ *Notizie Petrolifere*, a cura dell'Unione Petrolifera (giugno 2004).

Tabella 3.1.6 - Italia: le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati. Anni 2002-2003 (kt)

	2002		2003 (*)	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	1.590	5,7	1.389	5,4
Benzine	572	2,1	424	1,6
– di cui senza piombo	572	2,1	424	1,6
Virgin naphta	1.629	5,9	1.002	3,9
Carboturbo e petrolio	198	0,7	187	0,7
Gasolio	1.060	3,8	705	2,7
Olio combustibile	8.819	31,7	8.537	32,9
– di cui Atz	1.840	6,6	986	3,8
– di cui Btz	6.979	25,1	7.551	29,1
Lubrificanti	146	0,5	173	0,7
Bitume	50	0,2	37	0,1
Altri (•)	4.940	17,8	6.140	23,7
Totale prodotti (▲)	19.004	68,4	18.594	71,7
Semilavorati	8.776	31,6	7.352	28,3
Totale prodotti e semilavorati	27.780	100,0	25.946	100,0

(*) Dati provvisori.

(•) Comprendono le importazioni di Combustibili a Basso Costo (emulsioni di greggi pesanti ad alto tenore di zolfo) e di Coke di petrolio.

(▲) Sono comprese le importazioni del settore petrolchimico.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero delle Attività Produttive e ISTAT

Di rilievo, tenendo però conto della limitata estensione temporale delle rilevazioni (primo trimestre 2004) e della loro scarsa incidenza (1,6-1,7%) nel quadro complessivo del flusso di importazioni, appare l'impennata delle importazioni dal Kazakhstan (+137%) e la caduta dell'apporto della Norvegia (-66%).

Per quanto riguarda i prodotti petroliferi e i semilavorati, il primo trimestre 2004 fa registrare per i primi un volume di importazione pari a 2,4 milioni di tonnellate (in diminuzione del 12,4% rispetto allo stesso periodo del 2003) e, per i secondi, una ancor più drastica riduzione (-34,4%).

Nello stesso arco di tempo, l'esportazione complessiva di prodotti finiti mostra un leggero aumento dello 0,8% (benzine -7,1%, olio combustibile -13,5%, gasoli +6,5%, altri prodotti +7,1%), mentre per i semilavorati l'aumento è del 44,1%.

3.1.3 Prezzi

I beni energetici sono rincarati nel 2003 del 7% sui dodici mesi nella media dell'anno del primo trimestre, in connessione con l'aumento del prezzo del petrolio, che ha subito un aumento anche più sostenuto (oltre il 15% per la qualità *Brent*) e delle imposte in alcuni Paesi dell'UE⁶. Nonostante l'aumento delle quotazioni del petrolio, i disavanzi nei confronti dei Paesi dell'OPEC e della Russia sono aumentati di poco, rimanendo sostanzialmente stabili rispetto al 2002 (rispettivamente allo 0,4 e allo 0,3% del Pil), grazie all'aumento delle esportazioni italiane verso questi Paesi⁷, oltre che in ragione del rapporto euro/dollaro.

In relazione alla dinamica dei prezzi dei beni energetici, usualmente più concitata di altri settori del mercato interno, va riferita una osservazione che la Banca d'Italia svolge in relazione ai risultati di una recente indagine sull'andamento dei prezzi al consumo dei prodotti inclusi nel paniere dell'indice NIC⁸ nel periodo gennaio 1996-dicembre 2003. Sono state analizzate 750.000 quotazioni elementari riferite a 50 prodotti di largo consumo, traendone la conclusione che i prezzi rimangono invariati in media per circa nove mesi.

⁶ Rel. Banca d'Italia, op.cit. (pag. 168 e 170).

⁷ Rel. Banca d'Italia, op. cit. (pag. 189).

⁸ Indice Nazionale dei Prezzi al Consumo per l'intera comunità.

All'interno di questo risultato complessivo si riscontra, però, una forte eterogeneità di comportamenti: ad un estremo si trovano i prezzi dei beni energetici (insieme agli "alimentari freschi"), che mostrano la tendenza a cambiare con frequenza mensile; all'altro estremo, si collocano quelli dei servizi e dei beni non-energetici e non-alimentari, che rimangono immutati per oltre un anno.

All'origine del divario non vi è verosimilmente un'unica causa. Nella percezione dei consumatori l'effettivo impatto di ciascuna variazione sulla spesa complessiva si riflette in maniera asimmetrica e può essere influenzato dalla maggiore o minore frequenza di un acquisto associata al suo costo unitario. È sempre più avvertita l'esigenza di studiare la particolare asimmetria nella flessibilità dei prezzi dei prodotti petroliferi alle oscillazioni delle quotazioni della materia prima, sugli aspetti strutturali del fenomeno di *isteresi* che la caratterizza e sulla possibile acquisizione di una capacità di previsione. Questa potrebbe concorrere ad anticipare le percezioni dei consumatori e sdrammatizzarle con robusti strumenti di trasparenza.

Il quadro geopolitico

Il 2004 è un anno drammatico per il petrolio, che si è mosso in parallelo alla scansione degli attentati, rivolti soprattutto a colpire obiettivi in cui siano coinvolte le compagnie straniere - impianti, oleodotti, terminali - per erodere quel sentimento di sicurezza e di stabilità necessarie all'attività economica.

Le quotazioni hanno così raggiunto livelli stratosferici in una situazione del tutto anomala rispetto alle esperienze del passato e nonostante la buona volontà a cooperare dei produttori con i consumatori. Ma anche l'OPEC sta diventando ininfluente per mancanza di adeguata capacità di riserva.

Oggi almeno il 20% del prezzo petrolifero non ha nulla a che fare con i fondamentali dell'offerta e della domanda, dato che il petrolio è abbondante; il problema è semmai come portarlo sui mercati, a causa dei continui sabotaggi ad impianti ed oleodotti, oltre che a causa delle modifiche in corso nella struttura della flotta petrolifera mondiale. Sulla Borsa dei *futures* infatti pesa una combinazione di timori di attentati, speculazione finanziaria e mancanza di capacità di raffinazione negli USA.

Più che di petrolio, i mercati sono "ansiosi di solidarietà e certezza", mentre negli ultimi mesi sono diventati terra di scorribande degli speculatori che hanno approfittato del clima psicologico per aumentare le proprie posizioni nei contratti a lungo termine dei *futures* e delle opzioni, provocando una "bolla speculativa" che ha toccato livelli senza precedenti.

Sul prezzo del barile, che in base all'evoluzione reale della domanda e dell'offerta dovrebbe aggirarsi tra i 30 e i 35 dollari, è stato caricato un "premio rischio" che gli speculatori hanno fatto e fanno variare di giorno in giorno, con punte fino al 25%, legandolo ad accadimenti nei Paesi produttori: agli scontri religiosi in Nigeria, alle tensioni politiche in Venezuela, alla crisi irachena, agli altalenanti sviluppi dell'"affare Yukos", agli attentati in Algeria e in Arabia Saudita, ai tifoni nel Golfo del Messico, che hanno bloccato gli impianti di lavorazione del greggio.

Il recente "Rapporto sulla stabilità finanziaria globale" del FMI ha infatti sottolineato il crescente coinvolgimento delle banche di investimento e *hedge funds* nella commercializzazione dei prodotti energetici, soprattutto attraverso il mercato dei derivati, operazioni indiziate di aver accentuato il movimento al rialzo dei prezzi del greggio.

Ai fattori geopolitici ed alla speculazione si sono aggiunti l'inadeguata capacità di raffinazione e i bassi *stock* strategici americani, anche se dopo l'11 settembre Washington si è impegnata ad aumentarli.

Il problema cruciale del petrolio disponibile è però quello di riuscire a trasformarlo rapidamente in carburante. Negli ultimi venti anni è stata trascurata in USA la costruzione delle raffinerie, che sono passate da 301 a 153 perché considerate storicamente dalle compagnie "poco redditizie, a fronte di restrizioni ambientali sempre più rigide". Il risultato di questa inadeguatezza è che oggi gli Stati Uniti importano più del 10% della benzina soprattutto da Europa e Sud America. La situazione geopolitica però sta cambiando: il Venezuela ad esempio, che è il principale fornitore di benzine degli USA, dopo il braccio di ferro avviato dal presidente Chavez con la compagnia petrolifera di Stato Petróleos de Venezuela (Pdvs), per mancanza di investimenti non riesce a produrre più di 2,5 milioni di barili al giorno, rispetto ai 3 della sua quota OPEC.

Nel 2003 la produzione globale è aumentata, ma la domanda ha dimostrato di avere un ritmo ancora più sostenuto. A condizionare il mercato petrolifero è soprattutto l'impressionante aumento della domanda di nuovi colossi economici, come Cina, India e Corea del Sud che, nella prima metà dell'anno, si sono improvvisamente affacciati sulla scena mondiale.

Nonostante l'ottimismo dei G-10 e G-8, la volatilità del mercato energetico è diventata l'incombente minaccia a quello che appare un positivo *outlook* sull'evoluzione economica mondiale.

Oggi i Paesi industrializzati sono molto meno dipendenti dall'*import* di greggio di quanto lo fossero al tempo delle crisi petrolifere degli anni Settanta, ma i prezzi eccessivi possono colpire un'economia per altre vie.

Inoltre, anche se negli ultimi trenta anni i Paesi industrializzati sono diventati più efficienti sul piano energetico, il petrolio e il gas naturale restano critici per settori chiave come il trasporto, il petrolchimico ed alcune attività manifatturiere.

Fuori dell'OPEC, la produzione del mare del Nord sta lentamente esaurendosi, la Russia e il Mar Caspio rappresentano la seconda regione petrolifera al mondo per importanza, ma non si può ignorare (sia pure facendo le dovute distinzioni fra le due aree) la scarsa efficienza dei loro impianti di produzione, la inadeguata capacità ed il precario stato di manutenzione dei loro oleodotti, terminali e porti, insieme al fatto che si tratta di risorse energetiche molto più costose da estrarre e di qualità inferiore a quelle del Golfo.

Poi c'è la vulnerabilità. La tragedia nell'Ossetia del Nord che ha sconvolto la Russia, ha dimostrato quanto ormai siano estesi i tentacoli del terrorismo nella regione caucasica. E come siano poco controllabili, frantumate da fortissime vocazioni nazionaliste, le Repubbliche ex-sovietiche in cui si produce o transita il petrolio, dove gli USA hanno convogliato enormi investimenti e la Russia continua a mantenere una forte presenza militare.

La crescita russa quest'anno supera il 7%, soprattutto grazie al massiccio *export* petrolifero, ma la Russia sta attraversando una fase di assestamento che cerca di ricondurre sotto il controllo centrale non solo l'apparato politico ma anche le risorse energetiche, dissennatamente privatizzate durante gli anni Novanta.

Per un insieme di fattori - qualità, facilità di estrazione, vicinanza ai mercati occidentali - la produzione della regione del Golfo, nonostante la sua turbolenza, resta cruciale per l'Occidente.

È quindi sempre latente il rischio di un nuovo *oil shock*? La risposta è difficile perché il petrolio è una variabile incontrollabile. Se non si blocca l'incognita rappresentata da Cina e India, due giganti che consumano e producono quantità trascurabili di greggio e gas naturale, i prezzi alti potrebbero diventare la norma a causa dei cambiamenti strutturali in atto nel mercato, e cioè dipendere oltre che dalle incertezze geopolitiche dall'aumento della domanda in Asia.

Il più recente rapporto dell'AIE, che ha aumentato per il 2004 di 240.000 barili al giorno le stime del consumo petrolifero mondiale, portandole a 82,4 milioni di barili al giorno (il 3,4% in più rispetto al 2003), ha però previsto per il prossimo anno una diminuzione dei consumi della Cina. La recente stretta creditizia decisa da Pechino, la prima di una serie, dovrebbe infatti avere un effetto ribassista sulle materie prime.

La sua domanda, principale responsabile della fiammata, crescerà nel 2004 a 6,3 mbg (+14,6%, dopo il balzo dell'11% nel 2003), ma nel 2005 dovrebbero cominciare a fare effetto il rallentamento economico globale causato dai prezzi eccessivi e le misure di risparmio energetico introdotte da Pechino. Di conseguenza, il ritmo di crescita della domanda cinese dovrebbe contrarsi al 5,6%, provocando anche la diminuzione della domanda petrolifera mondiale.

Il petrolio disponibile è oggi legato ai costi di estrazione. Inoltre, tra i geologi sta serpeggiando il dubbio che le statistiche sulle riserve delle grandi compagnie e dei maggiori produttori OPEC *siano state sovrastimate*.

L'Occidente si sta impegnando da tempo ad accelerare il suo affrancamento strategico con lo sviluppo delle fonti alternative, soprattutto dell'eolico, del solare, del nucleare e dell'economia dell'idrogeno.

In tempi normali la domanda di petrolio potrebbe essere alleviata dalle nuove esplorazioni in Alaska, Mar Caspio, Siberia, Guinea, Angola (tutte le rotte sono però oggi insidiate dal terrorismo) e questo confonde ogni opzione. Inoltre, le compagnie internazionali affermano di cominciare ad incontrare grandi difficoltà nel trovare significativi giacimenti fuori dell'OPEC. Dal 2000, le nuove scoperte sono diminuite del 40% (l'ultima importante è stata il giacimento di *Kashagan* in Kazakistan).

I cambiamenti geopolitici in atto non potranno non avere un'eccezionale influenza sul futuro politico ed economico del mondo, perché basta un avvenimento a condizionare positivamente o negativamente il mercato.

Il passaggio dei poteri sovrani all'Iraq, ad esempio, è servito a far scendere i prezzi di qualche dollaro e adesso l'Occidente si preoccupa di fornire aiuti per assicurare la stabilità del Paese e della sua produzione petrolifera, che è tornata quasi al livello prebellico di 1,7-1,8 mbg, ma resta in balia dei continui attentati che bloccano per giorni le linee di esportazione.

Agli ultimi G-10 e G-8, sia a livello di *leader* che di ministri finanziari, i Grandi hanno dato la loro pronta disponibilità a cancellare buona parte del debito dell'Iraq mentre per quanto riguarda i Paesi più poveri, nonostante una concreta iniziativa inglese, non hanno trovato un accordo su come finanziare i loro debiti e si è ripetuto lo stanco rituale dell'ennesimo rinvio (dal 1974 in Africa il reddito pro capite è diminuito di \$ 200 l'anno). Le *Ong* - organizzazioni non governative - non hanno mancato di rimarcare la differenza del trattamento riservato dai Grandi all'Africa (la cancellazione del solo 50% del debito iracheno è pari a 25 volte l'ammontare necessario per finanziare l'iniziativa *HIPC* per tutti i 42 Paesi più poveri del mondo, di cui 34 africani). Ma proprio nell'Africa abbandonata si stanno ingrossando le file fondamentaliste: in Somalia, in Sudan, in Kenya, Guinea, Nigeria, si impadroniscono per finanziarsi delle risorse diamantifere della Sierra Leone, si infiltrano, attraverso la Liberia, nei Paesi della Riva Sud del Mediterraneo che producono energia o dove transitano le *pipeline*.

Allora diventa strategico anche l'aiuto allo sviluppo perché il terrorismo ha dimostrato che non può essere sconfitto solo militarmente, ma occorre eliminare l'oppressione, la miseria, la fame, le malattie che lo alimentano.

3.1.3.1 Prezzi del greggio

L'indice dei prezzi in dollari del petrolio fa registrare nel 2003 un aumento del 15,8% rispetto al 2002: la media delle principali qualità (Dubai, Brent, WTI) ha sfiorato nella media 2003 i 29 dollari al barile, quasi 4 dollari in più rispetto all'anno precedente (tabella 3.1.7).

Ai forti rincari del primo trimestre 2003, fino a oltre 34 dollari/barile nella prima metà di marzo, hanno contribuito le incertezze relative all'evoluzione della crisi in Iraq. Alla successiva caduta delle quotazioni, a 25,5 dollari/barile in aprile, è seguita per tutta l'estate 2003 una lunga oscillazione, fino a quando, alla fine di settembre, i prezzi hanno ripreso ad aumentare in modo continuativo sotto la spinta della ripresa dell'attività economica mondiale e del persistere delle tensioni in Medio Oriente.

Ulteriori aumenti si sono avuti nei primi mesi del 2004, fino a raggiungere i 34 dollari al barile nel mese di marzo, in corrispondenza dell'annuncio della decisione dell'OPEC di ridurre il tetto produttivo dell'Organizzazione a partire dal 1° aprile.

L'ultima settimana di maggio ha visto le quotazioni (media dei tre greggi di riferimento) collocarsi a 38,5 dollari al barile. Dai contratti *futures* quotati al Nymex sulla qualità WTI a fine maggio potrebbe trarsi l'indicazione di una graduale discesa dei prezzi dagli attuali 41 dollari fino a sotto i 38 dollari/barile all'inizio del 2005 (Relazione Banca d'Italia, pag. 73 e segg.).

Tabella 3.1.7 - Italia: costo del greggio importato. Anni 1980-2003

	1980	1985	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003
Fob dollari/barile	31,1	26,8	22,5	16,3	16,6	26,9	23,0	23,8	27,7
Cif dollari/tonnellata	235,9	203,1	172,2	125,0	126,1	205,0	175,5	179,4	210,9
Cambio dollaro/euro (*)	2,2756	1,0164	1,6367	1,1886	1,0579	0,9174	0,8954	0,9495	1,1273
Cif euro/tonnellata	103,7	199,8	105,2	105,2	119,2	223,5	196,0	188,9	187,1

(*) Cambio medio ponderato sulla base dei volumi mensilmente importati. Non corrispondente esattamente alla media Uic.
Fonte: Ministero delle Attività Produttive e Unione Petrolifera

Pur nondimeno, il permanere nei contratti *futures* oltre il breve termine di prezzi relativamente elevati rispetto sia alle quotazioni *spot* nella media del decennio scorso, sia rispetto ai *futures* quotati nell'estate 2003, sembra riflettere la persistenza, oltre il breve periodo, di un "premio" derivante dalla considerazione dei rischi di natura geopolitica.

Indipendentemente dal rischio geopolitico, altri fattori connessi ai cosiddetti "fondamentali" del mercato (riserve, domanda, capacità produttiva, trasporto dalle aree di produzione ai mercati, scorte, ed altro) concorrono in modo significativo a tenere alto il corso delle quotazioni.

Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), all'espansione della domanda mondiale di petrolio nel 2003, pari a circa il 2%, avrebbe concorso per 1/3 la Cina, seguita dai Paesi del Nord America (quasi il 30%) e dal resto dell'Asia (India e Sud-Est asiatico) per il 20%. L'aumento della domanda mondiale nella prima metà del 2004 avrebbe toccato il 2,8% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, superando largamente le previsioni formulate all'inizio dell'anno (Relazione Banca d'Italia, pag. 74).

L'impennata della domanda è arrivata in coincidenza con il prosciugamento dei margini di capacità produttiva in atto in diverse regioni del mondo e per le ragioni più diverse, dall'Iraq al Venezuela, dalla Nigeria alla Norvegia ed alla Russia (il caso Yukos⁹), dal Mare del Nord

⁹ La maggiore compagnia privata russa, il cui *Chief Executive Officer* (Mikhail Khodokovsky) è da mesi agli arresti per frode fiscale (3,4 mld. di dollari di evasione fiscale per tasse non pagate nell'anno 2000 e 1,7 mld. di dollari di multa), ha dovuto drasticamente ridurre le sue attività già nella prima metà del 2004 (in una misura valutata oltre 0,7 mld. di dollari). M. Khodorkovsky aveva acquisito la Yukos nel 1997 con una cifra simbolica (350 milioni di dollari) rilevando, attraverso la sua finanziaria Menatep, anche i

all'Indonesia, dissolvendosi rapidamente anche la capacità di riserva¹⁰ che aveva finora assicurato all'Arabia Saudita il ruolo di *swinging producer* sul mercato mondiale.

Ciascuno dei casi citati di “disturbo locale” può, da solo, non essere significativo in un quadro di produzione complessiva mondiale che supera gli 80 milioni barili/giorno¹¹, ma la combinazione di ricorrenti interruzioni produttive e turbolenze politiche locali e della persistente fragilità strutturale degli impianti a causa dei mancati investimenti negli ultimi anni con la continuità del ritmo di crescita della domanda asiatica può effettivamente creare il terreno per un scenario di prezzi che sfugga ad ogni controllo.

3.1.3.2 Prezzi dei prodotti

Nel corso del 2003, i prezzi industriali¹² dei prodotti petroliferi sono rimasti relativamente protetti dall'aumento delle quotazioni petrolifere espresse in dollari, grazie al significativo apprezzamento dell'euro (tabella 3.1.8). La differenza tra il costo medio annuo di una tonnellata di greggio nel 2003 (187,09 euro) e nel 2002 (188,94 euro) è la risultante (-1,0%) di un maggior costo del greggio da un anno all'altro (+17,6%) e, nello stesso arco di tempo, dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+18,7%)¹³.

Tabella 3.1.8 - Italia: i prezzi medi dei principali prodotti petroliferi

		Al consumo			Componente fiscale			Al netto della componente fiscale		
		2001	2002	2003	2001	2002	2003	2001	2002	2003
Benzina super	€/litro	1,092	—	—	0,733	—	—	0,359	—	—
Benzina senza piombo	“	1,052	1,047	1,058	0,699	0,716	0,718	0,352	0,331	0,340
Gasolio auto	“	0,868	0,856	0,877	0,530	0,546	0,549	0,338	0,310	0,328
Gpl auto	“	0,541	0,520	0,541	0,237	0,244	0,247	0,304	0,276	0,294
Gasolio riscaldamento	“	0,821	0,834	0,860	0,504	0,542	0,546	0,317	0,292	0,314
Olio comb. denso Atz	€/kg	0,244	0,257	—	0,086	0,087	—	0,158	0,170	—
Olio comb. denso Btz	“	0,222	0,232	0,257	0,052	0,053	0,055	0,170	0,179	0,202

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero delle Attività Produttive

debiti della compagnia per 3,5 mld. di dollari. La Yukos era arrivata a produrre 1,8 milioni barili/giorno, 1/5 della produzione del Paese, classificandosi come primo produttore russo.

¹⁰ La contrazione è stata assai significativa: la capacità di riserva della sola Arabia Saudita veniva valutata intorno a 4 milioni barili/giorno nel 2002, mentre la stima riferita all'OPEC nel suo complesso si approssimava ai 5 milioni barili/giorno. A dimezzare questa *spare capacity* è stato decisivo il primo semestre 2004: l'*Oil Market Report* dell'AIE di giugno 2004 valuta in 2,35 milioni barili/giorno la capacità in eccesso dell'OPEC. Nel momento in cui l'Arabia Saudita riuscisse ad aprire i pozzi dei nuovi campi di Abu Safah e di Qatif, spingendo la produzione da 9 milioni (giugno 2004) fino a 11 milioni barili/giorno, il *surplus* di capacità risulterebbe sostanzialmente dissolto. Si tenga anche conto del fatto che l'*output* della capacità di riserva è essenzialmente costituito di greggi pesanti e ricchi di zolfo (*heavy and sour oils*), dai quali le raffinerie estraggono i prodotti più pesanti come olio combustibile e gasolio “da vuoto” (*vacuum gasoil*, VGO). La capacità di distillazione di molte raffinerie, comprese fra queste le europee, è stata già messa in crisi proprio dal significativo aumento dell'afflusso di greggi “acidi”.

¹¹ Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia, nei primi sei mesi del 2004 la produzione mondiale è passata da 79,37 milioni a 2,45 milioni barili/giorno (*Oil Market Report* dell'AIE, luglio 2004).

¹² Prezzi al consumo al netto della componente fiscale.

¹³ Il rapporto euro/dollaro non si trasmette inalterato sui prezzi al consumo dei prodotti. Larga parte dei prezzi è costituita infatti da componenti che non risentono della dinamica dei cambi valutari perché si formano all'interno del Paese (le imposte incidono per circa il 69% ed i costi operativi nazionali per il 15%).

L'Unione Petrolifera ha valutato nell'84% del prezzo la componente indifferente alla dinamica dei cambi, per cui la parte del prezzo agganciata alle quotazioni della materia prima rappresenta solo il 16%.

In linea con l'andamento dei prezzi rilevabili nella media dei Paesi UE, i prezzi industriali dei principali prodotti, espressi come valori medi dell'anno 2003, hanno fatto registrare le seguenti variazioni rispetto al 2002:

• benzina senza piombo	+ 2,7
• gasolio autotrazione	+ 5,7
• gasolio riscaldamento	+ 7,5
• olio combustibile Btz	+ 12,8

I valori medi annuali ponderati dei prezzi al consumo sono risultati superiori a quelli del 2002 nella seguente misura:

• benzina senza piombo	+ 1,1
• gasolio autotrazione	+ 2,5
• gasolio riscaldamento	+ 3,2
• olio combustibile Btz	+ 10,8

Le entrate fiscali complessive dai prodotti petroliferi nel 2003 vengono valutate in 34.590 milioni di euro (+1,1% rispetto al 2002); 24.400 milioni dei quali sono da ascrivere alle accise (+0,6) e 10.050 milioni alla voce IVA (+2,4%). L'andamento del gettito fiscale è stato, quindi, prossimo al tasso d'inflazione. Occorre osservare anche che, in corrispondenza della fine del 2003, il Governo ha deciso una maggiorazione dell'accisa sulla benzina¹⁴ pari a 1,7 centesimi di euro/litro (da 0,542 a 0,559 euro) che, nei primi mesi del 2004, è stata trasferita solo parzialmente al consumo dalle compagnie petrolifere, anche in considerazione della contemporanea impennata delle quotazioni.

La maggiorazione di accisa a fine d'anno, che ha potuto incidere soltanto in misura trascurabile sulle entrate del 2003, potrebbe concorrere ad equilibrare i conti del 2004 in congiunzione con l'aumento dell'IVA sui carburanti, per effetto dell'aumento dei prezzi al consumo connesso alle previsioni di aumento delle quotazioni del greggio.

Nei primi tre mesi del 2004 si è avuto, peraltro, un calo dei prezzi dei prodotti energetici rispetto allo stesso periodo del 2003 (-2,4%). Sulla continuità di tale andamento incombono, però, le ripercussioni dell'aumento del corso del greggio verificatosi tra aprile e maggio 2004 (34 dollari/barile nella media di aprile e 38 dollari/barile nella media di maggio).

Gli ultimi due mesi del 2003 hanno fatto registrare altre modificazioni, nella scansione temporale o nella localizzazione territoriale locali, nel regime di imposta:

- un estemporaneo aggiustamento delle modalità di versamento dell'imposta sugli oli minerali immessi al consumo dal 1° al 15 dicembre, che ha imposto il versamento in acconto nella misura del 98% dell'imposta dovuta per le immissioni al consumo nel mese di novembre;
- la Regione Campania ha istituito con legge regionale del 24 dicembre 2003 un'imposta regionale di 0,02582 euro/litro¹⁵ sulla benzina venduta nel territorio regionale, da versare su base mensile.

Tali episodi rinviano alla nota problematica della ristrutturazione del quadro comunitario europeo in tema di tassazione dei prodotti energetici e dell'energia elettrica. Anche se molta strada è stata fatta, dall'accordo di massima raggiunto al riguardo in Consiglio Ecofin nel marzo 2003 fino

¹⁴ È stata la sola variazione di tassazione sugli oli minerali, con decorrenza dal 29 dicembre 2003, introdotta per necessità di finanziamento di contratti di lavoro.

¹⁵ Di fatto 0,031 euro/litro, se si aggiunge l'aliquota ordinaria del 20% di IVA.

alla direttiva approvata nell'ottobre dello stesso anno, il cui recepimento doveva avvenire entro la fine dell'anno, il traguardo appare ancora lontano.

L'orientamento del Ministero dell'Economia e delle Finanze (Dip.to delle Politiche Fiscali) è di recepire solo le disposizioni comunitarie di carattere obbligatorio, rinviando a tempi da precisare gli adempimenti relativi alle disposizioni facoltative della direttiva e tenendo conto in entrambi i casi dei criteri di revisione del *dossier* sui prodotti energetici enunciati all'art. 7 della Legge Delega sulla riforma fiscale italiana (n. 80 del 7 aprile 2003).

Ci sono settori commerciali, come 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, altro) e 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 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.

La revisione dell'attuale sistema fiscale italiano 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 dei consumatori e concludersi con la definizione di una legislazione fiscale che determini per l'industria nazionale condizioni di competitività nei riguardi degli altri Paesi dell'UE.

Nella fase attuale dei lavori, i punti significativi di tale orientamento si concentrano su:

- la revisione delle disposizioni in vigore per il gas naturale e l'energia elettrica, in relazione ai soggetti passivi d'imposta;
- l'armonizzazione del campo di applicazione della direttiva con quello previsto dall'ordinamento interno;
- la conferma per motivi ambientali della tassazione dei combustibili destinati alla generazione di energia elettrica, con l'avvertenza che una fiscalità di taglio ambientale che privilegiasse alcuni combustibili vanificherebbe le disposizioni della specifica direttiva comunitaria 2003/87 relativa alla istituzione di un sistema condiviso per lo scambio di quote di emissioni (*Emissions Trading*) dei gas ad effetto serra;
- la conferma della non imponibilità dei consumi interni, estesa agli impianti di stoccaggio di prodotti petroliferi ed ai consumi di prodotti (metano e oli lubrificanti) non fabbricati all'interno della raffineria;
- l'armonizzazione del livello di tassazione del gasolio emulsionato con acqua con l'aliquota minima prevista dalla direttiva per i gasoli.

3.1.3.3 Bitumi

Si ritiene opportuno segnalare che i dati ufficiali del mercato del bitume¹⁶ hanno fatto registrare nel 2003 livelli *record*.

La produzione nazionale ha toccato il massimo storico di 3.265.000 t, quasi il 10% in più rispetto al 2002 (2.960.000 t). Grazie ad una quota di importazione intorno a 37.000 t (-26% rispetto al 2002), la disponibilità complessiva sul mercato interno è di 3.301.500 t.

Il consumo interno, al netto della quota di esportazioni pari a 597.500 t, cresce del 6%, raggiungendo 2.704.000 t, suddivise tra 2.080.000 t di bitume stradale e 624.000 t di bitume industriale.

Accanto a questi dati si registrano le valutazioni relative al bitume modificato (160.000 t) e alle emulsioni bituminose (130.000 t).

Il dato relativo alla produzione nazionale sul fronte del conglomerato bituminoso è di 42.400.000 t. Anche le medie mensili delle vendite di bitume nel 2003 e nei mesi da gennaio a marzo 2004 riflettono il *trend* di espansione del settore (200.000 t nel marzo 2004).

È ancora da segnalare che, nell'ultima sessione del *Technical Committee* di EAPA¹⁷, tenutasi ad Helsinki il 27 aprile 2004, è stato sottolineato l'impegno ad operare con tecnologie che consentano di ridurre le temperature di lavorazione di almeno 30 °C. È stato esplicito il richiamo al Protocollo di Kyoto, che impone ai Paesi firmatari, tra i quali l'Italia, di ridurre le emissioni¹⁸ di CO₂ almeno nella misura del 5% rispetto al 1990.

3.1.4 Tecnologie

Un obiettivo realistico, in termini economici, ambientali e di sicurezza, sarebbe quello di trasferire una quota del flusso di greggio attraverso il Mediterraneo (attualmente circa 6 milioni barili/giorno) dalle rotte marittime agli oleodotti, non necessariamente trasversali ed eventualmente sottocosta. Ciò è reso oggi possibile dallo straordinario sviluppo delle tecnologie e dei servizi di ingegneria *off-shore*.

Se si guarda, in particolare, agli oleodotti sottomarini si deve osservare che la trasmissione di consistenti portate di idrocarburi gassosi e liquidi, è stata resa possibile anche dalla acquisizione di una robusta capacità di monitoraggio e di intervento per manutenzione e riparazioni con mezzi comandati a distanza¹⁹, a garanzia della funzionalità e della sicurezza degli impianti.

L'aspetto della sicurezza è da apprezzare non soltanto in relazione alla continuità delle operazioni ed alla integrità tecnologica dell'infrastruttura, ma anche in relazione alla loro relativamente bassa vulnerabilità²⁰ ed alla instabilità politico-sociale delle aree attraversate.

Per quanto riguarda i materiali, il processo termo-meccanico di produzione di acciaio a raffreddamento controllato (*controlled accelerated cooling process*, TMCP), consente la costruzione di condotte che hanno come caratteristica un alto limite di snervamento e presentano un

¹⁶ Unione Petrolifera, MAP

¹⁷ L'EAPA (*European Asphalt Paving Association*), rappresenta i produttori di conglomerato asfaltico. Le Società petrolifere che vendono il bitume agli utilizzatori associati in EAPA sono, a loro volta, organizzate nell'associazione europea *Eurobitume*.

¹⁸ Una riduzione della temperatura di 10 °C dimezza l'emissione di CO₂.

¹⁹ L'impiego di mezzi comandati a distanza (ROV, *remote operated vehicles*) si avvale di una tecnologia che copre uno spettro di operazioni sempre più vasto. Sonsub, una sussidiaria di Saipem, ha sviluppato una vasta gamma di ROV in grado di compiere a profondità di 2.000 metri operazioni quali il taglio dei tubi e del loro rivestimento (fino ad un diametro di 36"), il taglio alle due estremità, la rimozione del tronco di condotta, la sua sostituzione con un nuovo tronco e, eventualmente, il recupero in superficie di parti non danneggiate (operazioni correnti nei campi *Thunder Horse* della BP, *Atlantis*, *Mad Dog* e *Holstein* del Golfo del Messico).

²⁰ L'unità specializzata *Smart Pig* della Baker Hughes presta servizi di controllo e certificazione di integrità delle linee mediante l'impiego di *pigs* e di sistemi di rilevamento magnetico ad alta risoluzione delle perdite, anche attraverso curve e restringimenti di sezione che, fino a poco tempo fa, facevano classificare queste linee come *unpiggable pipelines*.

M. Clarks: "*The appliance of science*" - Petroleum Economist, febbraio 2004.

rapporto Y/F, tra il carico di snervamento Y (*yeld stress*) e il carico a rottura (*failure point*), in crescita lineare fino a valori prossimi all'unità (0,90-0,95)²¹.

Nel caso del trasporto di greggio, la grande distanza condiziona severamente, in una misura che non si pone nel caso del gas, i termini del bilancio energetico del processo di trasferimento di massa. Si impone l'installazione di numerose stazioni di pompaggio intermedie e, di conseguenza, investimenti aggiuntivi in impianti fissi che ampliano i costi e riducono la competitività di tale modalità di trasporto rispetto al tradizionale trasporto per *tanker*.

Ciò nonostante, la produzione di greggio *off-shore*, in atto in tutte le parti del mondo (dai mari profondi del West Africa, al Brasile, al Golfo del Messico²² e ad altre regioni), continua a richiedere risposte alle esigenze della trasmissione del greggio in condotta.

Tra i problemi di progettazione e di costruzione di infrastrutture in condizioni estreme di profondità e pressione, quello del trasferimento di energia meccanica alla corrente di greggio in pressione presenta almeno due aspetti di complessità tecnica:

- 1) la trasmissione dell'energia elettrica alle stazioni di pompaggio, poste su fondali anche a grandi profondità e con una frequenza che è naturalmente legata alle caratteristiche del tracciato ed al suo profilo altimetrico;
- 2) il controllo delle condizioni di flusso all'interno della condotta, lungo centinaia di chilometri, a regime e in transitorio.

Quanto alla prima categoria di difficoltà, l'energia elettrica necessaria all'esercizio delle pompe sommerse può essere trasmessa via cavo all'interno di linee di piccolo diametro associate alla condotta.

Alla seconda esigenza, che si traduce nella capacità di effettuare e trasmettere misure di varia natura all'interno della condotta, soccorrono le apparecchiature prodotte da tecnologie mature sotto tutti gli aspetti (elettronica, scienza dei materiali, telecomunicazioni, altro) che governano l'emissione, il rilevamento e il trattamento di segnali di varia natura e frequenza, da quelli elettrici a quelli acustici, dagli ultrasuoni alle micro-onde, alla spettroscopia laser di micro-onde su base satellitare, ai *microwave pulsed radar detectors*, che complessivamente rientrano nel dominio delle telecomunicazioni e delle *Information Technologies* (IT): una rete estremamente pervasiva di connessioni immateriali disposte lungo tutto lo sviluppo degli oleodotti²³. L'innovazione nel monitoraggio degli oleodotti a grande profondità ha una sua linea evolutiva anche nell'impiego delle fibre ottiche, che stanno rapidamente avvolgendo tutto il pianeta al servizio di collegamenti con varia specializzazione.

Si deve all'innesto delle IT se lo sviluppo tecnologico è riuscito anche a promuovere il prolungamento della vita economica delle infrastrutture attraverso il potenziamento dei mezzi di manutenzione e della loro duttilità. Infatti, durata e funzionalità dello *stock* di strutture sono in larga parte dipendenti dalla efficacia della manutenzione. Pochi anni fa sarebbe stato impensabile assegnare ad un oleodotto una estensione di vita economica di 40 anni, come è avvenuto recentemente nel caso dell'oleodotto BTC (Baku-Tbilisi-Ceyan).

Anche su questo versante, a generare i fattori innovativi è stata la diffusa assunzione da parte dell'ingegneria *off-shore* di tecnologie sviluppatesi in contesti industriali con strategie, anche le più diverse, dall'industria aeronautica e aerospaziale (microsensori) alle costruzioni navali (protezione catodica), dalla tecnologia differenziale GPS (*Global Positioning Satellite*) per la localizzazione di rotture, disservizi, e perfino deformazioni, delle condotte perlustrate con i normali *pigs*, all'impiego

²¹ 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, risulta relativamente ravvicinato, riducendosi in tal modo la banda già ristretta del comportamento elasto-plastico del materiale (effetto di secondaria importanza dal punto di vista delle applicazioni).

²² Le più recenti operazioni *off-shore* si svolgono nel Golfo del Messico a 2.200 metri di profondità (campo *Camden Hills* di Marathon), a 1.900 metri nel campo *Roncador* di Petrobras.

²³ "The rise of pervasive sensing": World Expo, 2004 (pg. 104) - Publ. IMCA (*International Marine Contractors Association*, London). Vedi paragrafo 3.1.6 (Trasporti).

di apparecchiature radar a penetrazione impiegate in Afghanistan e Iraq per la detezione di mine anti-carro/anti-uomo e riconvertite come dispositivi di ispezione delle condotte interrato, con la capacità di distinguere tra quelle in acciaio e quelle in plastica²⁴.

I gradi di libertà progettuale e la capacità di risposta multidisciplinare dell'ingegneria *off-shore* alla sicurezza degli approvvigionamenti ed al governo delle infrastrutture rendono più vicino il momento in cui altri più fondamentali problemi di trasporto, quale quello relativo al bisogno elementare d'acqua di grande parte del mondo²⁵, potranno trovare soluzione proprio nella vocazione *problem solving* della progettazione *off-shore*.

3.1.5 Organizzazione industriale del mercato

Si è concluso l'iter istituzionale del disegno di legge cosiddetto Marzano, dedicato al riordino del settore energetico in Italia. Approvato dal Consiglio dei Ministri il 13 settembre 2002, presentato alla Camera nell'ottobre successivo, dopo vari passaggi tra i due rami del Parlamento, il provvedimento ha ulteriormente subito varie diversioni a causa dei provvedimenti urgenti presi in relazione allo stato di emergenza creato dai *black-out* di giugno e settembre 2003 ed è stato ancora rimesso al Senato, che ne ha approvato le ultime modifiche il 26 maggio 2004, ricorrendo al voto di fiducia.

Se l'approvazione definitiva della legge 239/04, peraltro di estrema importanza per l'assetto del settore energetico in Italia, si è rivelata irta di ostacoli, altrettanto laboriosa si presenta la sua applicazione soprattutto a causa dei numerosi provvedimenti amministrativi, regolamenti e accordi istituzionali fissati dalla stessa legge secondo una precisa sequenza di scadenze ed impegni, una sequenza che richiederà la massima attenzione dell'Amministrazione, sostanzialmente del Ministero delle Attività Produttive, oltre che dell'Autorità indipendente.

Va detto, a tale riguardo, che le prime scadenze riguardano proprio la ricomposizione dell'AEEG (entro 60 giorni dalla entrata in vigore della legge), il cui vertice passa da 3 a 5 Commissari, e il potenziamento della struttura del Ministero delle Attività Produttive (MAP) attraverso lo stanziamento di fondi aggiuntivi e la dotazione di nuovo personale²⁶ per un totale di 2 milioni di euro nel triennio 2004-2006, la cui ripartizione passa, però, attraverso un decreto del MAP (da emanare entro 30 giorni dall'entrata in vigore della legge).

Viene, inoltre, assegnato un fondo di 5 milioni di euro/anno nel triennio per la promozione e l'esecuzione da parte dei Ministeri dell'Ambiente e della Attività Produttive di progetti di ricerca su obiettivi strategici individuati all'interfaccia energia-ambiente (ciclo dell'idrogeno, sequestro e stoccaggio di CO₂, ecc.).

Per quanto attiene al settore petrolio e gas, non mancano elementi di novità e di chiarezza, specie sotto l'aspetto, rispettivamente, dell'apertura alle prospettive di formulazione di un Testo Unico e della revisione dell'accordo sulle intese Stato-Regioni.

Più in dettaglio, è su quest'ultimo punto che si apre la prima parte della legge (commi da 1 a 10), specificando le linee e gli obiettivi della politica energetica nazionale, la cui elaborazione è riservata allo Stato, insieme ai criteri generali per la loro trasmissione a livello territoriale (meccanismi di raccordo-cooperazione con le autonomie regionali). Vengono, inoltre, enunciati i principi per assicurare le prestazioni essenziali in campo energetico; l'attribuzione di funzioni

²⁴ Il dispositivo *ground-penetrating radar*, noto come LULU (Low-cost Utility Location Unit) è stato elaborato da CyTerra, una compagnia di servizio della difesa degli USA. I sistemi di detezione finora in uso, basati su dispositivi magnetici, non erano in grado di operare sulle tubazioni in plastica e ceramica che, come è noto, vengono largamente impiegate nelle linee di distribuzione del gas (usi civili). La conversione dei dispositivi anti-mina è stata resa possibile grazie alla alterazione della banda di frequenza radar e delle dimensioni dell'antenna, in misura adeguata ad ampliare l'esplorazione dai pochi centimetri di terreno in cui vengono disseminate le mine alle usuali profondità di interrimento delle condotte (anche oltre 3 metri).

Vedi M. Clark, op.cit.

²⁵ W.J.Timmermans: "The future of off-shore pipelining" - Offshore, maggio-giugno 2002.

²⁶ L'incremento di personale potrà consistere in 20 unità, con un limite di spesa di 500.000 euro/anno.

amministrative alle Regioni; compiti e funzioni riservati allo Stato anche attraverso l'Autorità; le linee generali di accordi su misure di compensazione e di riequilibrio ambientale.

I contenuti relativi alla liberalizzazione del mercato occupano la fascia dei commi da 17 a 29, a partire dalla regolazione dell'accesso prioritario alla rete di trasporto in caso di allocazione di nuove capacità (potenziamento delle infrastrutture, nuovi terminali per il gas naturale liquefatto) ai punti di ingresso della rete nazionale, alle quali si applica con decreto del MAP l'esenzione ventennale dal rispetto della disciplina generale di accesso dei terzi alla rete, per almeno l'80% della capacità aggiunta. Da segnalare che la norma disposta al comma 29 conferisce al Presidente del Consiglio la facoltà di definire, su proposta del MAP, vincoli e modalità di azione per imprese ed organismi di Paesi membri dell'UE che compiono operazioni nel nostro Paese (norma cosiddetta anti-EdF).

Lo sviluppo della concorrenza occupa l'attenzione normativa dal comma 30 al 51, con particolare riferimento, per quanto attiene agli idrocarburi, alla individuazione di un "fornitore di ultima istanza" ai fini della salvaguardia dei clienti finali del gas naturale (comma 46) ed ai principi normativi (commi 69-70) in relazione al regime transitorio di affidamento delle "concessioni gas" ed alla facoltà del loro riscatto anticipato (scadenza fissata al 31 dicembre 2007).

Per quanto riguarda gli oli minerali, vengono definite le norme di sicurezza degli approvvigionamenti, stoccaggio e vendita (commi 52-58) che il Governo dovrà fissare in un apposito decreto legislativo da emanare entro 12 mesi, sentita la Conferenza Stato-Regioni, anche in relazione alle attività di esercizio, deposito, tenuta delle scorte, distribuzione ed al corrispondente sistema sanzionatorio.

Viene posto anche l'obbligo dell'adozione da parte del Governo, entro 6 mesi dall'entrata in vigore della legge, di un decreto legislativo per il riordino della normativa tecnica impiantistica degli edifici, su proposta del Ministero dell'Ambiente e del MAP.

Di particolare rilievo il complesso delle norme (commi 78-84) che si dedicano all'*up-stream*, al quale sono centrali le attività di ricerca e coltivazione degli idrocarburi. Innovativa è la posizione secondo la quale i permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione che rappresentano, di per sé, titolo per la costruzione degli impianti e delle opere che concorrono alle suddette attività, vengono rilasciati attraverso un procedimento unico al quale partecipano anche le amministrazioni locali e sostituiscono a tutti gli effetti ogni altra autorizzazione, permesso e atto di assenso.

La procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) in terraferma, se richiesta, dovrà concludersi entro 3 mesi (per le attività *off-shore* la procedura VIA è sempre condizione necessaria, ma il tempo massimo previsto è di 4 mesi). Decorsi i tempi così definiti, l'amministrazione competente conclude la fase istruttoria nel confronto con la Conferenza dei Servizi entro 6 mesi, sia che si tratti di permessi di ricerca sia di concessioni di coltivazione. Le eventuali compensazioni ambientali possono essere definite da appositi accordi di programma con gli enti locali, che non possono comunque superare il valore complessivo del 15% di quanto spettante alla Regione competente. Accordi di programma sono previsti anche nelle attività che utilizzano idrocarburi liquidi derivati dal metano o carburanti derivati da carbone attraverso tecnologie ambientalmente sostenibili (commi 62 e 70).

La ripartizione delle aliquote di prodotto, anche nel caso di esenzione, continua ad essere regolata dal decreto legislativo 625/96.

Risulta inoltre facilitata la procedura VIA per il potenziamento dei terminali del gas naturale liquefatto e la realizzazione di impianti di stoccaggio di gas naturale, per i quali i titolari della concessione non possono usufruire di più di due proroghe di dieci anni.

Tra la pubblicazione della legge n. 239/04 di riordino del settore dell'energia e la sua efficacia ai fini di una più razionale organizzazione del mercato si frappone il diaframma degli adempimenti e delle scadenze, ma non è questa la sola strettoia, in quanto altri problemi incombono: la discussione del testo in sede di Commissione *Politiche dell'UE*, a verifica del recepimento delle direttive su elettricità e gas per l'ulteriore apertura del mercato e la sicurezza degli approvvigionamenti; le eventuali ricadute che dovessero derivare dal percorso della cosiddetta

devolution, ovvero il DdL di riforma della Costituzione, nei suoi risvolti connessi con il settore dell'energia e la ripartizione delle competenze tra Stato e Regioni; infine, le riserve politiche che erano state disposte intorno al testo predisposto per l'approvazione, a memoria di successive modifiche in punti qualificanti del DdL, primo tra questi la delega al governo sull'energia.

Sotto l'aspetto istituzionale, è anche sostenibile la tesi che ravvisa nella legge 239/04 un superamento del concetto di recepimento della direttive comunitarie, in corrispondenza di punti particolari che vanno oltre la definizione di "principi e criteri generali" che dovrebbero orientare la nuova fase di liberalizzazione dei mercati. Nel settore del gas, in particolare, il mancato riferimento alla durata delle concessioni di distribuzione e l'apertura alla incentivazione delle operazioni di aggregazione territoriale si pongono, in modo e per motivi diversi, in contraddizione con la linea di liberalizzazione dei mercati.

3.1.5.1 Scorte

L'analisi mensile di settembre 2003 dell'AIE ha messo in evidenza che le scorte industriali di greggio non sono mai state così basse negli ultimi 5 anni e ha ricordato che i Paesi importatori dovrebbero preoccuparsene, per la sicurezza degli approvvigionamenti e per i prezzi²⁷.

In effetti, sia l'OPEC che la Russia non hanno motivi di particolare apprensione riguardo ad un basso tenore delle scorte. Questo comporta infatti 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) è condizionata dalla fisiologica aspirazione, dei governi così come delle compagnie, 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 istituzionale²⁸ di adoperarle in funzione del contenimento dei prezzi.

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 2003 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 *Europa*, ha respinto la proposta di dare poteri discrezionali e di coordinamento alla

²⁷ "OECD oil stocks remain low": Newsletter, OGJ/ 15 settembre 2003 (pg. 5).

²⁸ In particolare, in occasione della crisi venezuelana e della guerra contro l'Iraq, 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.

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 emergenze²⁹.

Parallelamente, il governo degli Stati Uniti ha realizzato un piano di rafforzamento delle riserve strategiche che ha portato già nel primo trimestre del 2004 il livello delle scorte oltre i 640 milioni di barili, valore prossimo ai 700 milioni di barili progettati per assicurare l'accesso a 4,3 milioni barili/giorno per 90 giorni consecutivi³⁰.

In contrapposizione a queste posizioni, c'è chi sostiene che le condizioni di mercato del 2004 si sono venute realizzando a partire dalla crisi venezuelana aperta con lo sciopero ad oltranza dell'inverno 2002 che, protrattosi nell'inverno 2003, ha sottratto cumulativamente 200 milioni di barili al mercato mondiale. In quella circostanza, gli Stati Uniti avrebbero commesso l'errore, pure comprensibile in relazione ai preparativi del conflitto in Iraq, di non ricorrere alle riserve strategiche per compensare le mancate forniture dal Venezuela.

La tentazione fu forte e, al di là della questione di principio³¹, fu abbastanza facile rinunciare al prelievo grazie alle assicurazioni avute dall'Arabia Saudita, che si impegnava con la sua sovracapacità produttiva a sostituire le mancate forniture dal Venezuela. Altro errore strategico, a causa della geografia: il greggio venezuelano raggiunge le coste degli Stati Uniti in sei giorni, quello saudita può impiegare anche due mesi per rifornire le raffinerie americane. Anche il passaggio all'azione, inoltre, non fu certamente tempestivo, dato che l'Arabia Saudita si mosse lentamente nel mettere in atto l'aumento di produzione, realizzato soltanto nei primi giorni del febbraio 2003, più di 45 giorni dopo la chiusura delle esportazioni venezuelane. In quelle circostanze ci fu tutto il tempo perché il mercato seguisse i suoi istinti al rialzo, garantendosi contro il rischio di una guerra imminente e di una contrazione della produzione mondiale.

Il mancato esercizio dell'opzione a favore del prelievo dalle scorte strategiche, contrariamente a quanto era stato deciso in analoghe circostanze dalle precedenti Amministrazioni, ha liberato il mercato da ogni preoccupazione riguardo all'eventuale rilascio delle stesse in caso di superamento consistente e continuativo di una prefissata soglia del prezzo, diciamo 35 dollari/barile. In sostanza, l'attuale Amministrazione statunitense ha inviato un messaggio di via libera al mercato, facendo intendere che non sarebbe stato posto alcun argine alla speculazione.

Trascorsa la prima metà del 2004, senza che nel frattempo si sia verificata alcuna schiarita all'orizzonte iracheno, venezuelano, nigeriano e negli altri quadranti, gli analisti propongono iniziative di varia natura tutte mirate a far convergere le quotazioni intorno ad un valore che sia riconosciuto come conveniente sia dai Paesi produttori che dai consumatori.

È ben noto che le scorte³² costituiscono uno degli elementi critici tra i "fondamentali", ed è ad esse che si indirizzano alcune tra le proposte più autorevoli³³ che assegnano in particolare ai due principali interpreti delle parti in gioco, produttori e consumatori ovvero Arabia Saudita e Stati Uniti, un ruolo innovativo e spregiudicato.

L'Arabia Saudita, che ha finora goduto della posizione riconosciuta di *swinging producer*, traendone vantaggi significativi³⁴ ma dimostrandosi inadeguata a governare il prezzo globale del greggio, può trovare un'ultima occasione per riconquistare il suo ruolo assegnando a Saudi Aramco, la compagnia leader mondiale della produzione, l'impegno di accorciare e stabilizzare le linee di

²⁹ Si ricorda che le scorte strategiche dei paesi industrializzati dell'area OCSE 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 OGJ, 23 settembre, 2002 (pg. 5).

³⁰ Le importazioni USA hanno raggiunto gli 11,6 milioni barili/giorno nel mese di luglio (Oil and Gas Journal - 25 agosto, 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 2003 (Staffetta Quotidiana del 10 ottobre 2003, pg. 6).

³¹ Vedi REA 2003, paragrafo 3.1.5.1 (Scorte), nota 32.

³² Vedi REA 2003, paragrafo 3.1.3 (Prezzi), nota 10.

³³ E.L. Morse, N. Obaid: "The \$40-a-barrel mistake: US and Saudi policies fed oil price rise"- IHT, 26 maggio (2004).

³⁴ Si valuta che il colpo di fortuna di cui ha goduto l'Arabia Saudita nel 2003, vendendo ad alto ritmo produttivo per rimpiazzare i flussi di esportazione da Venezuela, Nigeria e Iraq ed a prezzi alti, abbia fruttato intorno a 42 miliardi di dollari.

approvvigionamento dei centri di stoccaggio delle scorte in Asia, Europa e Nord America, riaffermandosi in tal modo come effettivo produttore residuale.

Gli Stati Uniti, a loro volta, potrebbero decidere di inviare un messaggio di contenimento al mercato, rivedendo la posizione dell'Amministrazione relativamente al rilascio delle scorte strategiche, consentendone l'accesso anche quando non ricorrano condizioni estreme di blocco delle forniture o di emergenza nazionale. In secondo luogo, se è strategicamente ineccepibile che l'Amministrazione si assicuri una capacità di scorte di 700 milioni di barili, è invece discutibile, al livello attuale di scorte acquisite che supera i 600 milioni di barili, continuare ad approvvigionare per puro principio, senza curarsi dei prezzi ai quali si compra e della pressione che implicitamente si esercita sul mercato.

La simmetria delle due azioni potrebbe conferire ai due governi protagonisti la credibilità necessaria per esercitare un ruolo congiunto nella ricerca dell'equilibrio sul mercato.

Quanto alla acquisizione delle scorte da parte delle raffinerie (scorte commerciali) c'è da fare osservare che questo è uno dei casi in cui l'aggettivazione "globale" può rivelarsi appropriata, anche se in effetti si applica solo al 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 nel 2003 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 era potenzialmente disponibile per affrontare eventuali scenari di interruzioni o riduzioni di forniture sul mercato mondiale (per circa la metà detenuti negli Stati Uniti).

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.

Nel 2003, il contesto nazionale fa registrare che il Ministero delle Attività Produttive 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, attraverso una prima applicazione del decreto ministeriale del 7 gennaio 2003 (criteri per la individuazione delle capacità disponibili, il transito di soggetti terzi e modalità di collaborazione con l'Agenzia nazionale delle scorte), di cui è ancora in corso di precisazione il Regolamento operativo.

³⁵ I confini del sistema saranno certamente più larghi a partire dagli anni in cui saranno attive le interconnessioni via oleodotti dalla Russia, via Kazakhstan/Afghanistan, all'Oceano Indiano e dall'Eurasia al Giappone ed al Sud-Est asiatico.

³⁶ Si veda anche il paragrafo 3.1.3.1 (Prezzi del greggio).

³⁷ S. Fletcher: "*Study sees mixed rules for oil in storage worldwide*", OGI/ 24 marzo, 2003.

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.

3.1.5.2 Raffinazione

Nel 2003 l'industria petrolifera ha coperto il 48% del fabbisogno energetico del Paese attraverso le sue strutture produttive e logistiche³⁹.

La capacità di distillazione primaria è attualmente di circa 100 milioni di tonnellate, essendosi ridotta di quasi un terzo rispetto alla fine degli anni Settanta. Nel tempo stesso ha avuto luogo un significativo aumento del grado di utilizzazione degli impianti (dal 67% al 95% tra il 1975 ed il 2004). È questo il risultato d'insieme del processo di ristrutturazione avviato su scala europea dopo gli *shock* petroliferi del 1973, del 1979 e del 1990 che, in particolare, ha portato in Italia alla chiusura di 16 raffinerie.

Modifiche profonde della struttura produttiva si sono avute anche in relazione all'esigenza di adeguarsi alla evoluzione della normativa, soprattutto di emanazione comunitaria, in materia ambientale con particolare riguardo alla qualità dei carburanti, alla tutela della salute e della sicurezza degli addetti e degli insediamenti urbani prossimi agli impianti produttivi.

Il volume degli investimenti effettuati nell'ultimo decennio ammonta a circa 12 miliardi di euro, di cui approssimativamente la metà è stata indirizzata ad interventi di carattere ambientale, mentre 2,7 miliardi di euro sono stati destinati alla realizzazione di impianti di generazione di energia elettrica ed alla promozione di misure di potenziamento dell'efficienza energetica degli impianti. Risulta infatti imperativa l'esigenza di contenere l'espansione dei consumi interni conseguente alla maggiore complessità dei processi.

In sostituzione o ad integrazione degli impianti di potenza esistenti sono state, quindi, realizzate nuove centrali elettriche ad alto rendimento, del tipo turbogas a ciclo combinato. Gli impianti di gassificazione degli idrocarburi pesanti, funzionali al ciclo combinato delle nuove centrali elettriche, concorrono con le loro elevate prestazioni ambientali, ad un decisivo contenimento delle emissioni inquinanti.

Il sistema complessivo della raffinazione si presenta attrezzato per porsi in posizione di avanguardia nel contesto europeo, nonostante il sistema nazionale di vincoli, balzelli e procedure amministrative penalizzi l'instaurarsi di condizioni di effettiva competitività rispetto ai *partner* europei.

A prescindere da questa considerazione, l'assetto strutturale delle raffinerie è anche predisposto ad affrontare le nuove e più severe norme sulle qualità dei carburanti e sulle caratteristiche chimico-fisiche degli altri prodotti petroliferi, sulle emissioni in atmosfera, sulla qualità delle acque e sulle procedure di decontaminazione dei siti industriali. Un primo importante confronto continua a porsi sulla riformulazione dei carburanti per il settore dei trasporti attraverso processi adeguati alla produzione di benzina e gasolio a ridottissimo tenore di zolfo e limiti drastici al contenuto di aromatici, ma anche sull'ampliamento delle rese di prodotti leggeri attraverso un più esteso ricorso ai processi di conversione e di idrogenazione dei residui di processo.

La prima serie di limiti comunitari, entrata in vigore nel 2000 sulla scia della direttiva 98/70/CE che definiva la curva di distillazione, il contenuto di zolfo ed il tenore di aromatici sia per la benzina che per il gasolio, sarà seguita dall'applicazione nel 2005 di una seconda emanazione di prescrizioni (direttiva 2003/17/CE), che porterà il limite di zolfo a 50 ppm sia per il gasolio che per la benzina⁴⁰ e, in quest'ultima, la soglia massima in volume di aromatici al 35%. I limiti sul tenore di zolfo nei carburanti vengono, inoltre, progressivamente ridotti nell'arco di tempo 2005-08, e portati al minimo di 10 ppm (*sulphur free fuels*).

Per quanto riguarda gli altri prodotti petroliferi, la direttiva 99/32/CE ha fissato all'1% a partire da 1° gennaio 2003 il limite al tenore di zolfo nei combustibili per uso civile e industriale (olio combustibile) e allo 0,1% a partire dal 1° gennaio 2008 il limite al tenore di zolfo nel gasolio da riscaldamento.

³⁹ Audizione (5 maggio 2004) dell'Unione Petrolifera presso la Commissione Ambiente del Senato della Repubblica.

⁴⁰ Il limite al tenore di zolfo, sia nella benzina che nel gasolio, era di 1.000 e 500 ppm rispettivamente nel 1990 e nel 1995. Il limite al contenuto in volume di aromatici nella benzina è stato posto soltanto a partire dal 1998 (<40%).

Secondo le previsioni di Unione Petrolifera riguardo all'immissione al consumo dei prodotti petroliferi al 2010, i consumi complessivi continueranno a diminuire sensibilmente (-11% tra il 1990 ed il 2010, -9,8% tra il 2001 ed il 2010), mentre la componente in espansione della domanda si rivolgerà ulteriormente in direzione dei prodotti più leggeri. La somma dei prodotti leggeri, infatti, è cresciuta considerevolmente tra il 1990 ed il 2001 (da 37,4 a 45,3 milioni di tonnellate) ed è previsto che si porti intorno a 46,5 milioni di tonnellate entro il 2010, con un contemporaneo significativo spostamento di domanda dalla benzina al gasolio.

In coerenza con tali previsioni si stima che, per rispondere alla futura domanda di carburanti, la resa in prodotti leggeri⁴¹, che è già passata dal 53% del 1990 al 62,2% del 2002, dovrà ulteriormente essere incrementata di almeno il 9% entro il 2010, per raggiungere il 71,5% (tabella 3.1.9).

Il nuovo assetto impiantistico converge, pertanto, verso una configurazione caratterizzata da un ridotto ricorso al *reforming* e da una potenziata capacità dei processi di *up-grading* (*cracking catalitico*, *hydrocracking*, processi idrogenanti in genere), come d'altra parte era stato segnalato in REA 2003.

La formulazione delle benzine, in particolare, in presenza di limiti sempre più stretti allo zolfo, agli aromatici e al benzene, richiede la realizzazione di impianti di isomerizzazione, alchilazione e di processo idrogenante, oltre al potenziamento dei cracking catalitici.

Il miglioramento delle caratteristiche qualitative dei gasoli e degli oli combustibili comporta, per altro verso, l'introduzione di particolari processi idrogenanti come *hydrocrackers* e *gofiners* ed il potenziamento dei processi di desolforazione e di recupero dello zolfo. D'altra parte, già dal 1980 lo sviluppo di nuove capacità di conversione, quali gli impianti di *visbreaking*, *cracking catalitico*, *hydrocracking*, è stato assai significativo, passando da 13 a più di 40 milioni di tonnellate/anno, proprio in relazione all'esigenza di alzare sensibilmente la resa in distillati leggeri e medi a scapito dell'olio combustibile.

Sotto l'aspetto della tutela ambientale, l'impegno progettuale ha dovuto seguire l'evoluzione dei consumi interni, che dal 1998 hanno seguito un *trend* costante di crescita che ha toccato nel 2003 i 10 milioni di tep. A tale impegno ha corrisposto un drastico ridimensionamento delle emissioni in SO₂, NO_x, polveri e VOC, rimanendo ancora marginali le possibilità di contenimento della CO₂.

Le emissioni di CO₂ attribuite all'industria petrolifera nel 1990 ammontavano a circa 17,6 milioni di tonnellate, di cui 16,3 imputabili alla sola attività di raffinazione: un livello di emissioni poco diverso dalle valutazioni relative agli anni Ottanta.

⁴¹ GPL, benzina + virgin nafta, gasolio.

Tabella 3.1.9 - Italia: le lavorazioni delle raffinerie. Anni 2002-2003 (kt)

	2002		2003 (*)	
MATERIA PRIMA LAVORATA				
Greggio nazionale	4.727		4.896	
Greggio estero	81.242		84.358	
Semilavorati	12.789		11.171	
Additivi/Ossigenati/BTX/Metano	751		800	
Totale	99.509		101.225	
	Quantità	%	Quantità	%
PRODOTTI OTTENUTI				
Gpl	2.335	2,3	2.320	2,3
Benzina auto	20.423	20,5	20.107	19,9
– di cui senza piombo	19.442	19,5	20.045	19,8
Virgin naphta	3.366	3,4	4.392	4,3
Petrolio	1.260	1,3	1.328	1,3
Carboturbo	2.830	2,8	2.900	2,9
Gasolio	36.973	37,2	36.628	36,2
Olio combustibile totale	12.010	12,1	12.369	12,2
– di cui Btz	5.245	5,3	5.978	5,9
Lubrificanti	1.331	1,3	1.296	1,3
Bitume	2.959	3,0	3.265	3,2
Altri prodotti	1.721	1,7	1.690	1,7
Semilavorati	4.371	4,4	5.282	5,2
Consumi e perdite	9.930	10,0	9.648	9,5
Totale	99.509	100,0	101.225	100,0

(*) Dati provvisori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero delle Attività Produttive e ISTAT

Secondo le valutazioni correnti di Unione Petrolifera⁴², la voce CO₂ da attribuire al settore raffinazione comprende le sole emissioni degli impianti di processo, in coincidenza con la voce Raffinazione/Consumi diretti della delibera CIPE 2002 che riporta i valori di 17,4 milioni di tonnellate di CO₂ per il 2000 e di 19,2 milioni di tonnellate nel 2010⁴³.

Altra e separata valutazione va fatta riguardo alle emissioni del settore petrolifero che devono essere inquadrate nell'ambito delle attività di generazione di energia elettrica e termica associate alle attività di raffinazione, e che vengono stimate attualmente intorno a 14 milioni di tonnellate e fino a 14,5 milioni di tonnellate nel 2010.

Tali valutazioni sono da leggere in relazione alle norme IPPC⁴⁴ per l'ottenimento della nuova autorizzazione ambientale integrata, in attuazione della direttiva IPPC 96/61/CE sulla prevenzione e riduzione dell'inquinamento, che le raffinerie dovranno acquisire entro l'aprile 2005⁴⁵ e che verrà rilasciata a seguito della verifica del programma di applicazione delle migliori tecniche disponibili (Best Available Technologies, BAT) per ridurre l'impatto dell'attività di raffinazione in tutti i comparti ambientali (aria, acqua, suolo)⁴⁶ e dello stanziamento dei necessari investimenti per la realizzazione del programma.

⁴² *Notizie Petrolifere*- giugno 2004 (pg.24)

⁴³ In tali quantitativi non sono comprese le perdite di raffinazione.

⁴⁴ Integrated Pollution Prevention and Control.

⁴⁵ La scadenza del 2004 è stata prorogata con DL di "Proroga Termini" all'aprile 2005.

⁴⁶ Il Ministero dell'Ambiente ha adottato, il 28 aprile 2004, una direttiva che precisa i criteri di indirizzo cui le Regioni dovranno attenersi nell'applicazione del DM 347 del novembre 2003 sugli *standard* di qualità delle acque nei corpi idrici superficiali.

A metà del 2004 mancano, però, il decreto ministeriale sulle Linee Guida per la definizione delle BAT e i provvedimenti amministrativi necessari per consentire all'industria di rispettare le scadenze. Il quadro attuativo delle obbligazioni poste dalla direttiva IPPC si presenta, nonostante la proroga, ancora molto incerto sotto l'aspetto del rispetto dei tempi, specie se si tiene conto della scadenza dell'ottobre 2007 come termine ultimo entro il quale realizzare gli interventi previsti.

3.1.6 Trasporti

Nel corso della Conferenza Euro-Mediterranea dei Ministri dell'Energia, tenutasi a Roma nel dicembre 2003, un tema centrale è stato quello delle infrastrutture, non soltanto in relazione ai progetti di trasmissione di energia elettrica e di gas naturale, ma anche sotto l'aspetto del trasporto di greggio a grande distanza in un quadro ambientale, quale quello del Mediterraneo. Nel quadro della progressiva integrazione dei mercati energetici euro-mediterranei, la Conferenza ha preso in esame la graduale adesione dei Paesi dell'area al Trattato della Carta dell'Energia, con particolare riguardo agli accordi sul transito delle infrastrutture, al loro finanziamento ed ai problemi della sicurezza, ed ha promosso iniziative di cooperazione sub-regionale per lo sviluppo dei progetti di comune interesse, oltre ad istituire una "piattaforma" per il loro coordinamento, con sede a Roma.

Anche alla luce del nuovo ordinamento internazionale per la sicurezza della navigazione⁴⁷ che, nell'esercizio delle analisi di rischio, consentirà da ora in poi di assegnare al rischio strutturale sulle rotte marittime un peso minore rispetto alle valutazioni del recente passato, il confronto tra questa modalità di trasporto e le *pipelines* consente ancora di mettere in evidenza, tra le argomentazioni che possono giustificare l'interesse strategico per quest'ultima tecnologia, quella che ne valorizza il ruolo obiettivo come fattore di contenimento/attenuazione del trasporto marittimo.

Sotto questo aspetto, si devono ben distinguere gli oleodotti che svolgono questo ruolo, ovvero gli oleodotti che si sostituiscono alla movimentazione petroliera via *tanker*, da quelli che, invece, concorrono ad alimentare la crescita della domanda di trasporto via mare o, addirittura, la suscitano.

È esemplare, in relazione a quest'ultima eventualità, il caso delle linee intermedie di adduzione sulla riva orientale del Mar Nero (p.e., il terminale russo di Novorossisk e quello di Soupsa in Georgia) del greggio di provenienza dalla regione del Caspio, che hanno sovraccaricato quel Mare e gli Stretti turchi (Bosforo e Dardanelli) di traffico commerciale e di inquinamento. Analogο esito potrebbe avere per il Mediterraneo, che presenta le stesse caratteristiche di mare chiuso del Mar Nero, l'addensarsi di terminali di oleodotto sulle sue sponde, in particolare quelle nord-orientali, in ragione della loro relativa prossimità ai giacimenti medio-orientali e del Caspio, oltre che delle crescenti pressioni dell'offerta di greggio russa.

Non si deve dimenticare, peraltro, che le strategie di valorizzazione delle riserve di petrolio disseminate tra la Russia e i Paesi dell'Asia Centrale, che una volta costituivano insieme l'Unione Sovietica, da decenni puntano, finora con limitato successo⁴⁸, sulla realizzazione di oleodotti per il

⁴⁷ Il 4 giugno 2003 il Parlamento europeo ha varato una nuova normativa volta ad accelerare la dismissione delle grandi petroliere a scafo singolo, per le quali è prevista la definitiva messa in mora entro il 2010 e l'adozione del doppio scafo con un calendario più stringente di quello in vigore, e che pone il divieto di trasportare prodotti petroliferi pesanti nello stesso tipo di *tanker*. Il testo della direttiva europea è stato recepito dall'IMO (*International Maritime Organisation*, Organismo delle Nazioni Unite preposto al settore marittimo) nel dicembre 2003 ed è quindi attivato sui mari di tutto il mondo.

⁴⁸ L'oleodotto BTC (Baku-Tbilisi-Ceyan), di cui è stato già realizzato il 40% (costo previsto intorno a 3 miliardi di dollari) dopo più di un decennio di controversie e che, una volta entrato in funzione (operato da BP), addurrà intorno a 1 milione b/g di greggio dall'Azerbaijan (campi *Azeri*, *Chirag* e *Guneshli*) al porto turco di Ceyan, ha il merito di distogliere l'equivalente di questo flusso dal Mar Nero, ma certamente non alleggerisce l'intensità dei flussi nel Mediterraneo.

Il contesto in cui si colloca la linea BTC approssima in grande misura le condizioni operative di un oleodotto sottomarino, prescindendo naturalmente dalle implicazioni relative al battente d'acqua, in ragione del profilo altimetrico soggetto a drastiche escursioni, delle temperature che vigono sul tracciato e delle severe condizioni al contorno delle operazioni di posa. La linea (diametro di 1.170 mm), infatti, tocca 2.830 metri di altezza in corrispondenza del Caucaso per scendere poi al livello del mare a Ceyan, con un percorso di 1.768 km che verrà tutto interrato in trincea (fino a 10 metri, in alcuni casi). Inoltre, in relazione alle caratteristiche del greggio trasportato, che è ricco di cere (*wax*, 8-14%) e in previsione delle significative escursioni nei valori della

trasferimento sui mercati europei attraverso il Mediterraneo. Le decisioni messe in atto nei primi sei mesi del 2003 dal Parlamento europeo e dalla Commissione 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, nel Mediterraneo.

Fatte queste considerazioni, va anche detto che le dimensioni stesse del problema della trasmissione dell'energia tra le sponde del Mediterraneo sono tali da collocarlo organicamente, in coerenza con la Dichiarazione di Barcellona del 1995⁴⁹, tra le priorità strategiche e di carattere ambientale nel contesto delle relazioni esterne dell'UE. Considerato che l'allargamento storico dell'UE offre nuove opportunità in materia di cooperazione euro-mediterranea e sulla base della decisione maturata nel corso delle 2 ultime Conferenze Ministeriali Euro-Mediterranee dell'Energia (Atene, il 21 maggio 2003 e Roma, il 2 dicembre 2003) che sollecitava l'istituzione a Roma di un supporto al Forum Euro-Mediterraneo dell'Energia, il 27 maggio 2004 la Commissione europea ha varato la proposta di statuto di tale organismo, al quale è stata assegnata la denominazione di "Piattaforma Euro-Mediterranea per l'Energia (REMEP, Rome EuroMediterranean Energy Platform)⁵⁰".

L'organigramma di REMEP è articolato in Uffici e Unità. Nella fase di avvio sono previsti:

- l'Ufficio per la sicurezza fisica e la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, composto dell'Unità per le Infrastrutture Energetiche e l'Unità per le Politiche Energetiche;
- l'Ufficio per il finanziamento degli investimenti, che ha la responsabilità di assistere le iniziative regionali e sub-regionali individuate dal Forum Euro-Mediterraneo dell'Energia, per facilitare la realizzazione degli investimenti;
- l'Ufficio per lo sviluppo sostenibile e la promozione delle fonti rinnovabili di energia.

Tra le funzioni assegnate a REMEP, figura in primo piano lo sviluppo di progetti energetici e la promozione ed il coordinamento delle attività di valutazione e analisi dello stato di sicurezza fisica, della continuità e della sicurezza degli approvvigionamenti energetici nella regione mediterranea, con particolare attenzione alle reti ed alle infrastrutture (art. 2 dello Statuto).

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 (tabella 3.1.10).

viscosità indotte dalle variazioni delle temperature esterne che si incontrano lungo il tracciato (fino a -40 °C sulle montagne, con una temperatura del terreno intorno a -5 °C) è previsto un largo impiego su base regolare di *pigs* ad alta tecnologia.

Il tracciato dell'oleodotto si svolge tutto su aree sismiche e, in particolare, incrocia 14 faglie attive (3 in Azerbaijan, 4 in Georgia e 7 in Turchia), circostanza che ha imposto l'adozione di accorgimenti tecnici adeguati (riduzione dell'angolo di incidenza della linea sul piano di faglia, riempimento delle trincee di posa dei tubi con materiale granulare, giunti flessibili ecc.).

Le stazioni di pompaggio previste sono 8, mentre oltre 100 stazioni di blocco ed intercettazione consentiranno di isolare i corrispondenti tronchi della condotta in corrispondenza di incidenti, interruzioni, emergenze e controlli di sicurezza. J. Barnes, R. Soligo, *Baku-Ceyan pipeline: bad economics, bad politics, bad idea*, OJG, 26 October (1998).

⁴⁸ Non sono mancati episodi di terrorismo marittimo negli ultimi anni. Si ricorda i casi recenti della nave da guerra americana *Cole*, colpita con un missile da militanti musulmani nello Yemen nel 2000 e, nel 2002, del *tanker Limburg* battente bandiera francese. Si deve però precisare che problemi di sicurezza insorgono non soltanto in relazione alla instabilità politica delle regioni che ospitano, in generale, infrastrutture e terminali di trasporto (porti, oleodotti, aree di stoccaggio e raffinerie), ma anche a causa di veri e propri atti di pirateria.

Si veda: -"Oil and Gas Security": OJG – 22 aprile, 2002 e 23 giugno, 2003.

-"Shipping in South-East Asia: Going for the jugular"- The Economist, 12 giugno (2004)

-N. Adams: "Terrorism & Oil"- PennWell Co. Publ., Tulsa (2003).

⁴⁹ In quella circostanza, l'istituzione del Partenariato Euro-Mediterraneo individuava nella cooperazione energetica un'attività strategica.

⁵⁰ Aderiscono a REMEP i Paesi dell'UE, insieme ad Algeria, Austria, Autorità Palestinese, Bulgaria, Cipro, Egitto, Giordania, Israele, Libano, Marocco, Romania, Ungheria, Tunisia e Turchia.

Tabella 3.1.10 - Italia: la stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti (kt)

	1983	1993	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Augusta (Siracusa)	10.600	13.570	14.440	13.450	14.200	13.030	13.610	14.900
Cagliari	8.800	12.400	12.615	13.070	13.200	12.190	12.960	13.450
Falconara (Ancona)	2.800	2.785	3.410	3.365	3.300	3.650	3.540	3.700
Fiumicino (Roma)	3.000	3.480	3.840	3.280	3.580	3.750	3.510	3.600
Gela (Caltanissetta)	1.900	3.840	3.200	2.740	2.590	2.690	1.240	1.060
Genova-Mulredo (*)	22.000	19.565	12.800	13.380	14.160	14.020	14.890	15.350
La Spezia	1.050	125	-	-	-	-	-	-
Livorno	3.900	3.865	4.090	3.770	3.710	3.970	3.940	4.200
Milazzo (Messina)	1.200	4.100	7.320	6.450	6.910	6.290	6.400	8.200
Napoli	3.650	2.670	-	-	-	-	-	-
Ravenna	1.400	205	245	70	60	70	30	70
Savona-Vado Ligure	4.500	5.805	6.590	6.835	6.490	7.010	7.020	6.450
Priolo (Siracusa)	6.300	7.425	9.730	8.780	8.850	9.750	9.520	8.600
Taranto	3.200	3.690	3.540	2.600	2.530	3.120	1.020	1.200
Trieste (•)	20.300	27.100	35.600	33.070	34.520	35.620	34.870	34.300
Venezia Porto Marghera	4.400	5.375	6.380	5.340	5.600	5.750	5.680	6.220
Totale	99.000	116.000	123.800	116.200	119.700	120.910	118.230	121.300

(*) 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 Petrolifera

3.2 IL GAS NATURALE

La riforma del mercato europeo del gas naturale in direzione della liberalizzazione e della competitività è ancora lontana dagli obiettivi di organicità e di pienezza che la direttiva 1998/30/CE poneva con determinazione ai Paesi membri dell'UE, già più di cinque anni or sono.

Il *deficit* di organicità si può cogliere nella congestione ai punti di ingresso dei flussi di alimentazione del mercato⁵¹ di provenienza extra-europea e nella inadeguatezza della rete di trasmissione su scala europea. Le rilevanti differenze che continuano a caratterizzare i mercati dei singoli Paesi, anche in ragione dei margini di discrezionalità che la direttiva lascia alle normative nazionali, non facilitano l'integrazione su scala continentale.

In ambito nazionale, il 2003 ha rappresentato una tappa importante nel processo di liberalizzazione in relazione alla piena apertura del mercato sul lato della domanda. Questo passaggio, pure indispensabile, non può però da solo costituire condizione sufficiente per una effettiva liberalizzazione.

Anche se dal 1° gennaio 2003 qualunque utente, anche residenziale, ha potuto scegliere il suo fornitore sulla rete di distribuzione esistente, di fatto non si sono registrati trasferimenti significativi di utenze civili da un fornitore ad un altro. È probabile che, in assenza di effettiva competizione tra le imprese locali di vendita di gas naturale al dettaglio, queste non hanno ritenuto di trasferire agli utenti le riduzioni dei costi di trasporto e di stoccaggio operate dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG).

Si dimostra quindi, ancora una volta, che il ritardo nel processo di liberalizzazione, non tocca tutti allo stesso modo. Le aziende locali hanno, di fatto, ampliato i loro margini di profitto, come risultato tra i prezzi all'ingrosso, scontati per la riduzione dei costi infrastrutturali regolati dall'AEEG, e quelli al dettaglio rimasti invariati.

Questo è solo un esempio di mancato trasferimento agli utenti finali dei benefici generati dalla dinamica della liberalizzazione in regime di regolazione. In assenza di concorrenza non si avverte alcun interesse a trasferire agli utenti i benefici generati dall'Autorità di regolazione nei segmenti della filiera a monte (p.e., nei costi del trasporto e dello stoccaggio).

In una situazione di stazionarietà del processo di liberalizzazione che non produce competizione, l'esercizio della regolazione diventa sempre più difficile. Bisogna, infatti, da una parte definire le tariffe di vendita a partire dalla valutazione dei costi efficienti che riflettono inevitabilmente la maggiore efficienza complessiva dell'impresa dominante; dall'altra parte è necessario attribuire congrui margini alle attività di vendita che, altrettanto inevitabilmente, dovranno risultare compatibili con la sopravvivenza dei cosiddetti *nuovi entranti*, se il fine ultimo deve essere la promozione della concorrenza.

Non si può trascurare, a tale riguardo, la condizione di obiettiva subalternità dei *nuovi entranti* che, nella generalità dei casi, sono condizionati da un approvvigionamento più oneroso dell'impresa dominante, o che addirittura dipendono per il loro approvvigionamento dalla stessa impresa dominante.

È ciò che si verifica nel caso specifico delle cosiddette *vendite innovative* citato dall'AEEG⁵² nella sua ultima Relazione annuale. L'ENI SpA ha, infatti, ottemperato all'obbligo del *tetto antitrust* nell'importazione di gas naturale, cedendo all'estero parte dei suoi contratti di importazione insieme al diritto di accesso ai gasdotti internazionali sui quali, peraltro, continua ad esercitare le sue facoltà di controllo in ragione dei suoi diritti di utilizzo. È palese allora che l'ENI, attraverso il rispetto del *tetto antitrust*, si trova obiettivamente in una condizione da cui può esercitare un singolare potere di intermediazione su quelli che sono contemporaneamente suoi clienti e concorrenti riducendone di fatto, sotto quest'ultima veste, i margini operativi.

I contratti di importazione *Take or Pay* (TOP), stipulati da ENI precedentemente all'emanazione della direttiva 98/30/CE, hanno consentito a questa società di continuare a coprire

⁵¹ Vedi par. 3.2.5.1 (Trasporti).

⁵² AEEG: "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta" - 30 aprile 2004.

quote consistenti dell'aumento della domanda di gas naturale maturato nei primi anni 2000, sottraendole alla competizione con i nuovi entranti. Grazie alla ricostruzione del volume contrattuale di importazione, i contratti a lungo termine continueranno ad attribuire ad ENI, ancora per molti anni, una piena libertà di manovra sulla allocazione dei flussi di importazione. Sono chiare le implicazioni che ne derivano anche sotto l'aspetto dello scarso margine di capacità di accoglienza nei punti di interconnessione e di trasporto a favore di terzi.

Tale situazione fu censurata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) che, con il provvedimento n. 11421 del 21 novembre 2002, dispose che ENI allestisse un piano di potenziamento della capacità di trasporto dei propri gasdotti di importazione. L'ultima versione del piano presentata da ENI nel febbraio 2004 è stata giudicata inadeguata dall'AGCM⁵³.

3.2.1 Riserve nazionali e produzione

Il livello produttivo di gas naturale nel 2003 (poco meno di 14 miliardi m³ standard⁵⁴, -6% rispetto al 2002) accentua il declino della produzione nazionale iniziato dal 1994, l'anno in cui fu raggiunta la punta di 20,6 miliardi m³. Il ritmo produttivo di quegli anni si è andato spegnendo, non soltanto a causa del progressivo esaurimento dei campi maturi sia in terraferma che in mare (tra questi, Porto Garibaldi, Agostino e Luna), ma anche a causa della mancata messa in produzione delle riserve accertate, tra le quali quelle dell'Alto Adriatico (tabella 3.2.1).

Il maggiore contributo alla produzione viene dalla zona A del Mare Adriatico (53%) che detiene, in particolare, anche il 46% delle riserve nazionali di gas naturale; l'ammontare di queste ultime al 31 dicembre 2003 risulta di 188 miliardi m³, ubicate nell'*off-shore* adriatico per i 2/3 del totale.

Al di là di ogni considerazione riguardo alla consistenza delle riserve ritenute recuperabili in zona A (30 miliardi m³), il blocco giudiziario non solo delle attività, ma anche degli impianti, ivi vigente da qualche anno e progressivamente in estensione⁵⁵, ha prodotto una combinazione di effetti frenanti di cui non si sentiva alcun bisogno negli anni di crisi strutturale del settore. Esso ha accentuato la impenetrabilità delle motivazioni ambientali che, al di là di ogni possibile confronto tecnico-scientifico e modellistico sul tema locale della subsidenza, animano le iniziative della magistratura amministrativa e dell'autorità giudiziaria e ha allontanato nuovi investimenti di ricerca sia in quella zona marina che in terraferma, con la prospettiva di una progressiva rarefazione di professionalità tecniche sul versante dell'*up-stream* italiano.

⁵³ In relazione a tale valutazione l'AGCM ha reso noto nell'aprile 2004 di avere avviato un procedimento contro Eni, contestando la violazione dell'art. 82 del Trattato CE, per avere venduto all'estero ad operatori italiani volumi di gas provenienti dai propri contratti TOP in misura sufficiente a garantire sino al 2007 la copertura di tutta la quota residua ad appannaggio di operatori terzi fissata dal DL n. 164/2000 e assicurando, inoltre, che gli stessi volumi di gas godessero di un accesso prioritario e di lungo periodo alla Rete Nazionale del Gas (RNG) di proprietà della controllata Snam Rete Gas. Le conclusioni della indagine istruttoria condotta a suo tempo dall'AGCM sul controllo da parte di ENI di tutte le infrastrutture di importazione di gas in Italia, rese pubbliche recentemente (17 giugno 2004), mettono in evidenza "la inconfutabile posizione dominante di Eni nell'approvvigionamento di gas naturale (importazioni e produzione nazionale), in grado di condizionare fortemente l'esito del mercato".

⁵⁴ Anche quando è riportato solo m³, le quantità di gas naturale si intendono espresse in m³ standard.

⁵⁵ Al primo sequestro giudiziario dei giacimenti *Naomi* e *Pandora* disposto tra il 2002 e l'inizio del 2003 nell'ambito dell'inchiesta avviata all'inizio del 2002 sul rischio di "subsidenza" in Alto Adriatico, è seguito il più recente sequestro di altri due giacimenti nell'*off-shore* di Ravenna, *Dosso degli Angeli* e *Angelina*, delle relative piattaforme e dei pozzi (decreto del Gip di Rovigo del 19 maggio 2004). Queste due ultime strutture erano in attività dagli anni Settanta con una produzione annuale di circa 1,2 miliardi m³ (la produzione nazionale di gas naturale nel 2003 non ha raggiunto i 14 miliardi m³). Secondo una prima valutazione (*Staffetta Quotidiana* del 5/6/04), il valore delle riserve bloccate dal sequestro è stimato intorno al miliardo di euro, mentre le entrate erariali subiranno una penalizzazione corrispondente a poco meno del 10% delle *royalties* del 2001, l'ultimo anno per il quale se ne conosce l'ammontare cumulativo (16,6 milioni di euro) relativamente alla voce gas naturale. L'atto di imputazione del Gip di Rovigo si concentra sul rilascio delle concessioni di coltivazione fino al 2016, in contrasto con il decreto Ronchi del dicembre 1999, che stabiliva in Alto Adriatico il divieto delle attività estrattive entro 12 miglia dalla costa e, oltre questo limite, solo a determinate condizioni. Si può soltanto osservare al riguardo che le aree sottese, rispettivamente, dalle concessioni *Naomi* e *Pandora* e da *Dosso degli Angeli* e *Angelina* sono, la prima esterna anche se prossima alla linea di demarcazione del divieto di cui al decreto Ronchi, la seconda nettamente distante.

Tabella 3.2.1 - Gas naturale: consuntivo della produzione. Anni 2002-2003 (milioni m³ standard)

Regione/ Zona	Anno 2003	Anno 2002	Variazione % 2003/2002
Abruzzo	88	128	-31
Basilicata	837	708	18
Calabria	9	31	-71
Emilia Romagna	413	451	-8
Lombardia	48	57	-16
Marche	122	149	-18
Molise	133	92	45
Piemonte	45	84	-46
Puglia	606	728	-17
Sicilia	371	358	4
Toscana	2	3	-33
Veneto	2	4	-50
TOTALE Terra	2.676	2.793	-4
Zona A	7.372	7.991	-8
Zona B	2.286	2.517	-9
Zona C	4	5	-20
Zona D	1.621	1.587	2
Zona F	37	47	-21
TOTALE Mare	11.320	12.147	-7
TOTALE Generale	13.996	14.940	-6

Fonte: MAP

Una singolarità del 2003 è che le società concessionarie non hanno effettuato il consueto versamento delle aliquote di prodotto dovute come *royalties* per le produzioni di gas naturale realizzate nell'anno precedente, in quanto è stato prorogato per legge il relativo termine di versamento, allo scopo di consentire la messa a punto e l'emanazione di una nuova disciplina, in linea con l'attuale realtà del mercato del gas naturale ed applicabile a decorrere dall'anno 2002.

Il valore delle *royalties* per l'anno 2002 è stato valutato, per il gas naturale e il petrolio, complessivamente intorno a 140 milioni di euro. Tenuto conto delle entrate fiscali equivalenti a 700 milioni di euro ed al valore della produzione dai giacimenti nazionali (in termini di unità equivalenti il gas naturale concorre per 2/3 del valore), il contributo dell'*up-stream* italiano alla bilancia commerciale ha raggiunto i 3 miliardi di euro.

L'andamento produttivo del 2003 fa dubitare che le strategie di politica energetica nazionale intendano valorizzare il ruolo delle attività estrattive domestiche, di cui si è fornito qualche tratto sia in termini di apporto all'equilibrio della bilancia dei pagamenti sia in termini di rischio in relazione al rapido procedere di un declino che potrebbe risultare irrecuperabile se non fermato in tempo.

Le stime del potenziale residuo di riserve, cumulativo delle rimanenti certe, delle probabili (rischio al 50%) e possibili potenziali (rischio al 10%) per un totale compreso tra 850 milioni e 3 miliardi di bep, la valutazione dei costi tecnici⁵⁶ delle attività estrattive in Italia (prossimi a 8 \$/b, sopra la media mondiale di 7,3 \$/b), la ricerca di frontiera in bacini noti (Mesozoico in Pianura Padana e in Adriatico Settentrionale profondo) e su orizzonti inesplorati (formazioni profonde della cintura siculo-maghebina, in terraferma e *off-shore*), già oggetto di dibattito continuo da molti anni, sono stati riproposti recentemente⁵⁷ all'attenzione di operatori, esperti e funzionari dell'Amministrazione centrale e delle Regioni interessate.

⁵⁶ Comprensivi di esplorazione, sviluppo e produzione, al netto delle tasse e del costo dei ritardi rispetto ai tempi standard mondiali per il *first oil*, che in Italia incide per un 20% aggiuntivo sul costo totale del barile.

⁵⁷ Atti del Workshop OMC (*Off-shore Mediterranean Conference*), Ravenna (2 aprile 2004). In particolare: A.Ketoff: "L'*up-stream* italiano nel contesto mondiale"; S. D'Andrea: "Finding costs and time to market"; S.A. Laurea: "Frontier Exploration in Italy"; G. Michelotti: "Hydrocarbon potential in Italy".

Potrebbe rivelarsi risolutiva delle incertezze e vischiosità che frenano l'esplorazione e le attività estrattive l'entrata in vigore della legge di riordino del settore energetico (legge 239/04, cosiddetta Marzano), che contiene elementi di semplificazione e di accorpamento delle procedure autorizzative e delle modalità di intesa Stato-Regioni.

3.2.2 Importazione ed esportazione

Negli ultimi anni il gas naturale è divenuto la fonte di energia più utilizzata per produrre elettricità: dal 16% nel 1992 si è passati al 40,6% nel 2003 (figura 3.4.1).

Il ricorso alle importazioni è pertanto in aumento: queste hanno coperto l'80% del fabbisogno nel 2003.

I flussi di importazione provengono dalla Russia attraverso le porte di Tarvisio e Gorizia (35,9%), dall'Algeria attraverso Mazara del Vallo (34,5%) e, attraverso le immissioni nella rete nazionale al confine con la Svizzera di Passo Gries (24%), dai Paesi Bassi e dalla Norvegia, oltre che da apporti limitati da altre produzioni europee.

Vi è, infine, un 5,6% di gas naturale liquefatto (GNL) proveniente dall'Africa presso il terminale ligure di Panigaglia, gestito da GNL Italia SpA dove è rigassificato ed immesso in rete. Il quadro delle importazioni va completato con la precisazione riguardante il contratto di scambio con *Gaz de France* del GNL nigeriano che ENEL acquista dal 1997 e che comporta l'arrivo via gasdotto di quote di importazione da Russia, Francia, Germania e come GNL dall'Algeria, tutte partite in conto ENEL per un totale intorno al 6% delle importazioni totali.

Sui contratti relativi alle due principali correnti d'importazione, la Commissione Europea ha promosso e assecondato l'accordo trilaterale del 6 ottobre 2003 ENI e con Gazprom. Con quest'accordo la Russia ha accettato l'eliminazione delle clausole di destinazione (restrizione territoriale) attive nei contratti stipulati nei decenni scorsi e l'ENI ha accettato di offrire volumi significativi di gas naturale russo a clienti fuori del confine italiano⁵⁸ e, nel tempo stesso, di avviare un programma di potenziamento della linea d'importazione TAG da mettere in atto tra il 2008-2011 al servizio del mercato italiano.

Quanto all'Algeria, l'eliminazione delle clausole di destinazione dai contratti TOP avrà probabilmente come contropartita⁵⁹ l'ingresso diretto della compagnia di stato algerina Sonatrach nel mercato europeo. L'esito del negoziato si colloca in un quadro di trattative allargato agli interessi della Partnership Euro-Mediterranea, che abbraccia e regola tutte le trattative in tema di interconnessioni energetiche.

Rientrano, pertanto, in tale ambito il progetto del nuovo gasdotto (Galsi) che, con una capacità di 8-10 miliardi m³/anno, dall'Algeria raggiunge la Francia attraverso la Sardegna; il progetto del gasdotto Grecia-Italia, finanziato dalla Commissione Europea nell'ambito del regolamento del Trans European Network (TEN)⁶⁰.

È in fase di completamento, invece, il gasdotto di importazione dalla Libia con una capacità contrattuale di 8 miliardi m³, che potrebbe entrare in funzione entro il 2004 e raggiungere le condizioni di regime nel 2006.

La realizzazione del potenziamento del tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria, per una capacità aggiuntiva di 6,5 miliardi m³, non sembra avere vita facile dal momento che si è aperto un contenzioso tra ENI, la *Trans Tunisian Pipeline Company* (TTPC, che è una controllata di ENI) e la compagnia di stato Sonatrach e che, naturalmente, coinvolge anche i governi.

⁵⁸ Da cui la pratica delle *vendite innovative* di gas.

⁵⁹ Il negoziato è tuttora in corso.

⁶⁰ Di tali progetti, politicamente maturi, deve ancora essere avviata la fase di verifica di fattibilità tecnico-economica e finanziaria.

Tabella 3.2.2 - Importazioni degli operatori del gas naturale. Anno 2003 (Milioni di m³ standard e quote percentuali)

	VOLUME IMPORTATO	QUOTA PERCENTUALE
Eni Gas & Power	40.410	61,5
Enel Trade	9.092	14,5
Edison Gas	5.880	9,4
Plurigas	3.062	4,9
Energia	1.183	1,9
Gaz de France	579	0,9
Dalmine Energie	556	0,9
Gas Natural Vendita Italia	342	0,6
Energetic Source	313	0,5
Energas Milano	253	0,4
E Noi	186	0,3
Italcogim Trading	165	0,3
Worldenergy SA Svizzera	128	0,2
Hera Comm	128	0,2
Blumet	117	0,2
Electra Italia	76	0,1
Gas Plus	72	0,1
Blu Gas	64	0,1
BP Italia (2)	55	0,1
SPEIA	52	0,1
Acea Electrabel Trading	36	0,1
Spigas	33	0,1
EGL Italia	33	0,1

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori. Importazioni Eni al netto delle esportazioni.

È significativo notare che, nel quadro delle attività di importazione, soltanto 5 operatori superano la quota dell'1% (ENI, ENEL, Edison, Plurigas, Energia) e, forse ancora più rimarchevole, che i primi tre (ENI, ENEL, Edison) coprono da soli l'86% circa del totale delle importazioni (tabella 3.2.2).

L'incidenza del gruppo ENI si è relativamente ridotta al 61,5%, seguita a distanza da ENEL Trade (14,5%). Nel 2003, risultano in leggero aumento rispetto al 2002 le quote di importazione di quasi tutti gli operatori, con l'eccezione dei più diretti concorrenti di ENI, che hanno importato volumi di gas naturale in netto aumento. È cresciuto, peraltro, il numero complessivo degli operatori.

3.2.3 Prezzi

Quanto alle strutture e ai livelli tariffari praticati dalle compagnie europee attive nel trasporto, che in generale riflettono le scelte di organizzazione del mercato operate dai diversi Paesi, i modelli prevalenti sono:

- tariffe proporzionali alla distanza percorsa e al diametro della condotta, adottate nei Paesi con regime tariffario *regolato* come Germania, Francia, Belgio);

- tariffe determinate sulla base della struttura *entry-exit*, adottate nel Regno Unito, Irlanda, Paesi Bassi, Italia. Alle tariffe si applica una matrice di corrispettivi per ogni possibile combinazione tra i diversi punti di entrata e uscita della rete;
- tariffe postali (o francobollo), che assegnano un corrispettivo fisso per il trasporto indipendentemente dalla distanza percorsa dal gas; è una tariffa adottata da Paesi caratterizzati da una rete poco estesa (Spagna, Danimarca, Svezia, Lussemburgo).

Tutti i Paesi, tranne Austria e Paesi Bassi, fanno riferimento a due componenti principali nella determinazione delle tariffe: una quota relativa agli impegni di capacità di trasporto sulla rete e una quota correlata ai volumi effettivamente trasportati.

La direttiva 2003/55/CE è orientata alla convergenza sul sistema *entry-exit*, come quello che sembra incentivare meglio la concorrenza. Mentre le tariffe correlate alla distanza e quelle postali, infatti, risultano spesso non commisurate ai costi sostenuti, il criterio *entry-exit* consente un uso più razionale della rete e significativi recuperi di efficienza, a condizione che alle Autorità di regolazione nazionali sia confermato il compito istituzionale⁶¹ di verificare la corrispondenza tra i costi effettivamente sostenuti dagli operatori e le tariffe proposte agli utenti del servizio.

Nell'ambito delle attività di trasporto, l'Italia presenta tariffe con valori generalmente superiori alla media europea (+2,1% per il trasporto a 200 km, +9,6% per il trasporto a 500 km). Tra le motivazioni che sono addotte a sostegno del livello delle tariffe esistenti, figura il riferimento all'età del sistema di rete (in media inferiore a 20 anni) e a un tasso di remunerazione sul capitale investito che è particolarmente vantaggioso: due elementi di valutazione che si riflettono in un prezzo unitario per metro cubo più elevato (tabella 3.2.3).

La convergenza su un modello unitario promossa dalla direttiva dovrebbe poter favorire il progressivo allineamento delle tariffe e la omogeneizzazione dell'organizzazione delle reti e della regolazione degli accessi.

L'andamento dei prezzi del gas naturale negli ultimi 5 anni (luglio 1998-luglio 2003) mostra, in tutte le categorie di utenza (domestica, commerciale e industriale) aumenti medi annui che variano tra il 3,5 ed il 5,8%. Su tale andamento di base comune a tutti i Paesi, il profilo delle tariffe segue poi una sua particolare legge di crescita in ciascun Paese, anche in relazione al regime fiscale.

Se si esaminano le varie categorie d'uso, risulta (figura 3.2.1):

Usi industriali: la struttura delle tariffe nei Paesi europei è di tipo "regressivo", in rapporto ai volumi di consumo. I prezzi variano tra 0,358 euro/m³ (bassi valori dei consumi) a 0,209 euro/m³ (alti consumi). Il differenziale tra l'Italia e gli altri Paesi, per quanto attenuato dalla regressività della tariffa, può risultare anche significativo:

- per livelli di consumo fino a 11.000 m³/anno, la tariffa è più alta del 16,2% della media europea, mentre per consumi fino a 110.000 m³/anno, la differenza si riduce al 9%.
- per più alti livelli di consumo, da 1,09 fino a 10,9 milioni m³/anno, il differenziale diventa leggermente negativo.

Usi civili (riscaldamento, cottura cibi e produzione di acqua calda): la tariffa italiana presenta i valori relativamente più bassi per consumi annuali fino a 220 m³ (effetto della regressività), ed i valori più alti per il livello massimo dei consumi. In particolare:

- la tariffa per consumi fino a 220 m³/anno è del 15,5% più bassa della media europea;
- per consumi intorno a 2.200 m³/anno la tariffa era del 52,6% più alta della media degli altri Paesi (0,638 euro/m³ rispetto ad una media di 0,418 euro/m³; il differenziale si accentua fino al 57,4% per consumi intorno 3.300 m³/anno (0,640 euro/m³ rispetto 0,406 euro/m³).

⁶² Nei primi mesi del 2004, è stato raggiunto un accordo trilaterale tra la Commissione Europea, l'Istituto Universitario Europeo di S. Domenico di Fiesole ed il CEER per la istituzione a Firenze di un Centro Internazionale di Eccellenza nel settore della Regolazione.

Tabella 3.2.3 - Tariffe di trasporto e dispacciamento per l'anno termico 2003/04
(tariffe in assenza del tributo disposto dalla legge della Regione Sicilia 26 marzo 2002, n. 2)

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI (€/GJ)				
CV	0,167255			
CV ^P	0,008176			
Corrispettivi unitari di capacità di rete nazionale (€/a/m ³ standard/g)				
C _{Pe}	C _{Pu}			
Mazara del Vallo	2,142874	Friuli Venezia Giulia	A	0,538638
Passo Gries	0,298082	Trentino Alto Adige - Veneto	B	0,678954
Tarvisio	0,645104	Lombardia Orientale	C	0,776143
Gorizia	0,516836	Lombardia Occidentale	D	0,879253
Panigaglia	0,540838	Nord Piemonte	E1	1,077001
Nord Occidentale	0,077469	Sud Piemonte e Liguria	E2	0,879253
Nord Orientale	0,101644	Emilia e Liguria	F	0,678954
Rubicone	0,121319	Basso Veneto	G	0,600136
Falconara	0,438506	Toscana e Lazio	H	0,585215
Pineto	0,631000	Romagna	I	0,478656
San Salvo	0,471894	Umbria e Marche	L	0,384917
Candela	0,553680	Marche e Abruzzo	M	0,473413
Monte Alpi	0,765278	Lazio	N	0,516657
Crotone	1,649910	Basilicata e Puglia	O	0,528678
Gagliano	1,765982	Campania	P	0,372240
		Calabria	Q	0,328380
Stoccaggi Stogit/Edison T&S	0,159403	Sicilia	R	0,128081
CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ DI RETE REGIONALE CRr (€/a/m ³ standard/g)				
Snam Rete Gas	1,182195			
Edison T&S e SGM	1,589120			
CORRISPETTIVO FISSO CF ^(A)				
	1° livello	2° livello	3° livello	
Snam Rete Gas (€/a)	3 132,872464	7 832,231710	17 764,368577	
Edison Gas e SGM (€/punto di riconsegna)	31,341868	2 164,914256	5 240,865844	

(A) 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 metri cubi prelevati, la tipologia degli apparati di misura o il metodo di acquisizione dei dati di misura.

Una parte rilevante del differenziale di prezzo tra il mercato italiano e gli altri Paesi membri dell'UE è legata alla componente fiscale. L'incidenza della tassazione sulla soglia dell'uso finale, notevolmente più alta in Italia, nella media europea varia tra il 10,3% ed il 25,4%, a seconda del livello dei consumi. La banda di variazione che si riscontra in Italia ha, invece, un'escursione che va dal 18,9% al 43,4% del prezzo.

In particolare (tabella 3.2.4), le imposte (imposta sul consumo, addizionale regionale e IVA) rappresentano circa il 50% della tariffa mentre le componenti a copertura dei costi infrastrutturali incidono per circa il 20% sul valore complessivo e risultano pari 0,1186 euro/m³ (0,095 euro/m³ per lo stoccaggio, 0,0287 per la voce trasporto sulla rete ad alta pressione e 0,0804 euro/m³ per la voce distribuzione). La componente relativa alla materia prima è pari (2004) a 0,1283 euro/m³.

Figura 3.2.1 - Composizione della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale negli ultimi due anni (c€/m³)

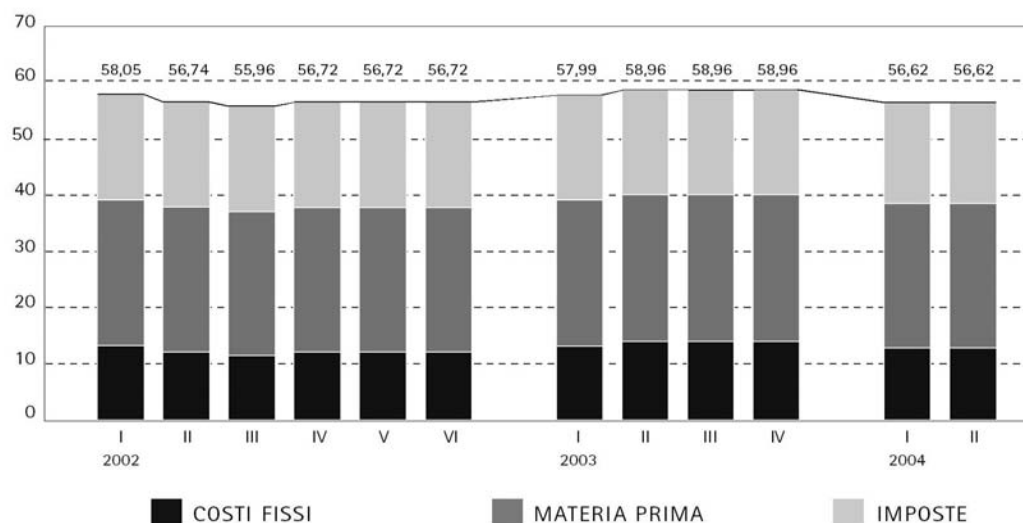


Tabella 3.2.4 - Imposte sul gas naturale (c€/m³; aliquote percentuali in vigore nel 2004)

TARIFFA	T1	T2		T3	T4
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
CONSUMO		<250 m ³ /a	>250 m ³ /a		
IMPOSTE		<250 m ³ /a	>250 m ³ /a		
Imposta di consumo					
Normale	4,00	4,00	17,00	17,00	1,25
Località ex Cassa del Mezzogiorno	3,87	3,87	12,42	12,42	1,25
Addizionale regionale^(A)					
Piemonte	2,00	2,00	2,58	2,58	0,62
Lombardia ^(B)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Veneto	0,52	0,52	1,29	1,29	0,62
Liguria ^(C)	2,00	2,00	2,58	2,58	0,62
Emilia Romagna	2,00	2,00	3,10	3,10	0,62
Toscana	2,00	2,00	2,60	2,60	0,60
Umbria	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Marche	1,55	1,55	1,55	0,62	0,62
Lazio	2,00 ^(D)	2,00 ^(D)	3,10	3,10	0,62
Abruzzo	1,93	1,93	2,58	2,58	0,62
Molise	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Campania	1,93	1,93	2,58	2,58	0,52
Puglia	1,93	1,93	2,58	2,58	0,62
Basilicata	1,93	1,93	2,58	2,58	0,62
Calabria	1,93	1,93	2,58	2,58	0,62
Aliquota IVA (%)	10	20	20	20	20

(A) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a zero.

(B) A decorrere dall'1 gennaio 2002 non è più dovuta (art. 1, comma 10, legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27).

(C) Aliquota ridotta a 1,55 per i comuni appartenenti alla fascia climatica "E" e a 1,03 per quelli nella fascia "F".

(D) Aliquota ridotta a 1,57 nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno. Si tratta delle regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna; delle province di: Frosinone, Latina; di alcuni comuni della provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; di comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni comuni della provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; delle isole d'Elba, del Giglio e Capraia.

3.2.4 Tecnologie

Dalla seconda metà degli anni Ottanta, le prospettive offerte dalla tecnologia della liquefazione del gas naturale alla valorizzazione commerciale delle riserve insediate a grande distanza dai mercati, hanno richiamato l'attenzione dell'industria sullo stoccaggio. Questo segmento terminale dei progetti commerciali risulta uno dei fattori di affermazione e sviluppo delle nuove strategie, sia in termini di benefici economici che sul terreno degli interessi ambientali.

In tema di stoccaggio di GNL, non essendo ovviamente eludibile il vincolo della temperatura (-162 °C) come condizione a regime, la soluzione affidabile ed effettivamente praticata è stata finora univoca e consiste nella realizzazione di serbatoi di cemento interrati ed opportunamente isolati. Gli aspetti non pienamente soddisfacenti di tale soluzione possono essere letti sommariamente in termini di impatto visivo e di occupazione di grandi aree⁶², di compatibilità ambientale e di esposizione ai rischi specie se nei pressi di aree abitate o di aree industriali, di protezione da sabotaggi o attentati, e soprattutto, in termini di costo (perimetrazione dell'area, strutturazione del bacino e muri periferici di ritenzione, sistemi antincendio ecc.)

In alternativa, sono stati numerosi i tentativi di stoccaggio a -162 °C in cavità sotterranee collocate a profondità tra 500 m e 1.000 m, tali che la pressione del terreno di copertura fosse sufficiente a contrapporsi alle sollecitazioni a trazione provocate dal raffreddamento. Queste esperienze hanno però fornito risultati negativi, che possono sommariamente essere ricondotti alle sollecitazioni termiche⁶³ indotte nelle formazioni recipienti e negli organi di iniezione (essenzialmente, i pozzi). Le fratture generate nelle formazioni geologiche facilitano perdite di gas naturale esaltando lo scambio termico tra il gas liquefatto e la formazione circostante e una conseguente eccessiva velocità di vaporizzazione del gas naturale a contatto; le stesse sollecitazioni termiche, inoltre, causando l'infragilimento dei materiali costitutivi degli impianti conducono alla loro disgregazione.

È stato abbastanza agevole risolvere questo secondo ordine di problemi, ricorrendo a tecnologie e materiali adeguati. Le esperienze relative alla prima sequenza fenomenologica, invece, hanno condotto a una linea d'azione specificamente mirata a mediare l'interazione tra GNL e la formazione rocciosa circostante, attraverso dispositivi e accorgimenti atti a moderarla ed a tenerne sotto controllo l'evoluzione.

Un modello fisico che si prestasse al conseguimento di questi obiettivi è stato individuato in cavità in roccia dura, non necessariamente a grande profondità, ma attrezzata all'accoglimento del GNL mediante due provvedimenti:

- un rivestimento delle pareti della cavità impermeabile a gas e liquidi, a protezione della roccia dalle temperature estremamente basse;
- formazione di un involucro di ghiaccio intorno alla cavità, con sviluppo moderato e controllato del ghiaccio in funzione di barriera secondaria.

Dopo una prima fase dedicata all'analisi teorica ed alla progettazione, un *pool* di compagnie internazionali⁶⁴ ha elaborato un progetto pilota di stoccaggio criogenico in caverna, da realizzare a Daejon, in Corea.

⁶² Nelle aree costiere, che sono fisiologicamente destinate ad accogliere i terminali GNL, si sono generalmente già sviluppate altre industrie e lo spazio disponibile per nuove attività è limitato e molto costoso.

⁶³ Che si traducono generalmente in sollecitazioni a trazione e nella fratturazione delle formazioni geologiche.

⁶⁴ SN Technigaz, società del Gruppo Saipem, e Geostok hanno collaborato per anni allo sviluppo di un progetto di stoccaggio in caverne in rocce dure rivestite e, alla fine degli anni 90, hanno elaborato insieme alla società sud-coreana Sunkyong Engineering and Construction Ltd (Skec), un progetto pilota dimostrativo, da realizzare in una cavità denominata Daejon, a 200 km a Sud di Seoul, messa a disposizione della sperimentazione dalla Skec. La copertura della caverna, che una volta allestita per lo stoccaggio avrà le dimensioni 3,5 x 3,5 x 10,0 metri (110 m³), si trova a circa 20 metri dalla superficie; l'accesso è consentito da un tunnel orizzontale esistente. Lo sviluppo del progetto si avvale del contributo delle tre compagnie, rispettivamente nel ruolo di progettazione del processo e del sistema di contenimento (SN Technigaz), aspetti idrogeologici (Geostock), approvvigionamento, costruzione e operazioni (Skec).

Il progetto concettuale si fonda su due linee di intervento:

- la realizzazione del sistema di tenuta per garantire il contenimento del GNL e la protezione della roccia dallo *shock* termico;
- la realizzazione di un sistema di drenaggio preliminare (nei primi mesi delle operazioni di stoccaggio), prima che la roccia immediatamente circostante arrivi a congelarsi, per eliminare temporaneamente l'acqua intorno alla cavità e impedire che una eccessiva pressione idrostatica agisca contro il sistema di contenimento⁶⁵. Lo studio degli effetti del ghiaccio nelle diaclasi⁶⁶ attraverso la misurazione delle dislocazioni indotte; del processo di congelamento dell'acqua nelle diaclasi in base ai dati di flusso dell'acqua a bassa temperatura nelle diaclasi; e della deformabilità del sistema di contenimento in un modello a grandezza reale hanno dimostrato la validità del progetto⁶⁷.

Il sistema di contenimento adottato per le caverne sotterranee rivestite è analogo a quello impiegato e perfezionato negli anni da SN Technigaz, a partire dal 1962, per i serbatoi di GNL del tipo a membrana e per le metaniere⁶⁸; l'impostazione modulare del sistema lo rende molto flessibile in generale e, in particolare, adatto a seguire la geometria delle cavità e consentire di modulare lo spessore complessivo dei pannelli isolanti per alzarne l'efficienza.

Una sezione trasversale del contenimento, dall'ammasso roccioso al GNL, vede di seguito:

- una struttura di contenimento in cemento (a Daejon la struttura è stata realizzata in cemento armato gettato in opera);
- una successione di pannelli isolanti di schiuma racchiusi da pannelli di compensato e fissati alla parte in cemento armato, per uno spessore intorno a 300 mm (l'obiettivo è che la temperatura della roccia non scenda sotto -50 °C dopo 30 anni e che il tasso di vaporizzazione si mantenga entro i limiti fissati);
- una membrana ondulata di acciaio inox dello spessore di 1,2 mm, destinata ad assicurare l'impermeabilità al gas naturale a bassa temperatura.

La caverna-pilota di Daejon, i cui lavori strutturali sono stati completati nel 2003, accoglie già dall'inizio del 2004 azoto liquido⁶⁹ e lo svolgimento delle operazioni della fase dimostrativa, i risultati delle quali sono molto attesi per dimostrare la fattibilità della nuova tecnologia, per

⁶⁵ Dopo che intorno alla cavità si è congelato uno spessore di roccia sufficiente ad assorbire il carico idrostatico, le operazioni di drenaggio vengono fermate per consentire all'acqua di circolare e tornare ad invadere progressivamente la roccia formando, in modo controllato, uno spesso involucro di ghiaccio impermeabile in funzione di barriera secondaria. Lo spessore dell'involucro di roccia ghiacciata richiesto per contrapporsi alla pressione interstiziale esterna è di 1-2 metri, in relazione alle caratteristiche meccaniche dell'ammasso roccioso, mentre i tempi sono dell'ordine dei mesi fino all'anno, a seconda delle caratteristiche idrogeologiche dell'area. Il sistema di drenaggio è realizzato attraverso una rete di fori di pompaggio che fanno capo alla superficie ed a canalizzazioni in gallerie sotterranee (sistema a cortina d'acqua). Opere di cementazione sistematiche vengono eseguite durante le operazioni di scavo.

⁶⁶ Fratture nella formazioni rocciose, le pareti delle quali non si sono distaccate. Quasi tutte le formazioni rocciose sono fessurate, specialmente le rocce dure; con l'abbassamento della temperatura, le fessure esistenti risultano oggettivamente predisposte ad agire come strutture di rilassamento. La modellizzazione geomeccanica ha dimostrato che le tensioni di snervamento generate dalla bassa temperatura inducono e accentuano la divaricazione delle diaclasi esistenti. Si ha anche motivo di ritenere che la maggior parte delle formazioni rocciose sia in grado di sopportare temperature fino a -8 °C, a condizione che l'ammasso roccioso venga assoggettato ad un adeguato sistema di tiranti.

⁶⁷ Emmanuel Chanfreau, Eric M. Amantini : "*Development and construction of lined cavern LnG storage pilot*"- AICHE 2004 Spring National Meeting, 25-29 aprile (New Orleans, LA).

Hugh Kaiser: "*The storage of natural gas in underground caverns*"- AICHE 2004 Spring National Meeting, 25-29 aprile (New Orleans, LA).

⁶⁸ Emmanuel Chanfreau: "*Caverna criogenica per lo stoccaggio di GNL*"- Impiantistica Italiana n. 3, maggio-giugno 2004.

⁶⁹ L'impiego dell'azoto liquido, che ha comportato l'installazione di uno specifico impianto di stoccaggio per coprire tutte le esigenze di compensazione dell'azoto ed un circuito isolato di collegamento con la caverna, è dovuto a considerazioni di sicurezza e di praticità, per l'azoto liquido per rispondere alle esigenze di disponibilità

collaudare le prestazioni del sistema complessivo e per affrontare la preparazione di progetti su scala industriale.

3.2.5 Organizzazione industriale del mercato

In un mercato in cui le importazioni sono strutturalmente messe a regime attraverso contratti a lungo termine, di cui sono storicamente depositarie le compagnie dominanti, manca materialmente quel grado di libertà nell'approvvigionamento extra-comunitario che, solo, può consentire di competere sui prezzi per conquistare quote di mercato.

Si deve osservare che il trasferimento del diritto di accesso sulla rete internazionale dei gasdotti, contestualmente alla cessione dei contratti, è vanificato in primo luogo dalla congestione della rete e, in secondo luogo, dai diritti di utilizzazione. Questi si fanno valere in una sorta di vuoto di regolamentazione, in quanto essi non sono sottoposti ad alcun vincolo di regolazione nazionale del diritto di accesso a terzi e, tanto meno, ad un protocollo di regolazione di marca europea.

Nelle circostanze in cui l'approvvigionamento del gas naturale passa quasi esclusivamente attraverso il regime dei contratti *take or pay* (TOP) a lungo termine, l'ingresso e la sopravvivenza di nuovi operatori possono verosimilmente realizzarsi solo in due modi⁷⁰: con l'occupazione della porzione di mercato che l'impresa dominante decide di lasciare libera, ovvero attraverso operazioni di aggregazione/acquisizione delle imprese di vendita al dettaglio.

Nel primo caso, si genera la cosiddetta "*entrata senza concorrenza*", ovvero uno scenario di mercato in cui il nuovo operatore si insedia nella porzione di mercato lasciata a sua disposizione e non è in grado di coltivare alcuna aspirazione concorrenziale per la conquista di nuove e maggiori quote.

Del caso alternativo è stato già osservato che esso rivolge il beneficio obiettivo di una maggiore efficienza esclusivamente a favore dell'impresa nella sua versione aggregata, rivelandosi nullo il trasferimento dei minori costi sul prezzo all'utenza.

Le prospettive di affermazione della concorrenza sembrano affidate, quindi, alla progressiva estinzione o perdita di importanza dei contratti TOP, all'arginamento della pratica legata alle "vendite innovative" e, in definitiva, alla crescita degli scambi multilaterali, anonimi ed estemporanei (spot), mediati su un terreno neutro, quale potrebbe essere una *borsa* del gas.

Una sorta di approssimazione della "*borsa*" è il supporto informatico, di recente ideazione con il nome di Punto di Scambio Virtuale (PSV), che Snam Rete Gas SpA ha messo a disposizione degli acquirenti (*shippers*) per la gestione, all'interno della rete nazionale, di scambi non solo di gas naturale ma anche di capacità di trasporto sul mercato secondario. Si tratta di scambi bilaterali, ad un prezzo negoziato volta per volta tra le parti che, sul versante della capacità di trasporto, trova una facilitazione nella adozione del criterio *entry-exit* per la definizione delle tariffe di trasporto⁷¹.

Il potenziale innovativo della modalità PSV viene individuato nell'attitudine intrinseca al supporto informatico di realizzare le condizioni di liquidità dei flussi fisici di gas naturale e di flessibilità della capacità di trasporto e di stoccaggio che sono necessarie per creare un mercato *spot* del gas, con l'aspettativa che, a lungo termine, si realizzi in Italia un *hub*⁷² mediterraneo di riferimento per il mercato europeo del gas.

⁷⁰ Non si può escludere che la sottoscrizione di contratti di approvvigionamento "indipendenti", che resta la modalità fisiologicamente più organica alla libertà del mercato, abbia contribuito a produrre nuovi operatori, ma è difficile pensare, nelle circostanze date, che si debba a questo meccanismo il progressivo aumento del numero di nuovi entranti dal 2000 ad oggi.

⁷¹ La definizione di una tariffa *entry exit*, che prevede un corrispettivo per ciascun punto di ingresso in rete e ciascun punto di uscita dalla rete, in alternativa ad altri criteri quali p.e. la distanza, favorisce la dissociazione dei flussi fisici di gas da quelli commerciali, consentendo scambi di gas estemporanei all'interno del sistema nazionale di rete.

⁷² Si definisce *hub* un punto di trasferimento fisico di gas naturale da diversi gasdotti ad un impianto centrale dal quale esso viene reimpresso, una volta qualificato come composizione e potere calorifico, in un sistema di *pipelines* che lo rinvia in varie direzioni. Council of European Energy Regulators (CEER): "The development of gas hubs and trading centres in Europe" - settembre 2003. Il CEER è stato istituito nel 2000.

Tabella 3.2.5 - Bilancio degli operatori del gas naturale nel 2003 (G(m³); valori uniformati in base al potere calorifico inferiore pari a 8.250 kcal/m³; le immissioni in stoccaggio sono indicate con il segno positivo

	GRUPPO ENI	GRUPPO ENEL	GRUPPO EDISON	AZIENDE MUNICIPALI MAGGIORI	ALTRE AZIENDE LOCALI	SOCIETÀ PRIVATE NAZIONALI	SOCIETÀ ESTERE	TOTALE
Produzione nazionale	12,2	0,0	1,1	0,0	0,0	0,1	0,2	13,5
Importazioni nette	40,0	9,1	5,9	3,5	0,0	2,5	1,5	62,4
Dirette	40,0	9,1	2,9	0,7	0,0	0,8	1,2	54,7
Vendite Eni alla frontiera	0,0	0,0	3,0	2,8	0,0	1,7	0,3	7,8
Trasferimenti netti	-23,7	8,1	0,4	6,2	4,4	5,0	-0,3	0,1
Variazione scorte	-1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,3
Consumi e perdite	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	1,0
Totale risorse	29,4	17,0	7,3	9,5	4,3	7,4	1,4	76,4
Vendite e consumi finali	29,4	17,0	7,3	9,5	4,3	7,4	1,4	76,4
Generazione elettrica	4,7	12,1	5,8	1,4	0,1	1,6	0,6	26,4
Altri usi	24,7	4,9	1,5	8,1	4,2	5,8	0,8	50,0
Mercato tutelato	8,2	3,0	0,7	5,8	3,6	4,3	0,0	25,6
< 2 000 m ³	5,4	2,1	0,3	2,4	1,5	2,1	0,0	13,8
2 - 50 000 m ³	2,0	0,5	0,3	2,6	1,6	1,8	0,0	8,8
50 - 200 m ³	0,6	0,5	0,1	0,7	0,3	0,3	0,0	2,3
> 200 000 m ³	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,0	0,7
Mercato concorrenziale	16,5	1,9	0,8	2,3	0,6	1,5	0,8	24,4
< 2 000 m ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2 - 50 000 m ³	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2
50 - 200 m ³	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,4
> 200 000 m ³	16,4	1,9	0,8	2,1	0,5	1,4	0,7	23,8

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Una sintesi dei ruoli svolti dagli operatori del settore all'interno della dinamica evolutiva dell'organizzazione del mercato, dalla produzione e importazione fino alla vendita ed al consumo, si può leggere in tabella 3.2.5.

Si deve constatare, anzitutto, che prevale una tendenza alla integrazione verticale, in cui perde significato la distinzione tra produttore, grossista, e venditore finale, ed in cui assume rilievo la configurazione del "gruppo" industriale come aggregato di operatori in assetto proprietario ed integrati su tutta la linea di valorizzazione del gas.

Una seconda considerazione deve essere rivolta alla crescente importanza assunta da gruppi di operatori che si sono aggregati intorno a/o per iniziativa delle ex-società municipalizzate (designate come "Aziende municipali maggiori").

Si può far osservare, infine, come anche la fascia delle "Società private nazionali", è costituita non solo da piccole aziende ma anche da Compagnie delle dimensioni di Energia SpA e Italcogim, che possono vantare esperienza di lavoro in regime di concessione e che, adottato il regime di separazione imposta dalla legge 164/2000, sono entrate in competizione su scala nazionale. In sostanza, a partire dalla piena liberalizzazione del mercato del gas naturale del 1° gennaio 2003, la conquista di quote di mercato è avvenuta per fusioni e acquisizioni, invece che attraverso campagne di *marketing*: l'esperienza della liberalizzazione del mercato inglese che, soltanto nel primo anno, ha visto il 30% degli utenti cambiare fornitore, è ancora molto lontana.

Emblematico il caso di ENEL-Gas che, costituita nel 2000, si è sviluppata per acquisizioni di compagnie minori fino ad aggregare a 2 milioni di utenti. La concorrenza effettiva tra operatori dal lato dell'offerta rimane molto debole e non si traduce ancora in una riduzione dei prezzi per gli utenti finali⁷³.

Ci si attende che l'impatto della legge di riordino n. 239/04 generi effetti positivi sulla organizzazione del mercato, almeno nella misura in cui la consapevolezza dell'importanza strategica delle attività del settore si è tradotta in strumenti attuativi.

Vengono in particolare (comma 17 e 18) riproposti gli incentivi previsti dalla legge 273/2000 in materia di accesso e di allocazione di capacità di stoccaggio, sia in termini volumetrici (80% della nuova capacità) che di durata (20 anni). Ne traggono beneficio immediato gli investimenti nei terminali di rigassificazione di Brindisi e Rovigo, ma ne deriva anche una obiettiva promozione di nuovi progetti e impianti.

Da segnalare anche la misura che estende i benefici dell'accesso prioritario ai soggetti che contribuiscono al finanziamento dei progetti con impegni di acquisto a lungo termine (comma 19): è il riconoscimento del ruolo dei contratti di prelievo delle importazioni nella valutazione dei progetti di infrastrutture in regime di *project financing*. Ma è anche oggettivamente una misura di incentivazione dello sviluppo della capacità di rigassificazione del GNL, che concorre, tra l'altro, a ridurre la posizione dell'operatore dominante sulle infrastrutture di approvvigionamento dall'estero.

Viene confermato che il dominio dello stoccaggio è assoggettato al regime della concessione e rientra nelle attività riservate allo Stato (comma 8). Le proroghe delle concessioni sono limitate, derivandone la possibilità di raddoppiare il termine iniziale (comma 61); i giacimenti addetti allo stoccaggio rientrano nel regime autorizzativo dell'Art. 8.1 della legge 340/2000.

3.2.6 Infrastrutture

Con la delibera n. 1229/2003/CE il Parlamento europeo ha definito una serie di orientamenti riguardo alle reti transeuropee nel settore dell'energia, allo scopo di adeguare il supporto comunitario allo sviluppo di un mercato integrato ed allargato ai Paesi dell'Europa orientale.

In quella circostanza sono state individuate alcune aree di intervento per prevenire e correggere ostacoli e distorsioni al processo di integrazione ed al funzionamento dei sistemi energetici e, tra queste, la costruzione di nuove infrastrutture. È, sostanzialmente, quanto già enunciato al paragrafo 3.1.4 in apertura del tema riguardante l'apporto fondamentale delle tecnologie al trasporto di idrocarburi e, in particolare, con riferimento alla capacità di importazione dall'estero di gas naturale, la conferma della necessità di un immediato incremento sostanziale delle infrastrutture di importazione e di interconnessione tra i singoli Paesi membri, se si vuole soddisfare i consumi attesi per il 2020 (figura 3.2.2).

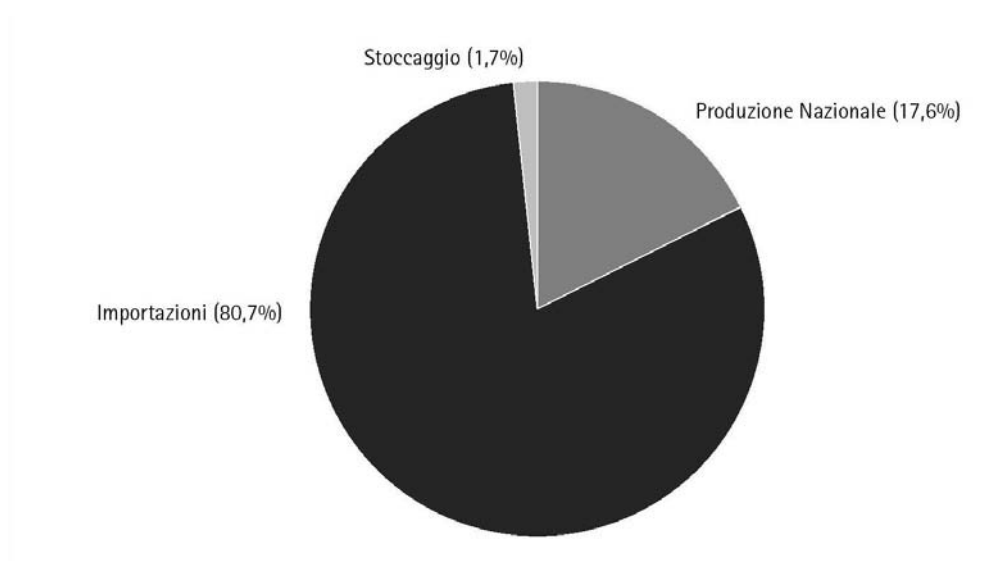
Perché l'attuale capacità di importazione extra-UE, pari a circa 260 miliardi m³/anno, si adegui alla domanda complessiva prevista nel 2020, tenuto anche conto del progressivo allargamento della dipendenza dall'estero (dal 40% al 65% del fabbisogno), si dovrà mettere in cantiere opere infrastrutturali aggiuntive per una capacità di trasporto stimata tra 190 e 290 miliardi m³/anno entro l'anno 2020, e tra 40-80 miliardi m³/anno entro il 2010⁷⁴.

Le azioni di potenziamento delle infrastrutture si proiettano su cinque aree geografiche (Nord-Europa, Mediterraneo occidentale ed orientale, Mar Caspio e Balcani) in relazione alle tre specialità di servizio al gas naturale: gasdotti, stoccaggio e terminali GNL. Le priorità segnalate riguardano lo sviluppo delle grandi dorsali di importazione dalla Russia, dal Nord-Africa e dal Medio Oriente e degli impianti di rigassificazione e di stoccaggio ritenute indispensabili per conferire maggior grado di libertà nella gestione dei flussi commerciali.

⁷³ *Tendenze dell'Industria Italiana* (Rapporto annuale del Centro Studi della Confindustria, giugno 2004), Par. 1.6.2 (pg. 91-100)

⁷⁴ "Games without Frontiers" - (Sez. 2), Studio di Settore di MCC (Medio Credito Centrale), aprile 2004 (pg. 130: *Progetti di potenziamento delle infrastrutture*).

Figura 3.2.2 - Immissioni in rete nel 2003



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

Queste enunciazioni strategiche si calano su una realtà europea alquanto disomogenea, sotto l'aspetto dell'approccio al processo di liberalizzazione, oltre che in relazione agli elementi di natura strutturale che continuano a rendere rigido il mercato anche nei Paesi che con maggiore determinazione hanno intrapreso il percorso verso la liberalizzazione.

Una sintesi sommaria dei fattori di rigidità ricorrenti nelle analisi strutturali dei mercati nazionali, si può tentare attraverso il contrasto tra la chiarezza della domanda di investimenti e le incertezze dell'offerta che non riesce ad accertare tempi e modi di rientro negli investimenti. Ovvero: la contraddizione tra il fabbisogno di investimenti che è proprio dei mercati dipendenti dalle importazioni che devono affrontare gli alti costi di costruzione delle infrastrutture, la cui remunerazione era generalmente garantita da contratti a lungo termine, e le incerte prospettive di remunerazione nel mercato attuale, nel quale la scarsa trasparenza nell'accesso ai servizi e nella costruzione dei prezzi finali⁷⁵ non consentono una verifica attendibile del ritorno sugli investimenti attraverso i costi e la presunta congruità dei margini.

La recente direttiva 2003/55/CE (da recepire negli ordinamenti nazionali entro il 1° luglio 2004) stabilisce norme convergenti per i diversi Paesi membri e irrobustisce il sistema delle regole di promozione della concorrenza e di efficienza e trasparenza dei servizi. La direttiva, la seconda emessa dall'UE sul tema della liberalizzazione del settore gas naturale, esercita delle scelte: a

⁷⁵ La poca trasparenza dei prezzi del gas deve intendersi in relazione sia ai *border price* che alle componenti tariffarie dei servizi di trasporto, stoccaggio e distribuzione e si riscontra, nell'assetto attuale del settore del gas naturale, su scala europea. In particolare, il meccanismo di determinazione del prezzo del gas alle frontiere, che incorpora i costi di produzione, di trasporto dai giacimenti al mercato e l'eventuale costo del transito sul territorio di Paesi terzi rispetto all'esportatore ed all'acquirente, continua a fondarsi sulla indicizzazione al prezzo di greggi e prodotti petroliferi (*dated Brent*, gasolio, *high sulphur fuel oil*), tenuto conto delle specificità relative a potere calorifico, stoccaggio e oneri fiscali. È un approccio che riflette la rigidità dei tradizionali contratti TOP, con durata di 20-25 anni, priva della flessibilità di cui hanno bisogno le nuove condizioni del mercato. È stato rilevato da una recente analisi (*Games without Frontiers*, op. cit.) svolta sui *border price* rilevati per i principali Paesi europei nel periodo gennaio 1994-ottobre 2003, che l'elasticità del *border price* medio europeo (sia via gasdotto che via nave) rispetto al Brent risulta pari a 0,73, con un ritardo di sei mesi.

L'analisi contiene altri risultati che vale la pena di citare. L'andamento del *border price* medio europeo ha subito nello stesso periodo una variazione del 56,5%, che ha portato il livello del prezzo da 9,0 \$/10² m³ a 14,1 \$/10² m³. Il GNL risulta mediamente più costoso rispetto al gas trasmesso via gasdotto (ad eccezione della Spagna, per la quale il GNL di provenienza algerina è meno caro del gas naturale approvvigionato dalla Norvegia). La stabilità dei rapporti commerciali è un fattore che gioca a favore di prezzi più convenienti, talvolta anche in ragione della distanza e dei volumi contrattuali (è il caso delle condizioni favorevoli che l'Algeria concede alla Spagna rispetto a Francia e Belgio), talvolta anche a prescindere dalla distanza (è il caso dei *border price* relativamente bassi che la Russia applica all'Italia, il Paese più lontano tra quelli nei quali esporta). In generale, però, il gas di provenienza russa è quello che mostra i prezzi inferiori.

favore del sistema di accesso regolato alle infrastrutture e dell'*unbundling* societario delle attività di trasporto.

I modelli prevalenti delle strutture dei livelli tariffari praticati dalle compagnie europee attive nel trasporto, che in generale riflettono le scelte di organizzazione del mercato operate dai diversi Paesi, sono state già discusse alla sezione 3.2.3 di questo capitolo, relativa ai prezzi.

3.2.6.1 Trasporti

L'aspetto critico del sistema di trasporto europeo è individuabile in una inadeguata capacità di interconnessione, in relazione sia alle stazioni di ingresso dai Paesi extra-UE, sia alla capacità transfrontaliera tra i singoli mercati nazionali. La scarsità di capacità disponibile nei punti di interconnessione limita in misura sostanziale la potenzialità del sistema, anche se la capacità attuale dei gasdotti mostra margini significativi per sostenere lo sviluppo prevedibile della domanda.

L'Associazione europea degli operatori delle reti di trasporto del gas naturale (GTE), in relazione al livello di utilizzazione della capacità di importazione del sistema di infrastrutture europee evidenzia che dei 19 punti di ingresso nel sistema, corrispondenti ai punti di interconnessione con i gasdotti di provenienza extra-europea (11) ed ai terminali di rigassificazione (8), una buona metà presenta un'assenza totale di capacità disponibile e solo quattro presentano un livello di capacità in eccesso rispetto a quella contrattuale.

Oltre alla costruzione di nuova capacità di trasporto ed al potenziamento dell'esistente, altre soluzioni alla congestione del traffico nei punti di interconnessione possono venire dall'allentamento dei vincoli che accompagnano i tradizionali contratti TOP a lungo termine. In particolare per le clausole di destinazione, che hanno impedito finora di cedere a terzi una parte del volume contrattuale di gas naturale. Sono inoltre necessari criteri omogenei per l'attribuzione della capacità disponibile, potenziando il grado d'interoperabilità dei sistemi nazionali⁷⁶.

Per quanto riguarda il sistema di rete nazionale, l'art. 13 della delibera AEEG n. 137/02 prevede che lo scambio delle capacità di entrata e d'uscita, assegnate agli utenti della rete, avvenga sulla base di procedure, la cui attuazione è regolata con le disposizioni della successiva delibera n. 91 del 31 luglio 2003. A quest'ultimo provvedimento, che già contiene aggiustamenti e modifiche alla delibera n. 137/02, anche in relazione all'esperienza maturata in altri Paesi, ha fatto seguito il provvedimento n. 22 del 26 febbraio 2004, che precisa ulteriormente un percorso di interventi regolatori, articolato in 4 fasi:

- accordi bilaterali tra utenti, in conformità alle disposizioni emanate nelle delibere prima citate, per lo scambio e la cessione di capacità di trasporto e di gas naturale immesso in rete;
- introduzione di contratti standard per gli scambi bilaterali di gas naturale e di capacità, finalizzati al conseguimento della liquidità sul mercato;
- instaurazione di un regime di bilanciamento associato ad un mercato giornaliero;
- introduzione e sviluppo di un mercato centralizzato e indipendente del gas naturale, basato su un meccanismo di incrocio tra domanda e offerta sul modello inglese della *clearing house*, che consenta la determinazione di un prezzo ufficiale di riferimento per le transazioni.

Il sistema informatico per scambi/cessioni di gas naturale al PSV, che realizza il primo dei quattro obiettivi enunciati e, sostanzialmente, supporta l'attuazione degli altri tre, è gestito da Snam Rete Gas dall'ottobre 2003. La delibera 22/04 ha affidato a questa stessa società anche il compito di allestire una proposta di affinamento del sistema da attivare per il prossimo anno termico 2004-05.

Sono ancora sotto esame le problematiche emerse in corrispondenza di alcuni specifici profili del servizio di trasporto, quale è p.e. il caso degli avviamenti: l'AEEG ha diffuso un Documento di

⁷⁷ Vedi: "Games without Frontiers"- op. cit. (pg. 130: Progetti di potenziamento delle infrastrutture).

consultazione sullo specifico tema degli avviamenti, di cui a fine marzo 2004 sono stati raccolti i risultati.

Riguardo al potenziamento delle infrastrutture internazionali di approvvigionamento di gas naturale, il provvedimento n. 273/02 assegna ai soggetti che investono nella realizzazione di nuovi gasdotti di importazione, di nuovi terminali di rigassificazione e di nuovi stoccaggi in sotterraneo, il diritto di allocazione di una quota pari all'80% delle nuove capacità per una estensione temporale di venti anni.

I risultati del conferimento di capacità di trasporto per l'anno termico 2003-04, che presentano alcune variazioni rispetto all'anno precedente (tabella 3.2.6), non hanno fatto registrare episodi di congestione nei punti di interconnessione con le infrastrutture di importazione, pure in presenza di un alto livello di utilizzazione della capacità di trasporto continua.

Nel 2003 sono stati compiuti i primi conferimenti pluriennali presso le stazioni d'ingresso dall'estero, esattamente ad 8 operatori, che hanno ottenuto capacità varie di trasporto per il prossimo quinquennio 2005-10, fino ad un massimo di 103,5 milioni m³/giorno alla porta di Tarvisio (anni 2007-2010).

Tabella 3.2.6 - Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia (migliaia di metri cubi standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2003/04)

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CAPACITÀ CONTINUA	CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE	QUOTA PERCENTUALE CONFERITA/ CONFERIBILE
Passo Gries	57,7	57,7	0,0	100%
Tarvisio	82,0	80,1	1,9	98%
Panigaglia (GNL)	11,5	11,5	0,0	100%
Mazara del Vallo	86,0	74,4	11,6	87%
Gorizia	0,7	0,7	0,0	100%
Totale	237,9	224,4	13,5	94%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive e Snam Rete Gas.

3.2.6.2 Stoccaggio

Anche nel 2003 il volume stabilito dal MAP, sulla base della maggiore partita d'importazione (legge 164/2000), per lo stoccaggio strategico è stato di 5,1 miliardi m³ che, cumulato ai 7,3 miliardi m³ conferito da parte delle imprese agli utilizzatori per la costituzione dei servizi di stoccaggio minerario e di modulazione ciclica, ha costituito il volume totale di *working gas* (12,4 miliardi m³) per la campagna di conferimenti dell'anno 2003-04.

In erogazione, la punta massima giornaliera in condizioni di massimo riempimento degli stoccaggi, ha raggiunto nell'insieme, i 218 milioni m³/giorno.

I volumi di gas naturale movimentati dagli impianti di Stogit sono stati pari a 13,3 miliardi m³, di cui 7,63 m³ in erogazione (al lordo dei consumi) e 5,67 m³ in iniezione. Gli utenti del servizio di modulazione ciclica di Stogit sono stati 23, mentre sono stati 7 quelli che hanno fatto ricorso allo stoccaggio strategico, in relazione alle importazioni da Paesi extra-europei, come da DM 27 marzo 2001 (tabella 3.2.7).

Tabella 3.2.7 - Conferimenti di capacità di stoccaggio relativi al servizio di modulazione ciclica

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2002/03		ANNO TERMICO 2003/04	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (MILIONI DI GJ)	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (MILIONI DI GJ)
Stogit	13	268,6	23	272,7 ^(A)
Edison T&S	4	9,9	5	9,6

(A) Per il sistema di stoccaggi Stogit, il PCS di riferimento è 38,7.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Stogit ed Edison T&S.

I volumi di gas naturale movimentati da *Edison TetS* nei campi di Cellino e Collalto hanno raggiunto nell'anno 2003-04 i 478 milioni m³, di cui 258 milioni m³ in erogazione e 219 milioni m³ in iniezione.

Il *working gas* della capacità dei campi di *Edison TetS*, pari a circa 267 milioni m³, è stato interamente utilizzato dagli utenti del servizio di modulazione ciclica e, a bilanciamento del servizio di trasporto, dalla stessa *Edison TetS*. Gli utenti del servizio di base sono passati da 4 a 5, mentre lo stoccaggio strategico è stato assegnato ad un solo utente nella misura di 10 milioni m³.

In relazione alle azioni promosse negli ultimi anni dal Ministero delle Attività Produttive volte ad accrescere le capacità di stoccaggio, in funzione delle previsioni di crescita dei consumi, e dunque delle importazioni di gas naturale, si è conclusa nel luglio 2004 la fase decisionale della procedura di valutazione delle istanze in concorrenza per le assegnazioni di concessioni relative a nuovi impianti di stoccaggio (tabella 3.2.8).

Ulteriori opportunità, in termini di incremento di capacità, potranno venire dalla possibilità, opportunamente verificata, di sfruttare gli acquiferi naturali quali siti per lo stoccaggio; tecnica, già largamente adottata in Paesi come Francia, Belgio, e Germania.

Quanto alle assegnazioni delle concessioni relative a nuovi impianti di stoccaggio, sulla base dell'elenco di siti idonei allo stoccaggio elaborato a suo tempo dal MAP, la fase decisionale della procedura di analisi delle istanze in concorrenza sarà ufficializzata entro l'autunno 2004 e sarà una prima risposta alle prospettive di crescita del mercato e della domanda di capacità aggiuntiva di stoccaggio.

Sulla base dei progetti presentati, si stima che nell'arco dei prossimi 3-4 anni saranno mobilizzabili ulteriori 3,1 miliardi di m³ standard di *working gas*, una parte dei quali è di recente acquisizione grazie a due progetti approvati (tabella 3.2.8): il progetto della Confservizi International nel sito di Corigliano (1 miliardo di m³ standard) e il progetto indirizzato al superamento della pressione originaria di giacimento nel sito di Settala (0,5 miliardi di m³ standard). Ciò permetterà a nuovi operatori di entrare nel comparto, in linea con l'attuale tendenza ad utilizzare sempre più lo stoccaggio a fini commerciali, oltre che come puro bilanciamento tra ciclo estivo e invernale.

Tabella 3.2.8 - Istanze di concessione di stoccaggio. Settembre 2004

BUIG	DENOMINAZIONE Istanza ^(A)	SOCIETÀ TITOLARE	REGIONE	PROV.	STATO ISTRUTTORIA
XLVI-8	Canton	Indipendent Gas Management	Veneto	VE	rigettata
XLVI-8	Colle Tronco	Indipendent Gas Management	Lazio	FR	in corso
XLVI-8	Rivara	Indipendent Gas Management	Emilia Romagna	MO-BO	in corso
XLVI-9	Borgo S. Giovanni (1)	Costruzione Condotte	Lombardia	LO	rigettata
XLVI-9	Cornegliano (1)	Confservizi International	Lombardia	LO	accolta - verifiche su necessità VIA
XLVI-9	Cotignola (2)	Blugas	Emilia Romagna	RA	rigettata
XLVI-9	Cotignola (2)	Edison T&S	Emilia Romagna	RA	accolta
XLVI-9	Cotignola (2)	Confservizi International	Emilia Romagna	RA	rigettata
XLVI-9	Cotignola (2)	CPL Concordia e Italcogim	Emilia Romagna	RA	rigettata
XLVI-9	Cotignola (2)	Enel FTL	Emilia Romagna	RA	rigettata
XLVI-9	Cugno Le Macine (3)	CPL Concordia	Basilicata	MT	rigettata
XLVI-9	Cugno Le Macine (3)	Geogas	Basilicata	MT	accolta
XLVI-9	Cugno Le Macine (3)	Blugas	Basilicata	MT	rinuncia
XLVI-9	San Potito (4)	CPL Concordia e Italcogim	Emilia Romagna	RA	rigettata
XLVI-9	San Potito (4)	Enel FTL	Emilia Romagna	RA	rigettata
XLVI-9	San Potito (4)	Edison T&S	Emilia Romagna	RA	accolta
XLVI-9	San Potito (4)	Blugas	Emilia Romagna	RA	rigettata
XLVI-9	Serra Pizzuta (5)	Geogas	Basilicata	MT	accolta
XLVI-9	Masseria S. Angelo (5)	Blugas	Basilicata	MT	rigettata

(A) I numeri indicati in parentesi accanto al nominativo dell'istanza si riferiscono alle istanze in concorrenza tra loro.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

3.2.7 Attività di vendita

Il segmento *down-stream* della linea di valorizzazione del gas naturale, che comprende la distribuzione e la vendita all'utilizzatore finale, presenta in Europa una grande varietà di configurazioni, in relazione alla più o meno compiuta evoluzione strutturale dell'organizzazione del mercato nei singoli Paesi ed al grado di razionalizzazione conseguito nel processo di regolazione e di apertura del mercato. Un caso a parte è rappresentato dal Regno Unito ove, com'è noto, il processo di liberalizzazione ha avuto inizio negli anni Ottanta in un contesto strutturale (la produzione domestica nel Mare del Nord) che ha agevolato l'effettivo conseguimento della concorrenza *gas to gas*, in una misura⁷⁷ che sembra ancora una lontana prospettiva per il resto dell'Unione.

⁷⁷ Nel Regno Unito più del 50% degli utenti ha esercitato effettivamente il diritto di trasferimento da un fornitore ad un altro. Soltanto la Spagna mostra comportamenti non molto dissimili (38%), mentre altri Paesi si avviano lentamente al pieno esercizio della

Svolge un ruolo non secondario anche il grado di disgregazione, nei singoli Paesi, degli operatori della distribuzione e delle vendite; è significativo il caso della Germania (rispettivamente, 705 e 770 operatori della distribuzione e delle vendite).

Anche in Italia la struttura della distribuzione e vendita è frantumata in una moltitudine di piccole imprese locali, nonostante sia in atto una tendenza all'accorpamento, sostanzialmente secondo la linea delle acquisizioni e fusioni già manifestatasi nel 2002 e in misura diversa nei due comparti. Nel corso del 2003 circa 30 società sono state acquisite da altri operatori del settore o si sono fuse andando a costituire nuove società (17 acquisizioni nel 2002) e 110 distributori, di cui 80 aziende comunali (10 Comuni nel 2002) hanno ceduto la loro attività ad altri soggetti.

Complessivamente, gli operatori attivi nella distribuzione alla fine del 2003 erano 560, mentre negli anni Novanta ammontavano a 750.

Per quanto riguarda il settore delle vendite, in particolare, al 30 aprile 2004 risultano conseguite 373 autorizzazioni alla vendita, mentre sono 52 le società che hanno avuto dal MAP una proroga all'esercizio della vendita fino al 30 giugno 2004, in attesa che venisse individuato il fornitore di ultima istanza, non avendo dette società completato la procedura di separazione societaria o di trasformazione della gestione diretta. Sono, inoltre, 29 le società le cui domande di autorizzazione alla vendita sono ancora in fase istruttoria.

Appare appropriato, in tema di reti di vendita, segnalare la crescita delle reti canalizzate di GPL⁷⁸, che consentono agli utenti, insediati in frazioni isolate o località montane non ancora collegate ai metanodotti⁷⁹, di fruire di un servizio analogo a quello associato alle reti del gas naturale.

Rispetto al 2000, il 2003 (2° semestre) fa registrare uno sviluppo della distribuzione a mezzo rete da 30.000 unità di utenza, in 407 località, servite da 69 aziende, a 77.000 utenze in 430 località, servite da 70 aziende.

Sotto l'aspetto della determinazione delle tariffe per la distribuzione del gas naturale, a partire dal 1999 i passaggi significativi sono stati fissati dall'AEEG con la sequenza del provvedimento iniziale n. 237/2000 e dei successivi n. 122/2002, n. 36/2003, n. 87/2003 e n. 138/2003, resisi necessari a seguito di sentenze del TAR della Lombardia.

Nel contesto dei 2.514 ambiti tariffari esistenti, 554 imprese hanno presentato opzioni tariffarie su 2.471 ambiti, calcolate come segue:

- 1.849 secondo il metodo parametrico definito dalla delibera n. 237/2000 (520 imprese);
- 621 secondo il metodo individuale previsto dalla delibera n. 87/2003 (34 imprese);
- 1 secondo il metodo parametrico, ma tenendo conto di quanto previsto per gli ambiti tariffari comuni a più località con reti gestite in forma associata (delibera n. 89/03). La proposta è stata rigettata con delibera del 5 febbraio 2004.

La sequenza di provvedimenti prima descritta si chiude con la delibera n. 138/2003, che rappresenta la conclusione del processo di razionalizzazione e regolazione delle condizioni di fornitura del gas naturale, a partire dall'abbandono del regime transitorio dei prezzi⁸⁰ e del sistema cosiddetto di *sventagliamento*, per approssimarsi al trasferimento ai clienti finali dei vantaggi conseguiti in termini di minor costo nelle fasi a monte della filiera.

scelta del fornitore più conveniente (Francia 20%, Danimarca 17%, Paesi Bassi 15%). European Commission: "Gas Market Benchmarking Report" - March 2004

⁷⁸ Gas di petrolio liquefatto (GPL), generalmente consistente in una miscela di idrocarburi di propano e butano, con netta prevalenza del primo elemento, e altri idrocarburi insaturi.

⁷⁹ La rete locale più sviluppata ed articolata, perché serve il maggior numero di utenti, è quella di Cagliari con 9.543 clienti. Ma il confronto regionale delle vendite in termini di Gigajoule (anno termico 2001-02) vede al primo posto la Lombardia con circa 553.000 GJ, seguita da Toscana (325.000), Emilia Romagna (267.500), Liguria (190.000), Sardegna (167.500) e Piemonte (116.000).

⁸⁰ Il meccanismo di calcolo della componente transitoria (CMP) si rivolgeva alla determinazione della tariffa in funzione dei consumi medi anni per ogni località servita, metodologia che non consentiva il confronto concorrenziale tra gli operatori su tutto il territorio nazionale, oltre a discriminare tra aree a basso consumo (Sud del Paese) e aree a consumo diffuso (Nord).

L'attuale regolazione individua tre componenti tariffarie:

- 1) il corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso;
- 2) la componente tariffaria del trasporto (QT);
- 3) la componente relativa allo stoccaggio (QS).

È stata anche definita una modalità di calcolo per la fase della vendita al dettaglio, che tenga conto dei costi fissi di esercizio a favore di utenti finali con consumi fino a 20 GJ⁸¹.

La periodicità di aggiornamento delle tariffe del gas naturale in relazione all'incidenza delle variazioni del gas, dei combustibili fossili e delle materie prime è stata portata da bimestrale a trimestrale, estendendo da 6 a 9 mesi l'intervallo di riferimento per la rilevazione delle variazioni sui mercati internazionali. L'aggiornamento ha assunto frequenza trimestrale anche per il GPL e gli altri gas, mentre il periodo di riferimento per la rilevazione dei prezzi è stato portato da 2 a 3 mesi.

Si può dire che la delibera 138/2003 ha chiuso un primo ciclo del processo di revisione della struttura delle tariffe del gas naturale, attraverso la definizione delle voci di costo associate alle sue componenti, dal trasporto e stoccaggio alla distribuzione e commercializzazione. Il fine ultimo è il dispiegamento della concorrenza nella sua pienezza, a favore degli interessi dell'utenza. In considerazione del fatto che il conseguimento dell'obiettivo finale è da verificare, il regime di regolazione tariffaria così avviato è da considerare transitorio fino a quando la liberalizzazione del mercato non sia pienamente realizzata.

La decisione dell'AEEG di assegnarsi la scadenza del 31 luglio 2005 per una valutazione degli effetti conseguiti attraverso i criteri e i dispositivi adottati nel corso degli ultimi 4 anni sembra rispondere adeguatamente all'impegno assunto.

In un quadro di sintesi dell'andamento del prezzo del gas naturale impiegato per il riscaldamento, per la cottura e la produzione di acqua calda, distribuito in reti urbane e in bombole, si può segnalare anzitutto che il 2003 è stato caratterizzato da un *trend* al rialzo: il tasso di crescita del prezzo ha segnato un massimo a metà dell'anno (+7,6% rispetto allo stesso mese del 2002) soprattutto a causa dell'aumento delle quotazioni internazionali, per stabilizzarsi successivamente al 6,4% nell'ultimo trimestre. Sulla attenuazione degli aumenti nella seconda parte dell'anno hanno verosimilmente influito il nuovo meccanismo di indicizzazione (aggiornamento trimestrale invece che bimestrale) e l'estensione a 9 mesi del periodo di rilevazione, ma non si deve sottovalutare l'effetto dovuto al progressivo apprezzamento dell'euro sul dollaro.

⁸¹ Obbligo di servizio pubblico (delibera n. 229/2001).

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 mercantile⁸² 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 fondamentalmente 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".

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa firmato il 25 febbraio 2003 con la Regione Sardegna, il Ministero delle Attività Produttive e la Regione Sardegna si erano 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 di carbone del Sulcis, potesse consentire favorevoli ricadute in termini di 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. Tutto questo a seguito della accertata impossibilità di realizzazione del progetto integrato di gassificazione, previsto dal DPR 28 gennaio 1994, e della volontà manifestata dalla Regione di privilegiare nuove ipotesi di intervento che prevedano anche il rilancio della miniera in linea con le possibilità offerte dal regolamento comunitario 1407/02 sugli aiuti di Stato all'industria carbonifera. Lo studio è stato affidato alla Società Tecnologie Avanzate Carbone (Sotacarbo SpA) che ne ha consegnato nel giugno 2004 le risultanze alle amministrazioni per il seguito di competenza.

⁸² 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).

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, dalla Cina, dalla Russia e dal Venezuela.

Le importazioni totali di combustibili solidi fossili sono aumentate dell'11% circa, passando dai 19,8 milioni di tonnellate del 2002 ai 22,1 milioni di tonnellate del 2003. Il contributo maggiore è derivato dal carbone da vapore (+13%) e da altre tipologie di carboni (+32%), mentre il carbone da coke ha fatto registrare un calo del 9% (tabella 3.3.1).

Per quanto riguarda invece le giacenze, la tabella 3.3.2 illustra la situazione registrata nel corso del 2003 e le variazioni rispetto al 2002.

Tabella 3.3.1 - Importazioni di carbone per Paese di provenienza. Anno 2003 (t)

Paese	Carbone da coke	Coke metallurgico	Carbone da vapore	Lignite	Altri	Totale carboni	Coke di petrolio
Francia	0	1.194	104	0	1.276	2.574	0
Germania	0	0	129	8.347	501	8.977	0
Regno Unito	0	0	0	0	0	0	48
Spagna	0	0	0	0	0	0	8.360
Totale UE	0	1.194	233	8.347	1.777	11.551	8.408
Australia	1.546.970	86.322	1.328.379	0	0	2.961.671	0
Canada	641.272	0	206.827	0	0	848.099	0
Cina	0	1.117.585	574.361	0	0	1.691.946	0
Colombia	0	0	2.455.101	0	0	2.455.101	0
Egitto	0	43.041	0	0	0	43.041	0
Giappone	0	112.034	0	0	0	112.034	0
Indonesia	0	0	5.005.659	0	0	5.005.659	0
Lettonia	0	0	5.962	0	0	5.962	0
Polonia	0	38.223	0	0	0	38.223	0
Russia	0	5.982	1.014.779	0	39.955	1.060.662	0
Siria	0	0	0	0	0	0	18.500
Sud Africa	108.935	0	4.657.508	0	0	4.766.443	0
Ucraina	0	109.122	15.532	0	9.800	134.454	0
USA	2.389.526	61.955	77.940	0	0	2.529.421	1.752.364
Venezuela	0	0	483.931	0	0	483.931	328.239
Totale Paesi Terzi	4.686.703	1.574.210	15.825.979	0	49.755	22.136.647	2.099.103
Totale anno 2003	4.686.703	1.575.404	15.826.212	8.347	51.532	22.148.198	2.107.511
Totale anno 2002	5.134.635	670.407	14.038.659	9.650	39.018	19.892.369	1.639.665
Variazione 03/02 (%)	-9		13	-14	32	11	29

Fonte: *Bollettino Petrolifero*, MAP

Tabella 3.3.2 - Giacenze di carbone. Anno 2003 (t)

Carbone	01/01/2003	30/09/2003	31/10/2003	30/11/2003	31/12/2003	31/12/2002	Variazione 2003-2002 (%)
Carboni fossili da coke	1.143.800	483.038	512.329	500.477	605.484	1.143.800	-47
Carbone da vapore	1.432.682	1.879.128	1.591.847	1.303.619	1.601.326	1.432.981	12
Coke di carboni fossili	278.768	492.722	440.478	400.319	385.528	278.768	38
Coke di petrolio	677.251	672.508	978.076	933.813	841.787	677.251	24
Ligniti e agglomerati	198	120	114	174	204	198	3
Altri	24.126	17.733	12.600	10.814	9.364	24.126	-61

Fonte: Bollettino Petrolifero, MAP

3.3.3 Esportazione

Nel 2003 si è registrata in Italia una limitata attività di esportazione di combustibili solidi, poco più di 200.000 tonnellate (contro 147.463 tonnellate nel 2002) di cui circa 155.000 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 3.3.3 è illustrato il quadro completo delle esportazioni italiane di carboni per Paese di destinazione.

Tabella 3.3.3 - Esportazioni per Paese di destinazione. Anno 2003 (t)

Paese	Carbone da coke	Coke metallurgico	Carbone da vapore	Lignite	Altri	Totale carboni	Coke di petrolio
Austria	0	6.505	0	0	0	6.505	0
Regno Unito	0	11.197	0	0	0	11.197	0
Francia	0	62.545	0	0	3.760	66.305	399
Germania	0	36.319	0	0	13.697	50.016	0
Grecia	0	3.178	0	0	0	3.178	35.425
Spagna	0	9.966	0	0	18.337	18.337	0
Totale UE	0	119.744	0	0	35.794	155.538	35.824
Israele	0	180	0	0	0	180	0
Libano	0	469	0	0	0	469	0
Siria	0	62	0	0	0	62	0
Slovenia	0	4.413	0	0	0	4.413	0
Svizzera	0	5.379	0	0	0	5.379	0
Turchia	0	0	0	0	0	0	25.432
Altri	0	34.891	0	0	0	34.891	0
Totale Paesi Terzi	0	45.394	0	0	0	45.394	25.432
Totale anno 2003	0	165.138	0	0	35.794	200.932	61.256
Totale anno 2002	0	127.648	0	0	19.815	147.463	20.212
Variazione 03/02 (%)	0	29	0	0	81	36	

Fonte: Bollettino Petrolifero, MAP

3.3.4 Prezzi

Il 2003 è stato caratterizzato da forti rialzi dei prezzi internazionali del carbone, soprattutto nel quarto trimestre, a causa del favorevole andamento della domanda e di alcuni problemi produttivi. La tendenza è proseguita anche nei primi mesi de 2004. Il prolungamento di tale tendenza potrebbe ridurre in prospettiva in maniera significativa la competitività del carbone rispetto agli altri combustibili fossili. Tuttavia i dati relativi agli ultimi mesi mostrano un rallentamento di tale tendenza in alcune aree specifiche, che potrebbe indicare un rientro graduale delle quotazioni verso le medie di lungo periodo. Nel corso degli ultimi dieci anni il livello massimo toccato dal carbone CIF (*cost, insurance and freight*) era stato infatti di circa 46 \$/t toccato nel maggio 1995, contro un prezzo attuale di circa 67-68 \$/t. I nuovi livelli di prezzo dovrebbero suscitare infatti un certo aumento dell'offerta in grado di fronteggiare l'attuale fase di aumento significativo della domanda determinata in particolare dall'Asia, dove la crescita dell'economia cinese ha dato luogo a forti tensioni sul mercato del carbone. Tutti gli analisti infatti sono d'accordo nell'attribuire notevole rilevanza all'Asia per il mercato del carbone, al punto da condizionare attualmente anche il mercato atlantico. Un segnale di minore tensione proviene dalle quotazioni del carbone CIF di Rotterdam che aveva anticipato in qualche modo i forti rialzi di fine 2003 e le cui quotazioni a marzo 2004 avevano registrato una lieve flessione rispetto a quello del mese precedente, pur mantenendosi al di sopra dei 65 \$/t. Su valori di poco inferiori ai 50 \$/t si sono invece attestati i prezzi dei carboni russi e australiani, mentre quelli colombiani e sudafricani si sono portati rispettivamente su 46 \$/t e 43 \$/t. (tabella 3.3.4).

Tabella 3.3.4 - Prezzi internazionali di alcuni carboni (\$/t)

Provenienza	2003 (medio)	Gennaio 2004	Febbraio 2004	Marzo 2004
ARA CIF	42,61	64,94	68,75	67,60
Sudafrica	30,29	41,25	42,25	42,95
Colombia	32,29	44,10	46,51	46,83
Russia	35,32	48,00	48,38	49,03
Australia	26,15	38,13	42,88	49,33
Cina	28,50	39,25	42,90	48,42

Fonte: *Platts*

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 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 naturale 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 misure di

sostegno. In ogni caso le nuove tecnologie dei materiali e l'ingegneria di processo consentono già ora di utilizzare il carbone in impianti di tipo supercritico avanzato con rendimenti fino al 45%. Per maggiori dettagli sullo stato e le prospettive delle tecnologie pulite del carbone si rimanda al *box* relativo nel capitolo 6 di questo Rapporto.

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 in cicli misti (celle a combustibile e cicli a vapore), che possono consentire la realizzazione di soluzioni impiantistiche ad "emissioni nulle (*zero emissions*)". 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%.

Programmi di R&S in questo settore sono in corso in Canada, USA, Gran Bretagna, Giappone, Norvegia ed Unione Europea. La stessa Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), nell'ambito del Progetto Greenhouse Gas R&D per la riduzione dell'effetto-serra, sta studiando la rimozione della CO₂ prima della combustione, la cosiddetta "*Precombustion decarbonisation*". Gli studi al momento effettuati in collaborazione con la Statoil, sia sul gas che sul carbone, sono molto incoraggianti, soprattutto quelli basati sulla produzione di idrogeno, che possono utilizzare tecnologie già disponibili. Gli USA in particolare hanno lanciato anche un progetto dimostrativo del valore di \$ 1 miliardo, denominato *FutureGen* da 275 MW per la produzione combinata di elettricità e di idrogeno dal carbone, con sequestro della CO₂ prodotta, aperto anche alla cooperazione internazionale.

In Italia si segnalano alcuni progetti di ricerca promossi dall'ENEA in collaborazione con Ansaldo e Sotacarbo sulla gassificazione del carbone Sulcis con separazione della CO₂ e produzione di idrogeno, mentre l'ENEL ha recentemente annunciato l'avvio di un progetto pilota di produzione dell'idrogeno dal carbone nell'ambito del Consorzio per l'Idrogeno di Venezia.

In particolare la Sotacarbo SpA 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 futuro della società deve 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 ha avviato la realizzazione nel Comune di Carbonia, presso l'ex-miniera di Serbariu, di 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.

A livello strategico la disponibilità di tali tecnologie potrebbe consentire un rilancio del carbone in quanto verrebbe ridimensionata la produzione di CO₂ che rappresenta il principale punto di debolezza nel confronto competitivo con le altre fonti. Anche se un recente studio della Stazione Sperimentale per i Combustibili, nel quale si prendono in considerazione non soltanto le emissioni nella fase di combustione ma anche quelle nella precombustione, ha messo in evidenza come il rapporto tra le emissioni complessive di gas serra nell'intero ciclo di vita gas naturale/carbone risulta pari a 1:1,3, impiegando le migliori tecnologie disponibili per la produzione di energia.

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, come già illustrato nel precedente Rapporto, l'Italia ha aderito al *Carbon Sequestration Leadership Forum* (CSLF), un'iniziativa di collaborazione internazionale di tipo multilaterale promossa dagli Stati Uniti per finalizzare e concentrare gli sforzi per lo sviluppo di tecnologie per la cattura ed il sequestro dell'anidride carbonica. Nel gennaio 2004 si è svolta a Roma la seconda riunione dei delegati CSLF.

3.3.6 Organizzazione industriale del mercato

Nel 2003 è proseguita la tendenza alla crescita dei consumi di combustibili solidi che, con 15,3 Mtep (+7,7% rispetto al 2002), hanno contribuito per il 7,9% alla copertura del fabbisogno energetico nazionale. In particolare gli impieghi in termoelettrica hanno evidenziato una crescita significativa: in base ai dati forniti dal GRTN, sono stati prodotti complessivamente in Italia 39 miliardi di kWh da combustibili solidi, con una crescita rispetto all'anno precedente dell'ordine del 10% e con un consumo superiore ai 14 milioni di tonnellate.

A livello industriale, in base all'accordo tra l'Endesa Italia e gli enti locali, la centrale di Fiume Santo in Sardegna ha iniziato ad utilizzare carbone in sostituzione dell'orimulsion. 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 che ha portato alla formulazione di un secondo progetto di riconversione (riducendo i gruppi interessati da 3 a 4), è stato definitivamente autorizzato dal MAP nel dicembre 2003, anche a seguito del parere positivo della Commissione VIA.

L'ENEL, che ha ormai completato il programma di miglioramento ambientale delle centrali termoelettriche a carbone con l'obiettivo di abbattere le emissioni inquinanti, ha manifestato più volte l'intenzione di incrementare l'impiego del carbone per usi termoelettrici, portando entro il 2007 la quota di elettricità prodotta dal carbone e da altri combustibili efficienti (tipo orimulsion) al 50%, con l'obiettivo di ridurre l'incidenza dell'olio combustibile sul costo del kWh.

Per quanto riguarda la situazione del bacino carbonifero del Sulcis, come anticipato nel paragrafo 3.3.1, lo studio effettuato dalla società Sotacarbo ha comportato una serie di valutazioni di tipo tecnologico, economico, finanziario ed ambientale utili alla formulazione di una soluzione tecnologica di produzione di energia elettrica da carbone Sulcis, sulla base dell'analisi delle esigenze energetiche delle principali industrie di base dell'area industriale di Portovesme e di possibili ulteriori utenti energivori. Nel novembre 2003 si è anche svolta a Cagliari una riunione con le principali aziende del comprensorio del Sulcis-Iglesiente (Alcoa, Portovesme, Eurallumina, ILA) allo scopo di illustrare gli obiettivi dello studio e di verificarne l'interesse.

Le ipotesi esaminate da Sotacarbo hanno evidenziato come i livelli di costo dell'energia elettrica auspicati dalle industrie energivore (in linea con i regimi speciali in essere) siano conseguibili solo attraverso l'integrazione miniera-impianto di produzione, che costituisce l'opportunità per recuperare le risorse, in termini di contributi in conto esercizio per la produzione di energia elettrica da cedere in rete, precedentemente destinate dal DPR 28 gennaio 1994 all'impianto di gassificazione. Un impianto supercritico di 650 MW (con una quota dedicata all'incentivazione pari a 450 MWe, mentre il rimanente potrebbe essere destinato all'autoproduzione), con un'alimentazione al 50% con carbone Sulcis ed al 50% con carbone di importazione, consentirebbe, secondo Sotacarbo, il mantenimento dell'attività mineraria e la messa a disposizione delle industrie energivore dell'area dell'energia elettrica richiesta ai costi auspicati.

Nella legge di riordino del settore energetico numerosi sono i riferimenti al carbone pulito, con riferimento sia alla diversificazione energetica per la sicurezza degli approvvigionamenti, sia allo sviluppo di tecnologie ad "emissione zero" in esecuzione degli accordi internazionali esistenti.

3.4 L'ENERGIA ELETTRICA

3.4.1 L'offerta

Nel 2003 in Italia la richiesta di energia elettrica sulla rete è stata di 319.658 GWh, il 2,9% in più dell'anno precedente. L'incremento è di gran lunga superiore a quello dell'anno 2002 confermando quella tendenza, ormai stabile da diversi anni, che vede i consumi elettrici in continua crescita anche in condizioni di economia stagnante.

Il 51% dell'energia elettrica è stata assorbita dal settore industriale, il 25,6% dal settore terziario, il 21,6% da quello residenziale e l'1,7% dal settore agricolo.

La richiesta suddetta è stata soddisfatta per l'84,1% con produzione nazionale, che è cresciuta del 3,3% rispetto al 2002, e per il 15,9% dal saldo fra *import* ed *export* con l'estero, di poco superiore (+0,7%) al valore del 2002.

Nella tabella 3.4.1 è rappresentato il dettaglio del bilancio dell'energia elettrica con le relative variazioni percentuali rispetto al 2002.

La produzione lorda nazionale proviene per il 15,1% da fonte idrica, l'82,6% da quella termica e il 2,3% da geotermica e rinnovabili (escluse le biomasse). La provenienza da fonte termica è aumentata (+4,7%) per fare fronte alla maggiore richiesta sulla rete ed al contemporaneo minore contributo di quella idrica (-6,4%). L'energia da fonte geotermica e rinnovabile ha subito un buon incremento (+11,4%), ma rimane comunque modesto (+0,2%) il loro contributo al fabbisogno totale.

Invece sul fronte della potenza richiesta sulla rete, il 10 dicembre del 2003 si è registrato un nuovo *record* con il valore di 53.403 MW che risulta essere circa l'1,5% più alto del massimo relativo al 2002. Anche nel periodo estivo si è verificato un notevole incremento della domanda ed in particolare il 17 luglio si è raggiunto un picco di potenza pari a 53.105 MW, superiore del 4,2% rispetto a quello del corrispondente periodo del 2002. I due picchi, quello invernale e quello estivo, sono pressoché uguali. Questo fatto costituisce una novità che si presume andrà confermandosi anche negli anni futuri.

Tabella 3.4.1 - Bilancio dell'energia elettrica in Italia. Anni 2002-2003 (GWh)

	2002	2003	Variazione % 2002/03
Produzione idroelettrica lorda	47.262	44.277	-6,3%
Produzione termoelettrica lorda	231.069	242.784	5,1%
Produzione geotermoelettrica	4.662	5.341	14,5%
Produzione eolica e fotovoltaica lorda	1.408	1.463	3,9%
Totale produzione lorda	284.401	293.865	3,3%
Consumi servizi ausiliari	13.619	13.682	0,5%
Totale produzione netta	270.783	280.183	3,5%
Energia destinata ai pompaggi	10.654	10.492	-1,5%
Produzione netta destinata al consumo	260.129	269.691	3,7%
Importazioni	51.519	51.486	-0,1%
Esportazione	922	518	-43,8%
Richiesta totale Italia	310.726	320.659	3,2%
Perdite	19.766	20.870	4,5%
Totale consumi	290.960	299.789	2,8%

Fonte: GRTN (dati provvisori 2003)

I dati sulla potenza degli impianti installati sul territorio nazionale sono riportati nella tabella 3.4.2. La potenza media disponibile alla punta, ovvero quella potenza sulla quale il Paese può contare per soddisfare il fabbisogno elettrico in ogni ora dell'anno ed in particolare durante i momenti di massima richiesta, è stata nel 2003 di 55.800 MW, di cui 6.100 MW importati e 49.700 MW proveniente da impianti italiani. Questo ultimo valore è molto inferiore ai 78.249 MW della massima potenza efficiente netta, cioè la somma di tutti i contributi degli impianti funzionanti contemporaneamente al netto degli assorbimenti degli ausiliari.

Secondo il GRTN il forte divario tra potenza installata e potenza media disponibile è dovuto per circa 7.000 MW alla produzione idroelettrica a causa di fattori meteorologici che influiscono sulle piogge, e per circa 20.000 MW alla produzione termoelettrica. In questo ultimo caso le motivazioni sono: strutturali, quali interventi di ripotenziamento e ambientalizzazione, limitazione degli impianti di cogenerazione, minore rendimento dei turbogas in estate, manutenzioni programmate; congiunturali, quali guasti o avarie accidentali; normative, quali la limitazione della temperatura agli scarichi delle acque di raffreddamento e alle emissioni.

La differenza tra valore della potenza disponibile e potenza alla punta dà la misura della capacità del sistema a fare fronte alla domanda. In Italia questo coefficiente (tabella 3.4.3) è ormai sotto il 5%, che è considerato un valore minimo sotto il quale il Paese rischia di rimanere al buio. Esso è diventato addirittura negativo il 26 giugno 2003, quando il GRTN è stato costretto ad effettuare distacchi programmati che hanno comportato interruzioni di fornitura di elettricità per 12.850 MWh.

Tabella 3.4.2 - Italia: potenza installata e potenza media disponibile. Anno 2003 (MW)

	Potenza installata	Potenza media disponibile
Potenza idroelettrica netta	20.660	13.450
Potenza termoelettrica netta	56.047	35.500
Potenza geotermoelettrica netta	665	550
Potenza eolica e fotovoltaica netta	877	200
Totale potenza netta produzione nazionale	78.429	49.700

Fonte: GRTN (dati provvisori 2003)

Tabella 3.4.3 - Margine di riserva al picco di potenza

		2000	2001	2002	2003	2003 (26 giugno)
Potenza media disponibile alla punta	MW	53.400	48.900	48.950	49.700	42.600
Potenza estera disponibile	MW	6.000	6.300	6.300	6.100	4.900
Totale potenza disponibile	MW	59.400	55.200	55.250	55.800	47.500
Potenza richiesta alla punta	MW	49.019	51.980	52.590	53.403	47.700
Margine di riserva al picco	%	21,2%	6,2%	5,1%	4,5%	-0,4%

Fonte: GRTN (dati provvisori 2003)

Dopo il 26 giugno il Governo, per cercare di incrementare la potenza disponibile degli impianti termoelettrici e scongiurare ulteriori distacchi, ha emanato il decreto legge n. 158 del 3 luglio 2003, con il quale sono stati innalzati i limiti di temperatura degli scarichi idrici degli impianti recuperando così circa 1.500 MW. Il decreto non è mai stato convertito in legge nel termine di 60 giorni. Poi, con decreto interministeriale n. 239 del 29 agosto 2003, valido fino al 31 dicembre 2004, si è cercato di recuperare ulteriore potenza termica innalzando i limiti di scarico e quelli in atmosfera pur nel rispetto dei vincoli stessi nella media delle ore mensili di effettivo funzionamento.

Infine per completare il quadro informativo appena descritto è necessario riferire sul *black-out* del 28 settembre 2003, che ha riguardato tutta l'Italia tranne la Sardegna e la zona di Trieste, con una mancata fornitura di energia elettrica di 180.000 MWh.

Sulle sue cause ancora non è terminato il lavoro di tutte le commissioni istituite da diversi organismi dello Stato, per cui non è possibile riportare in questa sede alcuna conclusione. L'unica constatazione che può essere fatta è che al momento del *black-out* la potenza richiesta era circa la metà della potenza media disponibile: non si può parlare di incapacità del sistema di fare fronte alla domanda. Più di un quarto della richiesta proveniva dall'estero, attraverso linee di trasmissione che, come si vedrà più avanti, sono al limite del loro carico.

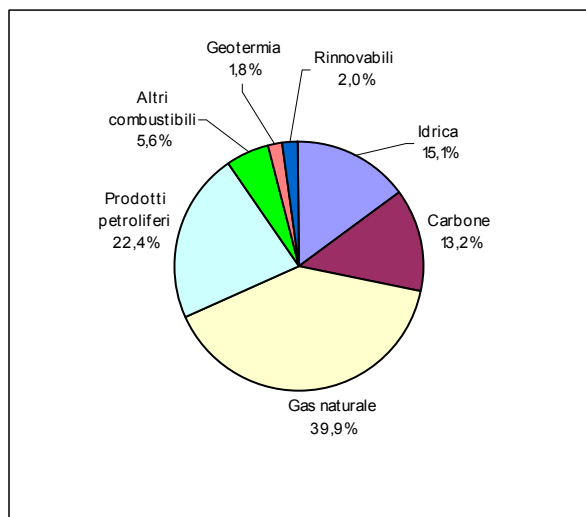
3.4.2 Gli impianti termoelettrici ed i combustibili

La quota di ciascuna fonte primaria utilizzata nell'anno 2003 per la produzione di energia elettrica è riportata per l'Italia nella figura 3.4.1 e per l'Europa nella figura 3.4.2. Dalla figura 3.4.3, invece, si può ricavare il *trend* di ciascuna fonte dal 1999 al 2003.

Nel 2003 il combustibile utilizzato maggiormente è stato il metano (39,9%) confermando la tendenza che vede questa fonte utilizzata sia nei nuovi impianti che nei vecchi in sostituzione dell'olio combustibile. I prodotti petroliferi sono al secondo posto con il 22,4% del totale. Il carbone, pur se in ascesa, rimane indietro rispetto alle due fonti precedentemente citate. Nella voce altri combustibili, che costituiscono il 5,6%, sono inclusi i gas di acciaieria d'altoforno e di cokeria, i gas residui da processi chimici, il catrame. Nelle fonti rinnovabili è inclusa anche la biomassa (valore stimato) oltre all'eolico e fotovoltaico.

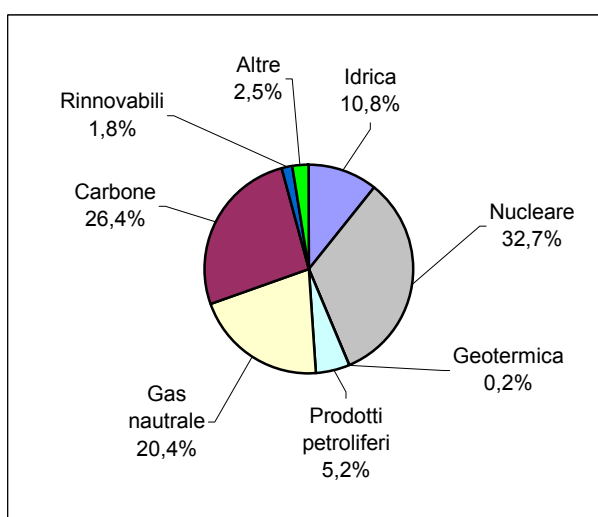
Il 67,9% di energia elettrica proviene da idrocarburi; questa percentuale elevata rende il suo costo molto dipendente dall'andamento del mercato del greggio, dei cambi e anche da eventuali tensioni politiche nelle aree di produzione.

Figura 3.4.1 - Produzione di energia elettrica per fonte in Italia. Anno 2003 (%)



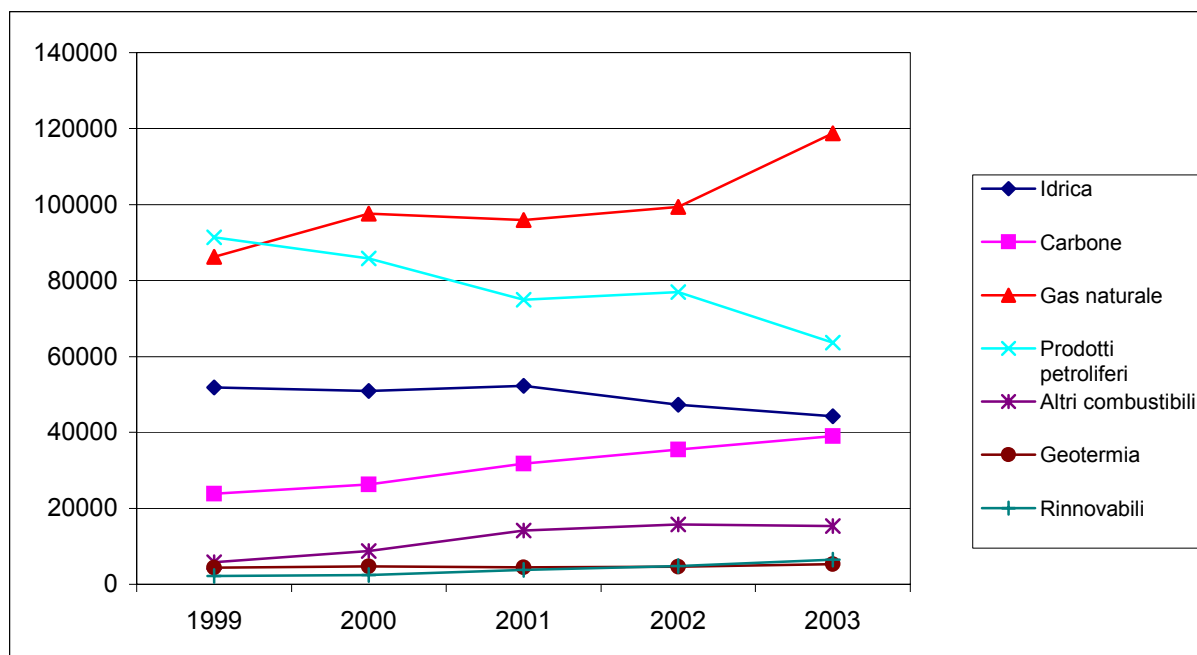
Fonte: GRTN (dati 2003 provvisori)

Figura 3.4.2 - Produzione di energia elettrica per fonte in Europa. Anno 2003 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

Figura 3.4.3 - Produzione energia elettrica per fonte. Anni 1999 2003 (GWh)



Fonte: elaborazione ENEA su fonte GRTN. Dati 2003 provvisori

Per completare il quadro legato ai combustibili, in figura 3.4.2 sono presentati i valori medi delle percentuali di utilizzo dell'Unione europea. In Europa si può osservare un maggiore equilibrio nell'utilizzo delle varie fonti. Risalta in forte evidenza il minore ricorso agli idrocarburi a vantaggio del carbone e del nucleare.

La produzione di energia elettrica proveniente da impianti termoelettrici suddivisa per tipologia di impianto e combustibile nell'anno 2002 è riportata in tabella 3.4.4.

Nel 2002 la produzione degli impianti termoelettrici costituisce l'82,3% della produzione nazionale; il 57,9% proviene da impianti che producono solo energia elettrica, circa il 24,5% da impianti di cogenerazione (produzione combinata di energia elettrica e calore). L'energia elettrica prodotta dai primi proviene quasi esclusivamente da impianti a vapore a condensazione che hanno un rendimento di produzione⁸³ che oscilla tra il 37% ed il 44%. Una parte esigua (9,4%) è costituita da moderni cicli combinati con un rendimento molto più interessante del 54%, ed infine un 3,1% è prodotto da impianti con turbine a gas con un rendimento intorno al 34%.

La produzione in cogenerazione è in massima parte realizzata da impianti a ciclo combinato. Il rendimento elettrico di questi impianti è intorno al 51%.

La cogenerazione è fondamentale se si vuole perseguire una politica di uso razionale delle fonti energetiche e di contenimento delle emissioni. Per promuovere questa tecnologia l'Unione europea ha emanato il 21 febbraio 2004 la direttiva 2004/8 che modifica la precedente direttiva 92/42, ormai superata. La direttiva intende promuovere e sviluppare la cogenerazione sfruttando al massimo le potenzialità di questa tecnologia, basando il dimensionamento degli impianti sulla richiesta di calore utile e sul risparmio di energia primaria.

⁸³ Questo rendimento e quelli successivi sono ricavati dalla tabella n. 32 del capitolo "Produzione" del GRTN. Quelli relativi agli impianti di cogenerazione sono calcolati secondo la formula $\eta_e = E_e / (E_c - E_t / 0,9)$ che attribuisce alla produzione elettrica solo la quota di combustibile in eccesso a quella della produzione termica che comunque dovrebbe essere consumata in una caldaia convenzionale per produrre l'energia termica voluta.

Tabella 3.4.4 - Produzione lorda di energia termoelettrica e relativi rendimenti medi in Italia. Anno 2002

	Carbone		Gas naturale		Gas derivati		Prodotti petroliferi		Altri solidi		Altri gassosi		Totale energia elettrica	Quota sul totale (%)
	Energia prodotta	Rendimento medio	Energia prodotta	Rendimento medio	Energia prodotta	Rendimento medio	Energia prodotta	Rendimento medio	Energia prodotta	Rendimento medio	Energia prodotta	Rendimento medio		
	GWh		GWh		GWh		GWh		GWh		GWh			
A) Impianti con sola produzione di energia elettrica														
Motori a combustione interna			250	0,34	20	0,38	266	0,36	31	0,10	877	0,34	1.445	0,5
Turbine a gas			8.449	0,34			526	0,34			56	0,26	9.032	3,1
Vapore condensazione	38.216	0,37	35.954	0,44	1.507	0,34	54.544	0,39	1.646	0,20			131.868	44,9
Ciclo combinato			26.915	0,54			746,2	0,45					27.663	9,4
Totale A	38.216		71.568		1.527		56.082		1.677		933		170.003	57,9
B) Impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore														
Motori a combustione interna			1.362	0,66	172	0,68	110	0,49			67	0,43	1.712	0,6
Turbine a gas			4.378	0,64			513	0,72			4	0,37	4.897	1,7
Ciclo combinato			34.735	0,51	3.343	0,44	2.271	0,47	9.298	0,58			49.648	16,9
Vapore a contropressione	598	0,75	2.440	0,74	12	0,84	1.663	0,75	720	0,41	22	0,53	5.458	1,9
Vapore condensazione e spill.			2.819	0,43	251	0,27	5.132	0,39	1.895	0,34	89	0,51	10.187	3,5
Totale B	598		45.733		3.777		9.689		11.913		182		71.892	24,5
Totale (A + B)	38.813		117.301		5.304		65.771		13.590		1.116		241.895	82,3

Fonte: GRTN

3.4.3 La rete di trasmissione nazionale

La rete di trasmissione nazionale è costituita da 21.596 km di linee ad altissima tensione (AAT: 9.891 km a 380 kV e 11.705 km a 220 kV) e da 44.840 km ad alta tensione (150 e 120 kV).

La rete AAT è piuttosto ramificata al Nord, con una densità di 93,3 m/km², meno al Centro (densità 65,8 m/km²), ancora meno al Sud e nelle Isole (densità 53,3 m/km²).

Oltre alle linee che si estendono interamente sul territorio nazionale ci sono 16 linee di interconnessione con l'estero (tabella 3.4.5): 4 con la Francia; 8 con la Svizzera; 2 con la Slovenia ed 1 con l'Austria e con la Grecia (cavo in corrente continua).

La rete di trasmissione nazionale (RTN) trasporta l'energia elettrica prodotta nelle centrali italiane e quella proveniente dall'estero nelle diverse zone del Paese. Il GRTN ha suddiviso il Paese in aree territoriali e il limite di potenza trasferibile tra aree contigue è riportato in tabella 3.4.6. Oltre questo limite al momento non è possibile andare, e questo costituisce una minaccia per la sicurezza della fornitura di energia elettrica nelle varie zone.

Il saldo dei movimenti di energia sul territorio nazionale e tra Italia ed estero nel 2003 è riportato nella figura 3.4.4. Dagli scambi si evince che, a causa della penuria di potenza di alcune zone del Paese, grandi quantità di energia devono essere trasferite dall'estero e tra aree diverse sfruttando la rete al massimo della sua capacità.

Tabella 3.4.5 - Linee di trasmissione con l'estero. Potenza massima in inverno e energia elettrica importata. Anno 2003

Paese	Numero linee	Potenza (MW)	Energia elettrica importata (GWh)
Francia	4	2.650	18.138
Svizzera	8	2.800	26.001
Austria	1	220	1.675
Slovenia	2	380	4.540
Grecia	1	500	1.131
TOTALE		6.550	51.486

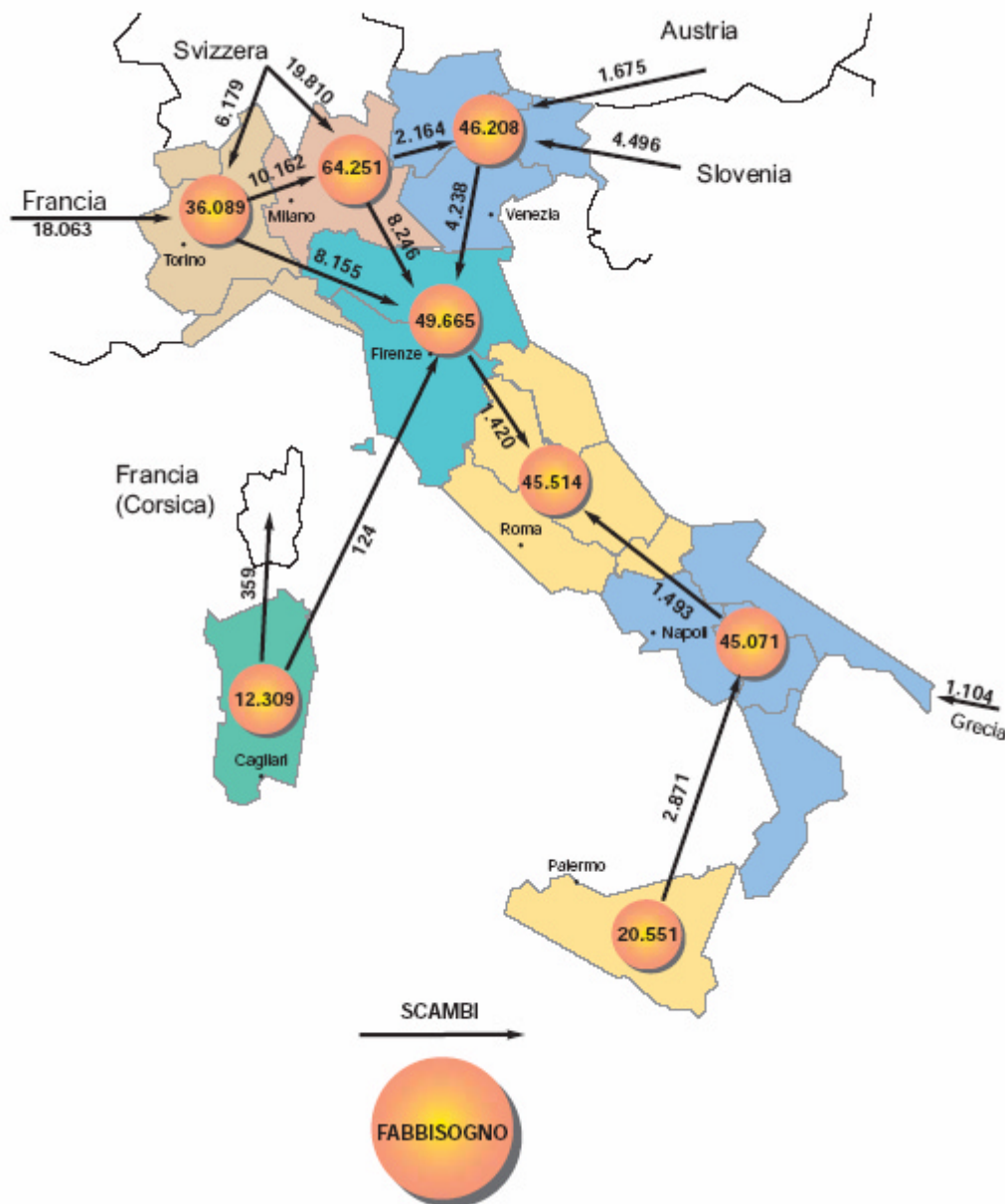
Fonte: GRTN

Tabella 3.4.6 - Limiti di capacità di trasporto a rete integra. Anno 2003

Area Territoriale	Inverno	Estate
	MW	MW
Nord-Firenze	4.800	4.600
Firenze-Roma	2.300	2.100
Roma-Napoli	2.200	2.200
Palermo-Napoli	600	600
Firenze-Cagliari	300	300

Fonte: GRTN

Figura 3.4.4 - Saldo dei movimenti fisici di energia. Anno 2003 (GWh)



Fonte: GRTN

Il GRTN di fronte a questa situazione ed ad un prevedibile sostenuto incremento della domanda elettrica nei prossimi anni ha predisposto un “Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale”, che è stato approvato dal MAP nel maggio 2004.

Il piano in sintesi definisce le linee di sviluppo a breve, medio e lungo termine sia riguardo alla capacità di importazione, sia riguardo alla RTN. Esso vuole risolvere il problema delle congestioni, anche in vista della connessione alla rete di nuovi impianti di produzione, e migliorare l’efficienza del sistema di trasmissione attraverso la riduzione delle perdite sulla rete.

Lo sviluppo della RTN prevede 51 nuove stazioni (di cui 24 per la connessione di nuovi impianti di produzione) e il potenziamento di 28 stazioni di trasformazione esistenti con un incremento della capacità di trasformazione di oltre 12.700 MVA. Inoltre si stima che la consistenza della rete a 380 kV aumenterà di circa 2.320 km, quella a 220 kV si ridurrà di circa 890 km (di cui una parte - circa 370 km - sarà riutilizzata per declassamenti a 132-150 kV) e il restante riclassificata a 380 kV.

La consistenza della rete a 132-150 kV di competenza del GRTN, aumenterà di circa 490 km (inclusi i declassamenti dal 220 kV). Complessivamente la rete di trasmissione nazionale, tenuto conto di tutti i livelli di tensione, si incrementerà di circa 1.920 km.

Nelle tabelle 3.4.7 e 3.4.8 è riportato il riepilogo delle attività previste nel Piano di sviluppo.

Le importazioni potranno nel medio lungo termine contare su tre nuove linee che incrementeranno la potenza di circa 4.000 MW, portando l'intera capacità di importazione a 10.000-11.000 MW. Il dettaglio delle nuove linee è riportato in tabella 3.4.9.

Nel breve, invece, la capacità dovrebbe incrementarsi di 1.500 MW portando il totale da 6.500 a 8.000 MW. Tale nuova potenza sarà dovuta alla nuova linea aerea con la Svizzera, la "S. Fiorano-Robbia" a 380 kV, in doppia terna, di circa 1.300 MW (ovvero 1.500 MW garantiti dalla futura linea a 380 kV, meno i 200 MW oggi garantiti dalla linea a 220 kV "Sondrio-Robbia" che verrà dismessa).

Un ulteriore contributo arriverà anche dalla linea aerea a 132 kV in singola terna "Prati di Vizzate-Steinach" con l'Austria. Il nuovo elettrodotto a 132 kV garantirà infatti un incremento di 100 MW.

Invece la linea di collegamento con la Grecia a corrente continua potrà arrivare a trasportare la sua potenza massima di 500 MW, invece degli attuali 300, quando sarà realizzata la linea Matera-S. Sofia in programma ormai da anni.

Tabella 3.4.7 - Riepilogo interventi su RTN nel breve-medio-lungo termine

	Nuove Stazioni (NS)	NS per connessioni centrali	Incremento potenza di trasformazione	Incremento linee
	n.	n.	MVA	km
Interventi a breve-medio termine	30	21	5.700	500
Interventi a medio-lungo termine	21	3	7.000	1.420
Complessivo	51	24	12.700	1.920

Fonte: GRTN

Tabella 3.4.8 - Riepilogo interventi sulla RTN suddiviso per livelli di tensione

	380 kV	220 kV	120-150 kV	Totale
nuove stazioni (n.)	27	5	19	51
breve- medio termine	14	3	13	30
medio-lungo termine	13	2	6	21
potenza trasformazione (MVA)	10.750	2.060	-110	12.700
breve- medio termine	4.300	1.390	0	5.690
medio-lungo termine	6.450	670	-110	7.010
elettrodotti (km)	2.320	-890	490	1.920
breve- medio termine	430	-130	200	500
medio-lungo termine	1.890	-760	290	1.420

Fonte: GRTN

Tabella 3.4.9 - Nuove linee di interconnessione con l'estero in programmazione

Linea elettrica	Potenza (MW)
Italia Svizzera S. Fiorano – Robbia	1.500
Italia Austria Cordignano – Lienz	800
Italia Slovenia Udine – Okroglo	1.500

Fonte: GRTN

È importante infine citare che l'assetto proprietario e gestionale della RTN è stato modificato dal DPCM pubblicato sulla GU n. 115 del 18 maggio 2004.

Attualmente la RTN è per il 90% di proprietà della TERNA SpA e per il resto in mano ad altre società private. Ai proprietari della rete è affidato il compito della manutenzione e della realizzazione degli interventi di sviluppo, al GRTN è affidata la gestione dell'attività di trasmissione dell'energia.

Questa suddivisione delle responsabilità non ha facilitato il compito dei diversi attori e su questo è voluto intervenire il Governo.

Il DPCM dispone l'unificazione di gestione e proprietà della rete elettrica di trasmissione (quota parte di TERNA) che dovrà avvenire entro il 31 ottobre 2005 con la cessione o il conferimento da parte del GRTN a TERNA delle attività di gestione. Il GRTN mantiene le altre attività non strettamente legate alla gestione. Il soggetto risultante dall'unificazione sarà privatizzato e i futuri azionisti dovranno garantire la tutela delle caratteristiche di servizio di pubblica utilità delle attività svolte. Inoltre nessuna società che opera nel settore della produzione, vendita, o importazione dell'energia elettrica potrà detenere più del 20% del capitale della nuova società.

3.4.4 L'impatto ambientale

Le principali emissioni in atmosfera del settore elettrico sono: anidride carbonica (CO₂), ossidi di zolfo (SO_x), ossidi di azoto (NO_x) e polveri. I dati quantitativi di questi inquinanti riferiti al 2002 sono riportati in tabella 3.4.10.

Nella tabella sono riportati anche i dati nazionali e il rapporto percentuale delle emissioni dal settore elettrico rispetto a quelli nazionali. Secondo le valutazioni APAT, nel 2002 il settore elettrico ha prodotto il 25% delle emissioni nazionali di CO₂, l'8,5% di quelle di NO_x, il 41,8% di quelle di SO_x.

Dalle percentuali appare chiaro come il contributo del settore elettrico sia rilevante soprattutto per i gas a effetto serra e gli ossidi di zolfo. Esso ha quindi un ruolo importante nel conseguimento di obiettivi di riduzione di questi inquinanti stabiliti a livello nazionale e/o internazionale.

Come è noto, l'anidride carbonica è uno dei gas a effetto serra (GHG) che l'Italia, aderendo al Protocollo di Kyoto (PK), si è impegnata a ridurre del 6,5% rispetto ai valori del 1990. Anche se il PK non è ancora entrato in vigore, l'Unione europea ha deciso di procedere autonomamente sulla strada della loro riduzione. Per questo motivo il 13 ottobre 2003 è stata emanata la direttiva europea 2003/87 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità.

Tabella 3.4.10 - Emissioni in atmosfera da parte degli impianti di produzione di energia elettrica. Anno 2002

Inquinante	Emissioni dal sistema elettrico (kt)	Emissioni totali (kt)	Quota (%)
CO ₂	117.012,379	468.960,850	25,0
NO _x	108,205	1.266,940	8,5
SO _x	277,770	664,804	41,8
COVNM	4,079	1.504,782	0,3
CO	27,011	4.486,212	0,6
N ₂ O	5,511	150,112	3,7
NH ₃	0,164	447,098	0,0
PM10	12,000	185,934	6,5

Fonte: APAT

La direttiva promuove la riduzione delle emissioni di gas serra secondo criteri di efficienza economica.

La direttiva obbliga, a partire dal 1 gennaio 2005, i gestori degli impianti assoggettati (essenzialmente quelli relativi a settori ad alto consumo di energia) ad essere autorizzati alle emissioni di gas serra. Tra quelli interessati ci sono gli impianti di combustione con una potenza termica di oltre 20 MW, in altre parole la maggior parte degli impianti termoelettrici.

In ogni Paese della UE l'ente competente (in Italia il MATT di concerto con il MAP) dovrà assegnare ad ogni impianto un certo numero di quote e l'impianto potrà emettere nel periodo di riferimento un quantitativo di gas serra corrispondente. Coloro che non rientreranno nei valori assegnati potranno acquistare i quantitativi necessari sul mercato nazionale, europeo e di Paesi terzi che hanno sottoscritto il Protocollo di Kyoto.

L'Italia ha redatto uno "Schema di Piano di Assegnazione Nazionale". Il piano riporta prima di tutto le emissioni di gas serra relative a tutti i settori coinvolti, tra cui quello termoelettrico (tabella 3.4.11).

Le quote assegnate per gli anni 2005-2006-2007 al termoelettrico sono riportate in tabella 3.4.12. I valori sono ricavati ipotizzando per il termoelettrico senza cogenerazione tassi di variazione differenziati nel triennio in esame pari a 1,2% tra il 2000 e il 2005, -2,3% tra il 2005 e il 2006, -4,2% tra il 2006 e il 2007.

Tabella 3.4.11 - Piano di Azione Nazionale per la Riduzione delle Emissioni di Gas Serra (Mt)

<i>Emissioni</i>	1990	2000	2010 tend.	2010 rif.	Riduzioni rispetto al tendenziale 2010 (%)
A) Anidride carbonica impianti termoelettrici ¹	98,5	99,7	119,2	93,2	
B) Altri gas serra - impianti termoelettrici	3,1	3,6	6,2	6,2	
C) Anidride carbonica - impianti cogenerazione (solo parte elettrica)	8,9	30,9	54,1 ⁴	54,1 ⁴	
D) Totale (A+B+C)	110,5	134,2²	179,5³	153,5^{2,3}	-14,5
E) Tolate GHG Italia	508,0	544,0	607,7	570,3	-6,2
D/E percentuale	21,8%	24,7%	29,5%	26,9%	
F) Stima dei GHG per i settori soggetti alla direttiva ⁵	245,8	256,6	310,2	285,8	-7,9
F/E percentuale	45,0%	52,3%	57,9%	53,7%	

(1) I valori non comprendono le emissioni di CO₂ da produzione elettrica da gas residuo, attribuite alla voce "processi industriali" (7,2 Mt CO₂ nel 1990, 8,7 Mt CO₂ nel 2000 e nel 2010). I valori includono le emissioni da cokerie.

(2) I valori includono le emissioni di GHG, diverse dalla CO₂, pari a 3,1 Mt CO₂ eq. nel 1990, 3,6 Mt CO₂ eq. nel 2000, 6,2 Mt CO₂ eq. nel 2010.

(3) Le previsioni tendenziali variano in un range compreso tra 174,5-184,5 MtCO₂eq., quelle di riferimento tra 148,5 e 158,5Mt CO₂eq. Il valore riportato nella tabella fa riferimento al valore medio.

(4) Le previsioni per la cogenerazione variano in un range compreso tra 52 e 56,2 MtCO₂. Il valore riportato nella tabella fa riferimento al valore medio.

(5) La somma considerata costituisce una stima per eccesso delle emissioni imputabili ai settori regolati dalla direttiva in quanto comprende le emissioni da impianti di combustione al di sotto dei 20 MW. Il valore sarà rivisto a seguito della raccolta dati a livello d'impianto da attivare con specifici strumenti normativi di recepimento della Direttiva 2003/87/CE.

Fonte: MATT

Tabella 3.4.12 - Quote assegnate¹ alle attività regolamentate dalla direttiva. Anni 2005-2006-2007² (MtCO₂)

	2005	2006	2007
Termoelettrico non cogenerativo ³	105,6	103,2	98,9
Cogenerazione (solo prod. Elettrica)	40,9	43,2	45,76
Totale	146,5	146,4	144,66
Totale attività	278,5	279,7	279,2
Quota del totale attività %	52,6	52,3	51,8

(1) I valori presentati sono una stima basata sui dati attualmente disponibili. Essi saranno rivisti a seguito di raccolta dati a livello d'impianto da attivare attraverso specifici strumenti normativi di recepimento della direttiva 2003/87/CE

(2) Per le voci relative alle "attività energetiche" le quote sono state calcolate a partire dal dato di emissione per l'anno 2000 non depurato del contributo derivante dalle attività di combustione al di sotto dei 20 MW.

(3) Le quote non comprendono 8,7 MtCO₂ imputabili alla produzione elettrica da gas derivati. Nella voce sono inoltre incluse le cokerie.

(4) La componente calore della cogenerazione è distribuita tra le diverse voci del settore industriale ed è stimabile in 16,2 MtCO₂ totali.

(5) Le quote vanno depurate della componente calore della cogenerazione che sarà determinata a seguito della rilevazione di dati storici a livello d'impianto

(6) Le quote includono 8,7 Mt CO₂ imputabili alla produzione elettrica da gas derivati.

Fonte: MATT

Infatti, come riporta lo schema, "nel periodo 2000-2005 si stima una crescita delle emissioni non cogenerative per effetto dell'aumento della produzione interna, a copertura della sostenuta domanda, prevalentemente con impianti tradizionali, peraltro con espansione sensibile dei consumi di carbone. Negli anni 2006 e 2007, invece, l'entrata in funzione di numerosi grandi impianti cogenerativi contribuirà a contenere il ricorso a impianti non cogenerativi, categoria all'interno della quale aumenterà l'efficienza di generazione e il ricorso a gas metano grazie a nuovi cicli combinati non cogenerativi. Per tale ragione si prevede che le emissioni da produzione elettrica non cogenerativa saranno in calo. La riduzione delle emissioni proseguirà al 2010, per l'espansione dell'impiego di gas in cicli combinati e l'aumento, seppur rallentato, della crescita delle emissioni da elettricità in assetto cogenerativo". Per la cogenerazione si prevede nel triennio un incremento del 5,8%.

3.4.5 I prezzi

Per effettuare un confronto dei prezzi dell'energia elettrica con gli altri Paesi europei si fa riferimento ai dati Eurostat, che consentono di paragonare le diverse tipologie di consumo in funzione della quantità di energia utilizzata nell'anno, della potenza installata e del fattore di carico.

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 per le utenze con consumi più elevati. Questa caratteristica è confermata dai dati del luglio 2003: 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 degli 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 3.4.13).

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 3.4.14), con scostamenti differenti in funzione del livello di consumo considerato. Al lordo delle imposte, il divario è massimo (44,8%) nel caso della classe di consumo di 2 GWh annui. Al netto delle imposte, il divario con il valore medio europeo è più accentuato soprattutto per le utenze con maggiori consumi energetici, a causa della minore incidenza fiscale.

Tabella 3.4.13 - Prezzi dell'energia elettrica per le utenze domestiche in alcuni Paesi europei. 1 luglio 2003 (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	Variazione 03/02 (%)	cent €/kWh	cent €/kWh	Variazione 03/02 (%)	cent €/kWh
Austria	10,9	-21,7	15,5	9,2	18,9	13,4
Belgio	13,8	0,4	17,0	11,2	0,4	13,8
Danimarca	12,0	1,6	26,2	8,7	3,1	22,1
Francia	10,9	-2,9	14,0	8,9	-3,6	11,2
Germania	16,0	1,5	20,9	12,5	0,3	16,9
Italia	8,1	4,8	10,0	14,7	3,8	19,8
Regno Unito	12,8	-10,0	13,4	9,0	-7,9	9,4
Spagna	11,2	1,5	13,6	8,7	1,5	10,6
Svezia	13,8	24,3	20,3	8,6	24,4	13,7
Media UE (*)	12,8	1,9	16,2	10,3	1,3	13,5
Italia: scostamento dalla media UE (%)	-36,5		-36,4	43,3		46,9

(*) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 2000

Fonte: AEEG

Tabella 3.4.14 - Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali in alcuni Paesi europei. 1 luglio 2003 (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	Variazione 03/02 (%)	cent €/kWh	cent €/kWh	Variazione 02/01 (%)	cent €/kWh
Austria	5,0	—	8,4	3,7	—	6,8
Belgio	7,3	-4,0	9,0	5,6	-4,3	6,9
Danimarca	6,9	14,4	11,5	—	—	—
Francia	5,3	-5,9	6,5	4,5	-6,8	5,7
Germania	7,4	12,2	10,0	6,1	18,5	8,5
Italia (**)	8,4	4,4	11,7	7,7	5,0	9,7
Regno Unito	4,7	-17,4	5,8	4,0	-14,9	4,9
Spagna	5,3	1,5	6,4	4,8	2,1	5,8
Svezia	4,1	36,8	5,2	3,7	43,8	4,6
Media UE (*)	6,2	3,5	8,0	5,3	5,1	6,8
Italia: scostamento dalla media UE (%)	35,6		44,8	46,8		43,4

(*) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 2000

(**) I prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabile dalle imprese

Fonte: AEEG

Secondo quanto riportato nella relazione annuale dell'AEEG si può dire che i prezzi italiani, al netto delle imposte, sono cresciuti nel settore industriale più della media europea per gli utenti con consumi più bassi e in linea con la media europea per le utenze più grandi.

I prezzi al lordo delle imposte hanno avuto in Italia un andamento più favorevole rispetto alla media europea; questi infatti hanno avuto aumenti contenuti se confrontati ai corrispondenti tassi di crescita europei. Anche in questo caso, come per le utenze domestiche, si riscontra una riduzione degli oneri generali di sistema, che hanno controbilanciato l'aumento della componente combustibile.

Le motivazioni dei maggiori prezzi esistenti in Italia rispetto agli altri Paesi europei è da ricercarsi, oltre che nel forte carico fiscale, anche e soprattutto nel basso valore dell'efficienza media degli impianti ormai piuttosto vecchi e quindi dotati di tecnologie obsolete, e al mix dei combustibili molto sbilanciato verso quelli derivanti da idrocarburi con alto costo per unità termica fornita (vedi paragrafo 3.4.2 di questo Rapporto).

Il 2004 è l'anno di avvio del dispacciamento di merito economico e questo evento, da tutti molto atteso, non potrà non avere ricadute sui prezzi dell'energia elettrica.

Il 19 dicembre 2003 sono stati approvati dal MAP due decreti importanti per il nuovo mercato elettrico: uno riguarda l'Acquirente Unico ed il secondo il testo integrato sulla disciplina del mercato elettrico, che sancisce l'assunzione di responsabilità relativamente all'organizzazione ed alla gestione del mercato elettrico da parte del Gestore del mercato (GME).

Dal primo gennaio 2004 l'Acquirente Unico (AU) assume la titolarità delle funzioni di garante della fornitura di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato in sostituzione dell'ENEL SpA. L'AU dovrà assicurare la copertura della domanda di energia elettrica dei clienti del mercato vincolato minimizzando i costi ed i rischi di approvvigionamento. A tal fine l'AU è abilitato a stipulare contratti di compravendita al di fuori del sistema delle offerte, per una quantità non superiore al 25% delle previsioni della domanda complessiva annua del mercato vincolato, e partecipa alle procedure per l'assegnazione di capacità di trasporto per l'importazione di energia elettrica e per l'acquisto dell'energia elettrica dai contratti CIP6, in borsa e mediante contratti per la copertura dal rischio di prezzo e quantità.

Sul fronte tariffario la AEEG ha emesso nel 2004 la delibera 05/04 ed il relativo testo integrato che ridefinisce la struttura tariffaria per i clienti vincolati, susseguente al dispacciamento di merito economico.

La delibera rivede le modalità di remunerazione dei costi di produzione, che non saranno più fissati dall'AEEG in via amministrativa, ma basati sulla media ponderata dei costi ai quali l'AU acquisterà l'energia in borsa, attraverso contratti bilaterali e altre possibili fonti di acquisto, come quella proveniente dal CIP6.

È importante inoltre sottolineare due iniziative prese dal Governo e dall'Autorità a seguito della difficile situazione che si è venuta a creare nel giugno 2003 e della quale si è parlato nel paragrafo 3.4.1. Queste iniziative riguardano la modifica delle fasce orarie ed il *capacity payment*.

La AEEG ha modificato le fasce orarie⁸⁴ (riguardo questa delibera, al momento in cui scriviamo, c'è un ricorso al TAR Lombardia) per tenere conto del fatto che ormai anche in estate la richiesta di energia sta uguagliando i valori invernali. Le nuove fasce prevedono l'introduzione della F1 anche nei mesi estivi e della F3 nei mesi invernali. Lo scopo della modifica è quello di rendere economicamente più interessante la produzione di energia elettrica in estate ed evitare che si concentrino in questo periodo le fermate per manutenzione, che contribuiscono ad abbassare la potenza media disponibile.

Inoltre, per ovviare ai problemi di carenza di potenza disponibile nei momenti critici, il MAP ha emesso il decreto ministeriale 379/03, convertito nella legge 290/03, nel quale sono definite le

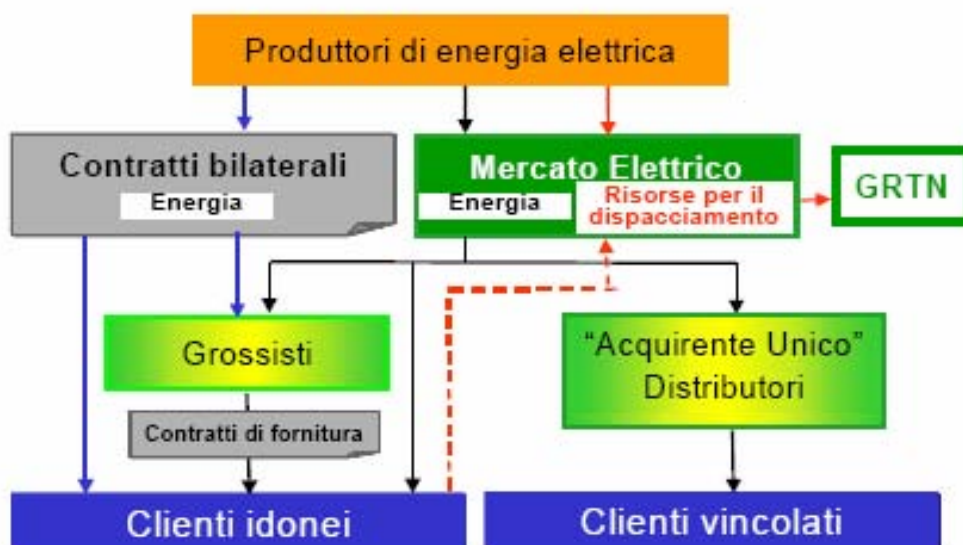
⁸⁴ Le fasce orarie individuano, in generale, gli stati di funzionamento del sistema elettrico in termini di entità del carico e, data la normale composizione del parco di produzione di un sistema elettrico, esprimono, di conseguenza, periodi di diversa valorizzazione dell'energia elettrica. (AEEG - Relazione Tecnica allegata alla delibera 05/04. Parte XI). Le fasce sono quattro: F1, F2, F3, F4 e corrispondono a determinati intervalli orari in funzione del giorno della settimana e del periodo dell'anno. La valorizzazione dell'energia decresce da F1 a F4.

linee guida per il mercato delle capacità ed ha definito il regime transitorio di pagamento per il 2004. Il decreto introduce un sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica al fine di garantire la copertura della domanda nazionale con i necessari margini di riserva. L'AEEG ha reso operativo il DM attraverso la delibera 48/04. L'incentivo disposto a favore dei produttori sarà correlato agli andamenti dei prezzi di borsa dei prossimi mesi. In presenza di prezzi alti i produttori troveranno nella borsa la remunerazione per la disponibilità degli impianti, mentre in caso di prezzi bassi sono previste delle compensazioni.

3.4.6 Il mercato elettrico

Dal 1 aprile 2004, in Italia, è operativa la borsa elettrica. La borsa, gestita dal Gestore del Mercato (GME), è il luogo di incontro della domanda di acquisto e dell'offerta di vendita dell'energia elettrica, determinandone il prezzo per ciascuna ora del giorno. Tutti i produttori con un impianto di potenza superiore a 10 MVA possono offrire la loro produzione. A regime, dalla borsa elettrica possono acquistare energia elettrica l'Acquirente Unico, i Grossisti che la rivendono ai clienti idonei ed i Clienti idonei direttamente. Rimane comunque la possibilità di effettuare contratti bilaterali tra i soggetti di cui sopra e i produttori. Anche il GRTN partecipa al mercato per verificare il rispetto dei vincoli di trasporto sulle reti, programmare il loro corretto utilizzo e costituire i margini di riserva.

Figura 3.4.5 - Assetto organizzativo del Mercato Elettrico in Italia



Fonte: GME

Il mercato elettrico si articola in tre mercati:

- il Mercato del Giorno Prima (MGP), dove hanno luogo le contrattazioni sugli scambi di energia relativi a ciascuna ora del giorno successivo;
- il Mercato di Aggiustamento (MA), nel quale gli operatori possono aggiustare quanto definito nel MGP presentando ulteriori offerte di vendita o di acquisto;
- il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), nel quale gli operatori presentano offerte di disponibilità di aumento o riduzione della potenza immessa o prelevata ogni ora, che il GRTN utilizza per gestire al meglio la rete. A questo mercato possono partecipare solo il GRTN e gli utenti abilitati.

Ai fini operativi il mercato è diviso in zone (6 zone geografiche, 6 zone virtuali estere, diversi poli di produzione limitata). In ogni zona, per ogni ora del giorno, sono raccolte l'offerta e la domanda di energia elettrica. Tutte le offerte di vendita valide e congrue vengono ordinate per prezzo crescente in una curva di offerta, e le domande di acquisto ricevute sono ordinate per prezzo decrescente in una curva di domanda aggregata. Il punto di incontro delle due curve determina il prezzo di equilibrio e la quantità di equilibrio. Questo prezzo potrà essere diverso da zona a zona e sarà il prezzo al quale i produttori venderanno la loro energia nella zona (Pz). Il prezzo di acquisto sarà unico su tutto il territorio nazionale (PUN) e sarà pari alla media ponderata dei prezzi di vendita zonali.

I dati riassuntivi relativi ai primi due mesi di borsa sono riportati nella tabella 3.4.15 e gli andamenti giornalieri dei prezzi nelle varie fasce sono rappresentati nel grafico di figura 3.4.6.

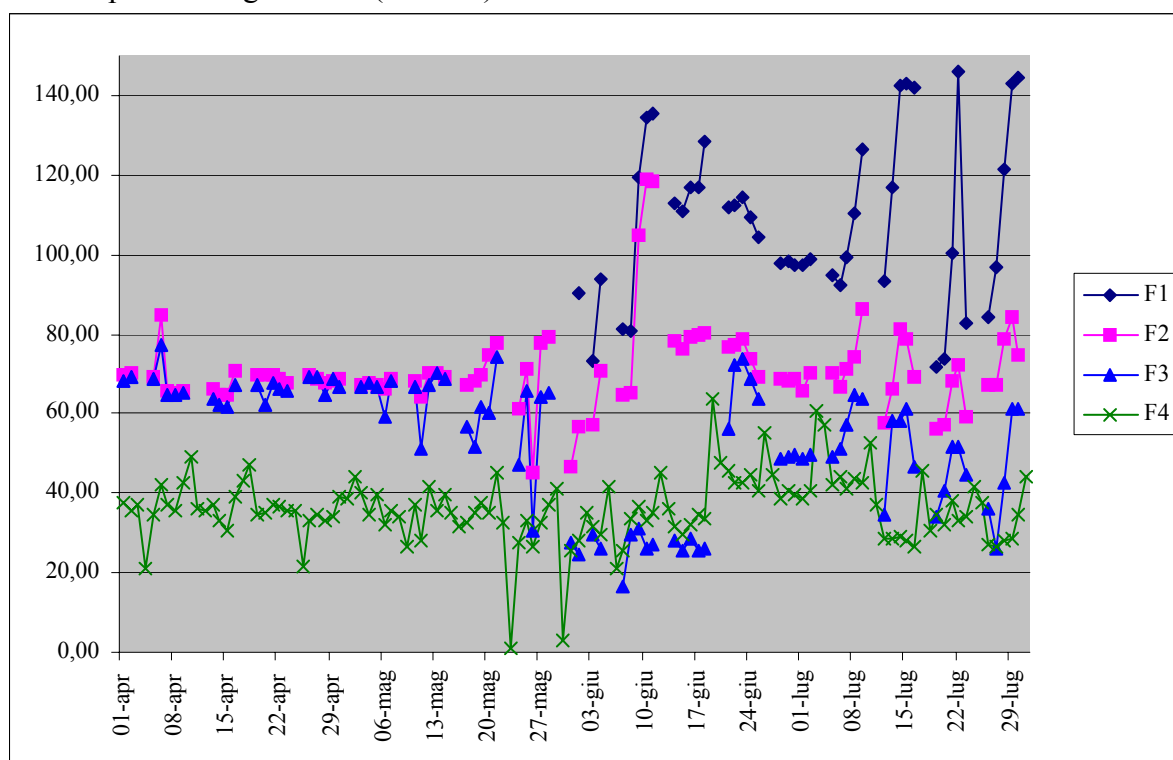
Sui dati di questi primi mesi di borsa si possono fare alcune considerazioni anche se, visto il breve periodo di riferimento, queste risulteranno necessariamente approssimate. L'energia scambiata in borsa rispetto all'intera quantità utilizzata dal Paese, ovvero la liquidità, risulta essere mediamente pari al 28 %. I prezzi nelle fasce F2 e F3 si delineano simili tra loro in aprile, mentre si differenziano in maggio e giugno; quelli di fascia F4 sono generalmente più bassi. La variazione dei prezzi nelle fasce alte non è stata molto marcata in aprile, mentre lo è stata di più in maggio e giugno. I prezzi delle ore vuote hanno avuto sempre una certa variabilità, in alcuni giorni hanno addirittura superato quelli della fascia F3. Il Prezzo Unico Nazionale, che come accennato rappresenta il prezzo di acquisto dell'energia in Borsa, è diminuito di circa 4 €/MWh tra aprile e maggio, mentre ha subito un aumento di circa 20 €/MWh da maggio a giugno. Nei tre mesi considerati ci sono stati dei picchi di prezzo come anche dei profondi minimi, che ci si augura siano solo frutto di questo primo periodo di avvio.

Tabella 3.4.15 - Dati mensili sulle contrattazioni della borsa elettrica italiana

MESE	Energia elettrica scambiata in borsa (TWh)	Energia elettrica consumata in Italia (TWh)	Liquidità (%)	F1 €/MWh	F2 €/MWh	F3 €/MWh	F4 €/MWh	PUN €/MWh
Aprile	7,4	24	30,8		68,84	66,99	40,63	51,83
Maggio	6,8	24,7	27,5		67,70	60,89	40,23	47,81
Giugno	7,1	25,2	28,1	106,95	77,75	39,74	40,44	67,84
Luglio	8,5	28,3	30,1	109,80	70,09	49,78	40,46	66,69

Fonte: GME

Figura 3.4.6 - Borsa elettrica Italiana. Andamento prezzi nelle fasce, F2, F3, F4 e prezzo medio del giorno. 1 aprile-31 luglio 2004 (€/MWh)



Fonte: GME

3.4.7 L'organizzazione industriale del mercato

Il decreto legislativo 79 del 16 marzo 1999, "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", cosiddetto decreto Bersani, aveva imposto (art. 8) che nessun soggetto potesse produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia.

Quindi, nel gennaio 2003 si è completato il processo di dismissione della capacità produttiva dell'ENEL con la cessione di Interpower, per un totale di 15.000 MW.

L'assetto produttivo italiano di energia elettrica è riassunto nella tabella 3.4.16. I dati includono l'eventuale generazione CIP6 o altro ritiro obbligato da parte GRTN, come pure l'autoproduzione.

La tabella evidenzia che l'ENEL con oltre il 46,4%, ha una netta prevalenza sugli altri. Il secondo produttore è la Edison con il 9%, mentre EdiPower ed Endesa hanno rispettivamente il 7,6 e il 6,4%. Tutti gli altri si dividono quantitativi che vanno da qualche punto percentuale a qualche frazione di punto.

Questo assetto è destinato a cambiare almeno parzialmente quando saranno realizzati i molti impianti autorizzati negli ultimi tempi. Gli impianti nuovi, o le trasformazioni, autorizzati dal 2002 fino al 15 luglio 2004, sono 37, per un totale di 18.517 MW. Tali dati si riferiscono a centrali termoelettriche con potenza termica maggiore di 300 MW termici.

Secondo l'AEEG, nel 2003 "sono stati ultimati i lavori di conversione a ciclo combinato per un'unità della Centrale di Ostiglia (Endesa Italia SpA) e per due unità della Centrale del Sermide (Edipower SpA). ENEL Produzione SpA ha riattivato due unità della Centrale di Priolo Gargallo, un'unità a Pietrafitta e un'altra a La Casella. Infine EniPower SpA ha inaugurato due nuove centrali a Ravenna e a Ferrera Erbognone per circa 900 MW di potenza; si è inoltre concluso l'ampliamento della Centrale di Cassano d'Adda di Aem Milano SpA".

Tabella 3.4.16 - Contributo delle maggiori aziende di produzione alla generazione netta (inclusa autoproduzione ed energia fornita dal GRTN). Anno 2003 (%)

Produttore	Percentuale
ENEL Produzione	46,4
Altri produttori	12,3
Edison	9,0
EdiPower	7,6
Endesa Italia	6,4
ENEL Green Power	2,9
Tirreno Power	2,3
EniPower	2,0
Gruppo ERG (ISAB energy + ERG)	1,8
SARLUX	1,6
AEM Milano	1,3
Acea-Electrabel	1,3
CVA Idroenergia	1,0
Centro Energia (Foster weeler/MPE)	0,7
ASM Brescia	0,6
AEM Torino	0,5
Cartiere Burgo	0,5
APIENERGIA	0,5
Elettra GTL - GLL (Lucchini)	0,5
IVPC	0,3
AGSM Verona	0,3

Fonte: stima AEEG

Tabella 3.4.17 - Consumi di energia elettrica tra i diversi attori. Anni 2002-2003 (GWh)

	2002		2003		Variazione 03/02 (%)
	Quantità	%	Quantità	%	
Mercato vincolato	170.543	58,6	165.600	55,2	-2,9
Mercato libero	98.224	33,8	113.100	37,7	15,1
Autocunsumi	22.193	7,6	21.100	7,0	-4,9
Totale consumi	290.960	100,0	299.800	100,0	3,0

Fonte: GRTN dati provvisori 2003

Per quanto riguarda il mercato della fornitura, si distinguono vendite al mercato libero e vendite al mercato vincolato. Dal 29 aprile 2003 la soglia per essere definiti clienti idonei si è abbassata a 100.000 kWh. A causa di ciò, nell'anno 2003 le vendite al mercato libero sono aumentate del 12%. Nella tabella 3.4.17 è riportato il dettaglio della suddivisione tra i diversi clienti.

Dal 1° luglio 2004 tutti gli utenti finali non domestici possono diventare clienti idonei in base alla direttiva 2003/54/CE in attesa di recepimento. L'AEEG stima che i clienti idonei passeranno da circa 148.000 a 6 milioni.

3.5 LE FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA

Il contributo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) al bilancio energetico nazionale è cresciuto dai circa 11 Mtep del 1995 ai 14 Mtep del 2003, con un aumento del 23% circa nell'intero periodo (in media, +2,9% ogni anno). Nello stesso periodo l'energia prodotta dalle FER non tradizionali è quasi triplicata, passando da poco più del 10% a oltre il 25% del totale delle rinnovabili (tabella 3.5.1). Nel seguito si descrive l'evoluzione registrata negli ultimi anni con riferimento alle principali tecnologie di produzione energetica

Tabella 3.5.1 - Energia da fonti energetiche rinnovabili in Italia in equivalente fossile sostituito. Anni 1995-2003 (ktep)*

Fonti energetiche	1995	2000	2001	2002	2003
Idroelettrica ¹	8.312	9.725	10.298	8.694	8.068
Eolica	2	124	259	309	321
Fotovoltaico	3	4	4	4	5
Solare Termico	7	11	11	14	16
Geotermia	969	1.248	1.204	1.239	1.388
Rifiuti	97	461	721	818	1.038
Legna ed assimilati ²	1.976	2.344	2.475	2.489	2.782
Biocombustibili	65	66	87	94	177
Biogas	29	162	196	270	296
Totale	11.460	14.144	15.255	13.931	14.092
di cui non tradizionali ³	1.247	2.017	2.519	2.932	3.536

1 Solo elettricità da apporti naturali valutata a 2.200 kcal/kWh

2 Non include risultato indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni

3 Eolico, solare, rifiuti, legna (esclusa la legna da ardere), biocombustibili, biogas

* Inoltre, da considerare 9,8 TWh prodotti da reflui industriali che corrispondono a 2,1 Mtep sostituiti (dati GRTN)

Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

3.5.1 La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ammonta nel 2003 a circa 48 TWh, pari al 14% del consumo interno lordo⁸⁵ di energia elettrica e a più del 16% della produzione lorda interna (293,9 TWh).

Rispetto all'anno precedente, si assiste ad una contrazione della produzione di elettricità da FER imputabile esclusivamente al ridotto contributo della fonte idroelettrica. Tutte le altre fonti energetiche rinnovabili hanno fatto registrare tassi di incremento annui positivi (tabella 3.5.2).

⁸⁵ Il Consumo interno lordo è uguale alla produzione lorda di energia elettrica più il saldo degli scambi con l'estero.

Tabella 3.5.2 - Energia elettrica da fonti rinnovabili. Anni 1995-2003 (GWh)

	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Idroelettrico	37.781	41.213	45.358	44.205	46.810	39.519	36.674
<i>Idroelettrico < 10 MW</i>	<i>7.440</i>	<i>8.320</i>	<i>8.602</i>	<i>8.117</i>	<i>8.657</i>	<i>8.048</i>	<i>7.192</i>
<i>Idroelettrico > 10 MW</i>	<i>30.341</i>	<i>32.893</i>	<i>36.756</i>	<i>36.088</i>	<i>38.154</i>	<i>31.472</i>	<i>29.483</i>
Eolico	10	231	403	563	1.179	1.404	1.458
Solare fotovoltaico*	13	14	15	16	16	18	23
Geotermoelettrico	3.436	4.214	4.403	4.705	4.507	4.662	5.341
Rifiuti solidi urbani	168	464	653	804	1.259	1.428	1.812
Legna	116	271	587	537	644	1.052	1.648
Biogas	103	494	583	566	684	943	1.033
A - Totale	41.627	46.901	52.002	51.396	55.100	49.027	47.989
B - Consumo interno lordo (TWh)	279	301	308	321	327	336	345
A/B (%)	15	16	17	16	17	15	14

*Stime ENEA

Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

Idroelettrico

La risorsa idroelettrica rappresenta nel 2003 il 76% della produzione di elettricità da fonti rinnovabili ed è ancora la più importante delle risorse energetiche interne, anche se il contributo percentuale di questa fonte 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 3.5.3 dove si considera soltanto l'energia idroelettrica da apporti naturali (escludendo la produzione da pompaggio)⁸⁶.

La produzione di energia da fonte idroelettrica risente delle condizioni climatiche che determinano l'afflusso idrico nei bacini. In particolare, tra il 2001 e il 2003 si evidenzia un calo della produzione (da 46,8 TWh a 36,7 TWh) generalizzato per tutte le categorie di impianto e causato dalle condizioni di idraulicità meno favorevoli.

Nel 2003 la potenza idroelettrica complessiva installata è stata pari a quasi 17 GW con un aumento, rispetto al 1998, pari ad oltre 700 MW_e. Da segnalare un incremento annuale significativo fatto segnare, negli ultimi anni, dagli impianti con potenza inferiore ai 10 MW (oltre il 2,5% nel 2002).

Tabella 3.5.3 - Impianti, potenza efficiente e produzione di energia idroelettrica. Anni 1995-2003

	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Numero impianti	1.876	1.952	1.976	1.958	1.926	1.974	1.998
Potenza efficiente lorda (MW)	16.055	16.238	16.571	16.641	16.726	16.820	16.970
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	37.781	41.213	45.358	44.205	46.810	39.519	36.674
Fattore di capacità** medio (%)	27	29	31	30	32	27	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.

Fonte: GRTN

⁸⁶ GRTN: *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia anni 1998-2003*.

Geotermoelettrico

A fine 2003 la *potenza geotermoelettrica* installata (707 MW) non registra variazioni importanti rispetto all'anno precedente (tabella 3.5.4). Nell'ultimo quinquennio l'energia elettrica prodotta è costantemente aumentata, passando dai 4.200 GWh del 1998 ai 5.300 GWh del 2003.

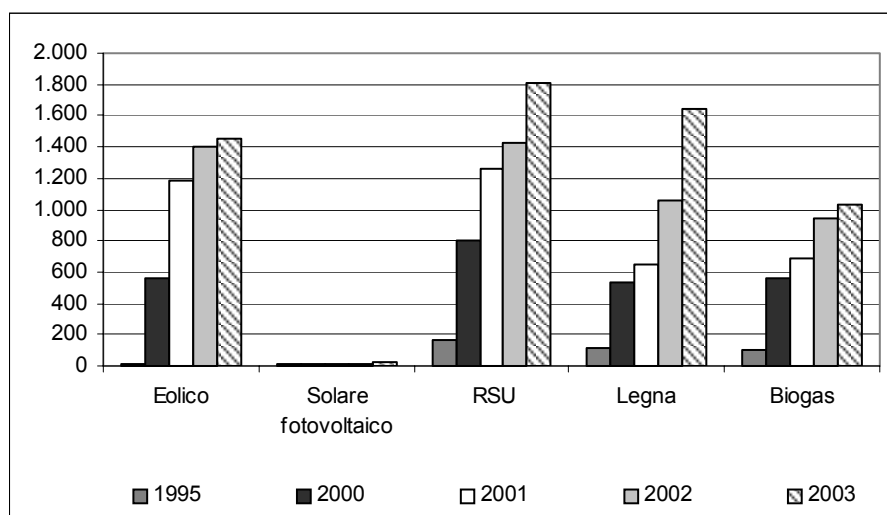
Tabella 3.5.4 - Energia geotermoelettrica. Anni 1998-2003

	1998	2000	2001	2002	2003
Numero di impianti	30	33	30	34	34
Potenza efficiente lorda (MW)	579	627	573	707	707
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	4.214	4.705	4.507	4.662	5.341
Fattore di capacità medio (%)	83	86	90	75	86

Fonte: ENEL (1998), GRTN (1999-2003)

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 1995-2003 nella figura 3.5.1.

Figura 3.5.1 - Elettricità da fonti rinnovabili non tradizionali. Anni 1995-2003 (GWh)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEL (fino al 1998), GRTN (1999-2003)

Eolico

Per quanto riguarda l'eolico, dopo gli ottimi risultati conseguiti nel periodo 1996-2001 si è assistito negli ultimi due anni ad un forte rallentamento e una certa ripresa si è cominciata ad avvertire solo a partire dal secondo semestre, con 900 MW alla fine dell'anno (tabella 3.5.5).

Tabella 3.5.5 - Contributo dell'energia eolica in Italia. Anni 1995-2003

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Potenza efficiente lorda (MW)	164	232	363	664	780	874
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	232	403	563	1.179	1.404	1.458
Fattore di capacità medio (%)*	16	20	18	20	21	19

*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.

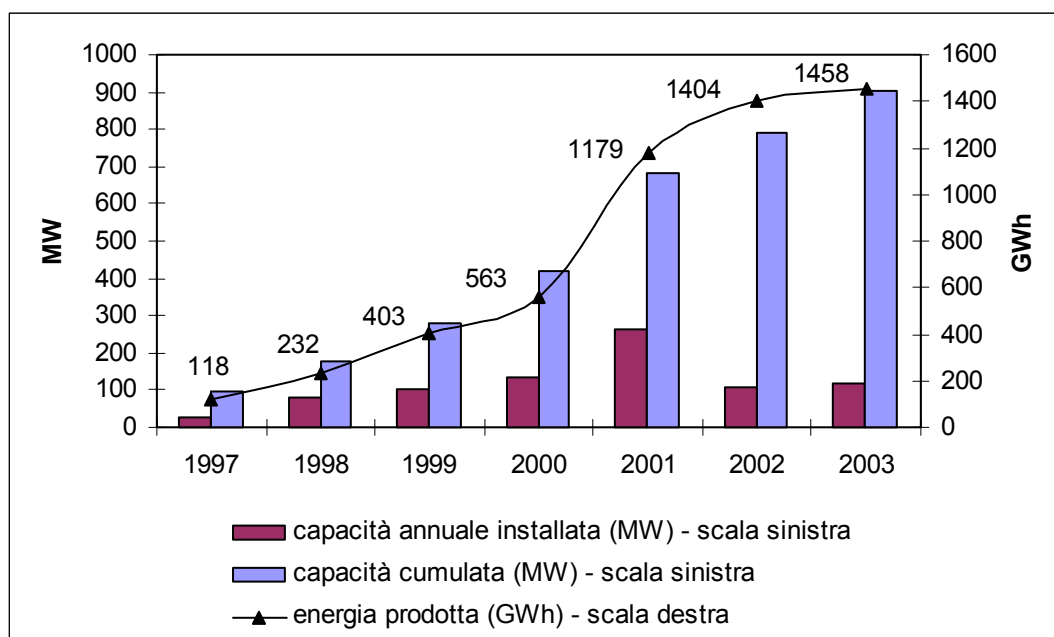
Fonte: ENEA; ENEL (dati 1998), GRTN (dati 1999-2003)

La taglia delle centrali eoliche italiane è compresa tra qualche MW e 35 MW, con una media di 10-15 MW a centrale mentre la potenza dei nuovi generatori installati è cresciuta dai circa 300 kW, media degli impianti installati nel 1997, agli 800 kW degli impianti installati nel 2003.

Tale crescita è una misura dello sviluppo tecnologico in atto nel settore ed avvicina l'Italia al contesto internazionale⁸⁷. In figura 3.5.2 è graficizzato l'andamento annuale delle potenze installate e dell'energia elettrica prodotta.

Il rallentamento del *trend* molto positivo fatto segnare dall'eolico fino al 2001 è stato in gran parte determinato dai cambiamenti intervenuti nei programmi di alcune Regioni; gli operatori del settore denunciano inoltre i tempi molto lunghi che si determinano in molte situazioni nella fase di allacciamento degli impianti alla rete elettrica.

Figura 3.5.2 - Andamento annuale delle installazioni eoliche e dell'energia generata in Italia



Solare fotovoltaico

Gli impianti solari fotovoltaici sono classificabili in due principali categorie: impianti collegati alla rete (*on-grid*) e impianti isolati (*stand-alone*). A sua volta gli impianti in rete si distinguono in distribuiti e centralizzati, mentre gli impianti isolati sono classificati in base alle categorie di utenza (domestica e non domestica).

In tabella 3.5.6 sono riportati i dati relativi alla potenza installata e all'energia prodotta per tipologia di impianto e i valori complessivi dell'energia primaria sostituita nel 1995 e nel periodo 2000-2003. Si vede come a fine 2003 la potenza fotovoltaica complessivamente installata in Italia è stata pari a 26 MW (con un incremento sull'anno precedente del 18%⁸⁸). Di questi 26 MW, 11,7 MW si riferiscono a impianti non collegati alla rete elettrica e 14,3 MW a impianti collegati alla rete (+39% rispetto al 2002). Dal 1995 al 2003 si è verificata una costante, anche se contenuta, crescita della potenza installata con conseguente incremento della produzione di energia elettrica, stimata a fine 2003 in circa 22,5 GWh (+22% rispetto al 2002). Prevalente è l'utilizzo di moduli a base di celle a silicio cristallino (mono e multi-cristallino).

⁸⁷ La potenza media degli aerogeneratori installati nel mondo nel 2003 è stata superiore a 1.200 kW; nello stesso 2003 il valore medio in Germania ha superato 1,2 MW e in Danimarca 2 MW; nel confronto con il dato italiano va però tenuto conto della più complessa orografia dei nostri siti.

⁸⁸ IEA-PVPS, Annual Report 2003.

Tabella 3.5.6 - Installazioni solari fotovoltaiche per tipo di utilizzo. Anni 1995-2003

	1995	2000	2001	2002	2003
Potenza installata (kWp)					
Impianti collegati alla rete: distribuiti	335	1.155	1.635	3.620	7.620
Impianti collegati alla rete: centralizzati	5.850	6.715	6.715	6.715	6.715
Impianti non collegati alla rete: domestici	4.830	5.240	5.300	5.300	5.300
Impianti non collegati alla rete: usi non domestici	4.780	5.890	6.350	6.365	6.365
	15.79	19.00	20.00	22.00	26.00
Totale	5	0	0	0	0
Energia prodotta (MWh)*					
Impianti collegati alla rete: distribuiti	339	1.169	1.655	3.664	7.713
Impianti collegati alla rete: centralizzati	5.527	6.344	6.344	6.344	6.344
Impianti non collegati alla rete: domestici	3.397	3.685	3.727	3.727	3.727
Impianti non collegati alla rete: usi non domestici	3.576	4.407	4.751	4.762	4.762
	12.83	15.60	16.47	18.49	22.54
Totale	9	5	7	8	6
Energia primaria (TJ)	46	56	59	66	81

Fonte: stime ENEA su dati IEA-PVPS

Energia da biomassa

La produzione di energia elettrica da biomassa avviene essenzialmente secondo tre modalità:

- termotrattamento di rifiuti solidi urbani;
- utilizzo di biomasse legnose in impianti collegati alla rete;
- utilizzo di biogas in impianti collegati alla rete.

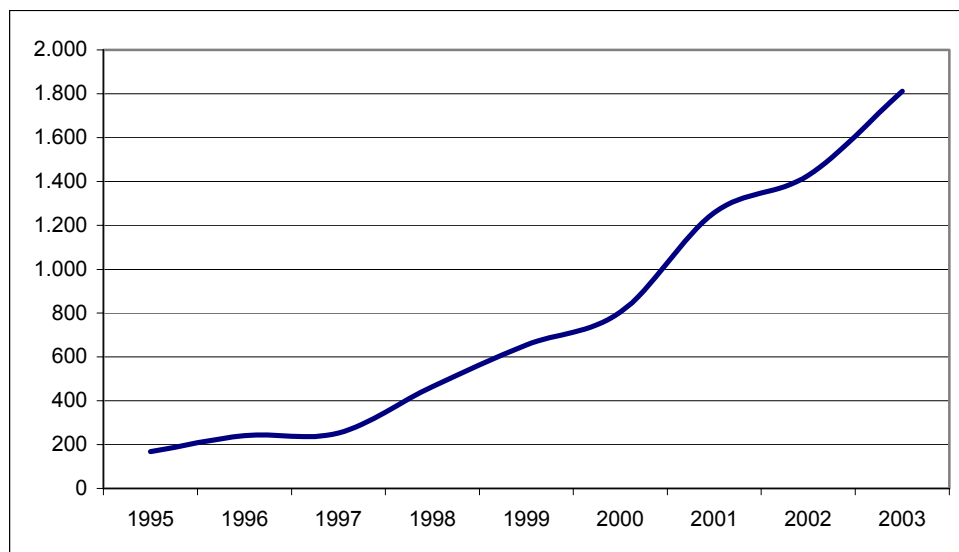
In molti degli impianti a biomasse si produce calore in cogenerazione (per la stima del calore prodotto si rimanda al paragrafo successivo).

Dal 1995 la produzione di energia da rifiuti solidi urbani è aumentata di circa 11 volte, dai 168 GWh del 1995 ai 1.812 GWh del 2003 (figura 3.5.3). La capacità installata è aumentata di sei, passando dai 73 MW del 1995 ai 446 MW del 2003.

La produzione di energia elettrica in impianti collegati alla rete che bruciano legna ed assimilati (tabella 3.5.7) ammonta nel 2003 a 1.648 GWh ed è più che triplicata nel periodo 2000-2003.

A fine 2003 la produzione di energia elettrica da biogas ammontava a 1.033 GWh (figura 3.5.4).

Figura 3.5.3 - Produzione lorda di energia elettrica da rifiuti solidi urbani. Anni 1995-2003 (GWh)



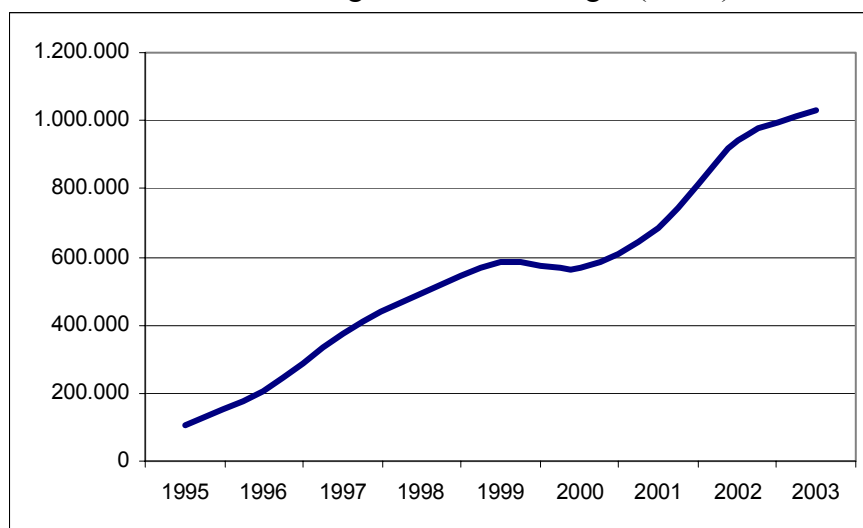
Fonte: elaborazione ENEA su dati APAT, GRTN

Tabella 3.5.7 - Energia elettrica prodotta negli impianti collegati alla rete che bruciano legna ed assimilati. Anni 1995-2003

	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Numero di impianti	15	23	25	27	28	34	38
Potenza efficiente lorda (MWe)	68	154	198	219	222	290	383
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	116	271	587	537	644	1.052	1.648

Fonte: GRTN

Figura 3.5.4 - Produzione di energia elettrica da biogas (MWh). Anni 1995-2003



Fonte: GRTN

Si stima che l'88% 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 del biogas delle emissioni di metano.

3.5.2 La produzione di calore da fonti rinnovabili

La produzione di calore proviene principalmente:

- da collettori solari termici (stimata in 673 TJ nel 2003);
- dagli utilizzi diretti dell'energia geotermica (8.900 TJ);
- da impianti di teleriscaldamento che utilizzano legna, localizzati principalmente in Lombardia, in Piemonte e in Trentino Alto Adige (circa 1.200 TJ nel 2003);
- da impianti industriali che utilizzano residui della lavorazione (legna ed assimilati) per la produzione di calore (39.600 TJ);
- da calore recuperato in impianti di termotrattamento di rifiuti solidi urbani (stimato in quasi 5.700 TJ nel 2003);
- da impianti industriali, collegati alla rete elettrica, che bruciano legna e residui legnosi per la produzione di elettricità e recuperano calore in cogenerazione (più di 5.400 TJ nel 2003);
- da impianti per la produzione di energia elettrica alimentati a biogas che recuperano calore in cogenerazione (più di 1.600 TJ nel 2003).

Tabella 3.5.8 - Produzione di calore da fonti rinnovabili. Anni 1995-2003

	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Solare termico	293	404	411	456	507	586	673
Geotermia	8.916	8.916	8.916	8.916	8.916	8.916	8.916
Legna da ardere nel settore residenziale ³	39.013	44.045	50.367	48.316	51.657	44.656	46.055
Teleriscaldamento a biomasse	270	426	509	574	785	1.062	1.197
Legna utilizzata nelle industrie	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600
Biocombustibili per uso riscaldamento ¹	2.155	372	471	829	1.088	1.175	2.228
Cogenerazione ²	1.930	2.880	4.905	6.419	9.632	9.399	12.752
Totale	203.496	202.536	206.113	208.231	211.965	210.673	111.421

¹ Nella presente tabella si considera solo la quota di produzione ad uso riscaldamento (50% nel 1995, 30% per gli altri anni).

² Il calore prodotto in cogenerazione non è compreso nell'equivalente fossile sostituito della tabella "Energia da fonti energetiche rinnovabili in equivalente fossile sostituito".

³ Non si considera l'utilizzo delle biomasse non commerciali rilevato dall'apposita indagine ENEA.

Fonte: elaborazione ENEA su dati di varia provenienza

L'apporto di gran lunga più importante proviene però dall'utilizzo della legna da ardere nel settore civile (46.055 TJ nel 2003). Tale dato tiene conto della biomassa legnosa commercializzata e rilevata dalle statistiche nazionali. Gran parte dei consumi di biomassa legnosa nel settore residenziale sfugge però alle rilevazioni ufficiali. Un'indagine statistica sulle famiglie italiane condotta, per conto dell'ENEA, da una società specializzata, ha indicato un consumo sostituito di circa 14 Mt di legna da ardere nelle abitazioni (149.900 TJ nel 2002), alimentato prevalentemente da materiale non commerciale.

Negli ultimi anni, per il riscaldamento nel settore civile si registra un crescente utilizzo di legno sminuzzato e di legno pastigliato in impianti automatizzati; questi impianti sono alimentati sia con prodotti già disponibili (ad esempio sansa esausta), sia con scarti di segherie, sia con 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.

3.5.3 Biocombustibili

Il consumo di biodiesel ammontava a 66 ktep di energia sostituita nel 2000 e ad 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 per 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)". Per il 2003 si stima⁸⁹ un netto aumento della produzione (273.000 t corrispondenti a 177 ktep) come risultato di un programma triennale previsto dalla legge finanziaria 2001 che aveva l'obiettivo di aumentare la quota di produzione fino a 300.000 t/anno. La totale abolizione di imposizioni fiscali sul biodiesel per riscaldamento e gli incentivi fiscali concessi per le miscele di combustibili da autotrazione utilizzando biocombustibili sembrano aver contribuito alla crescita del settore.

⁸⁹ EurObserv'ER, *Barometre de Biocarburants*, giugno 2003.

3.5.4 Il mercato dell'energia elettrica da fonte rinnovabile

Come noto, dal 2002 il mercato dell'energia da fonte rinnovabile è incentivato non più unicamente dalle convenzioni CIP6, la cui validità prosegue fino al termine della loro scadenza, ma anche dal cosiddetto meccanismo dei Certificati Verdi che con il 2004 entra nel suo terzo anno di validità.

Mentre gli impianti rinnovabili in convenzione CIP6 percepiscono una tariffa inclusiva di una remunerazione per l'energia elettrica ceduta (costo evitato di impianto, manutenzione e combustibile) e di un'incentivazione specifica per tecnologia, gli impianti entrati in funzione dopo il 1° aprile 1999 cedono la propria energia al mercato e, separatamente venderanno, su un altro mercato, i Certificati Verdi ottenuti in relazione alle quantità messe in rete.

Con il decreto legislativo 387 del 29/12/2003 vengono specificate le modalità di cessione dell'energia elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili al di sotto dei 10 MVA e degli impianti non programmabili e vengono poste le basi per la sospensione a partire dal 2005 del ritiro dell'energia elettrica da centrali idroelettriche di piccole dimensioni come regolato dalla delibera 62/02.

In tabella 3.5.9 sono riportati i dati relativi alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, suddivisi per modalità di cessione.

La generazione di elettricità da fonte rinnovabile in CIP6, che aveva fatto segnare nel 2002 un aumento del 2,5% rispetto al 2001, è ulteriormente cresciuta nel 2003 rispetto al 2002 facendo rilevare un aumento del 12%. Ciò è dovuto soprattutto all'entrata in servizio di nuovi impianti eolici, geotermici nonché a biomasse e rifiuti in quanto la produzione di energia da fonte idroelettrica si è mantenuta su valori sostanzialmente stabili.

La tabella 3.5.10 riporta la progressione dell'energia elettrica incentivata attraverso il meccanismo CIP6 nel corso degli ultimi tre anni.

Tabella 3.5.9 - Generazione di elettricità da fonti rinnovabili. Anno 2003

	Produzione GWh	Stima ricavo medio c€/kWh
Rinnovabile tradizionale (geotermico e idroelettrico)	34.360	5.06
Rinnovabile in convenzione CIP6	9.629	13.09
Rinnovabile in Certificati Verdi	1.481	13.08
Mini-idro con delibera 62/02	2.395	6
Totale rinnovabile	47.865	

Fonte: AEEG, relazione annuale 2004

Tabella 3.5.10 - Energia elettrica incentivata con il meccanismo CIP6. Anni 2001-2003 (GWh)

	2001	2002	2003
Impianti idroelettrici > 3 MW	640	1.362	1.450
Impianti idro < 3 MW	550	486	394
Impianti eolici e geotermici	2.880	3.111	3.847
Impianti fotovoltaici, a biomasse, a rifiuti solidi urbani	2.023	2.735	3.656
Impianti idroelettrici potenziati	735	203	199
Impianti esistenti	1.537	677	83
Totale in convenzione CIP6	8.365	8.574	9.629

Fonte: AEEG, relazione annuale 2004

Il CIP6, i cui costi sono recuperati in tariffa elettrica attraverso la componente A_3^{90} , è destinato all'incentivazione non solo dell'energia prodotta da rinnovabili ma anche di quella prodotta dalle fonti cosiddette assimilate, che hanno rappresentato nel 2002 ben l'80% dell'energia generata con questo meccanismo. La tabella 3.5.11 riporta la remunerazione degli impianti CIP6 rinnovabili differenziati per tecnologia e tipologia negli anni 1992-2004, come annualmente aggiornati dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico. Gli aggiornamenti della componente incentivante sono vincolati agli andamenti dell'inflazione, mentre il costo evitato di generazione include una valutazione dei costi di approvvigionamento di gas naturale.

Tabella 3.5.11 - Remunerazione degli impianti CIP6 per tipologia. Anni 1992-2003 (c€/kWh)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003*
Idro ^a > 3MW	6,71	7,07	7,39	7,68	8,08	8,41	8,58	8,74	8,88	9,11	9,37	9,6
Idro ^b < 3MW	2,32	2,45	2,56	2,66	2,80	2,91	2,97	3,03	3,07	3,15	3,24	3,32
Eolici e geotermici	4,03	4,24	4,43	4,61	4,84	5,04	5,14	5,24	5,32	5,46	5,61	5,75
Fotovoltaico, biomasse, rifiuti solidi urbani	7,75	8,16	8,53	8,87	9,33	9,70	9,90	10,08	10,24	10,50	10,79	11,06
Costo evitato generazione ^c	3,72	3,98	4,25	4,54	4,99	5,27	4,73	4,88	6,85	6,92	6,46	6,53

Note: a - Impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino ed ad acqua fluente solo ore piene

b - Impianti mini-idroelettrici ad acqua fluente

c - il costo evitato di generazione è lo stesso per tutte le tipologie e si somma all'incentivazione differenziata per tecnologia

* valori di acconto

Fonte: Cassa Conguaglio Settore Elettrico (aggiornamenti annuali)

3.5.5 I Certificati Verdi

La domanda di Certificati Verdi (CV), ovvero la quota di energia da fonti rinnovabili che i soggetti ad obbligo avrebbero dovuto immettere nella rete nazionale⁹¹, è stata nel 2003 pari a 34.551 GWh.

L'energia sottoposta all'obbligo dei CV (172.755 GWh) rappresenta il 50% del consumo interno lordo nazionale. In tabella 3.5.12 sono riportati i principali dati di riferimento e una stima del dettaglio delle esenzioni.

⁹⁰ Come noto la differenza tra i costi di incentivazione e i ricavi di cessione di energia elettrica, sommati ai ricavi della rendita idroelettrica è compensata da una maggiorazione nella tariffa elettrica dell'utente finale, riportata in bolletta sotto la voce A_3 .

⁹¹ Nella misura del 2% della generazione e delle importazioni da fonti fossili del 2002 al netto delle esenzioni (DLgs16 marzo 1999, n. 79, attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, "decreto Bersani").

Tabella 3.5.12 - Domanda di CV in relazione al CIL e stima delle esenzioni. Anno 2002 (GWh)

Consumo interno lordo (A+B-C)	334.998
(A) Produzione lorda	284.401
(B) Import	51.519
(C) Export	922
Energia sotto obbligo CV	172.755
Domanda di certificati verdi	3.455
Esenzioni da obbligo di cui:	162.243
<i>Servizi produzione</i>	<i>12.935</i>
<i>Franchigia primi 100 GWh per i produttori in obbligo</i>	<i>4.200</i>
<i>Rinnovabili</i>	<i>49.013</i>
<i>Esenzioni all'import</i>	<i>38.284</i>
<i>Esenzioni al termoelettrico (cogenerazione e franchigia 100 GWh)</i>	<i>50.069</i>
<i>Energia prodotta da pompaggio</i>	<i>7.743</i>

Fonte: AEEG, relazione annuale 2004

Nel corso del 2003 la domanda di CV è stata soddisfatta con 1.481 GWh prodotti da impianti entrati in esercizio grazie al meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi e da 1.974 GWh forniti dal GRTN e provenienti da impianti che percepiscono le incentivazioni CIP6. L'elettricità da fonti rinnovabili, direttamente immessa in rete grazie ai CV, è pertanto incrementata di circa il 60% rispetto al dato 2002 (918 GWh).

La tabella 3.5.13 riporta il contributo all'emissione di CV differenziato per fonte negli anni 2002 e 2003 con i relativi incrementi percentuali.

I volumi di CV effettivamente emessi risulta inferiore alla producibilità attesa degli impianti rinnovabili qualificati durante l'anno e riportata in tabella 3.5.14.

Questa differenza può essere imputabile a diverse ipotesi alternative che si formulano nel seguito:

- rinuncia da parte dell'operatore di chiedere l'emissione di CV per l'anno in cui entra in esercizio il proprio impianto;
- generosa previsione di funzionamento orario degli impianti;
- possibilità che qualche operatore, in attesa di vedere confermata la propria convenzione in CIP6, abbia parallelamente provveduto alla qualifica per l'emissione dei Certificati Verdi.

Tabella 3.5.13 - Contributo all'emissione di CV per fonte. Anni 2002-2003 (GWh)

	2002	2003	Incremento
Produzione vegetali e rifiuti	143,5	231	61%
Idrica	419,7	586,6	40%
Geotermica	185,6	482,9	160%
Eolica	164,5	180,7	10%
Totale	913,3	1481,2	

Fonte: GRTN: Energia elettrica da fonti rinnovabili – Bollettino dell'anno 2003

Tabella 3.5.14 - Producibilità attesa da impianti qualificati a fonti rinnovabili. Anni 2003-2004

	31-mag-03	31-dic-03	31-mag-04
Produzione vegetali e rifiuti	1127,7	1379,7	1586,9
Idroelettrico	879,9	1107	1384,1
Geotermoelettrico	418,6	552,6	636,6
Fotovoltaico	1,2	1,2	1,2
Eolico	272,2	343,8	509,7
Totale	2699,6	3384,3	4118,6

Fonte: GRTN: Energia elettrica da fonti rinnovabili – Bollettini anni 2002 e 2003

Come noto, per il riconoscimento dei CV sono previste diverse tipologie di impianto quali: gli impianti nuovi, i potenziamenti, i rifacimenti totali, i rifacimenti parziali (limitatamente agli impianti idroelettrici e geotermoelettrici), le riattivazioni, e gli impianti a co-combustione⁹².

La tabella 3.5.15 riporta i volumi di energia per tipologia d'impianto relativamente alla producibilità attesa dagli impianti qualificati al 31 maggio 2004, mentre non sono disponibili i dati relativi alla tipologia d'impianto per i Certificati Verdi effettivamente emessi che, abbiamo visto, differiscono in maniera considerevole dalla producibilità attesa.

Tabella 3.5.15 - Producibilità attesa impianti qualificati al 31.05.04 (GWh)

Tipologia di impianto	Totale	Esercizio	Progetto
Potenziamento	548,1	545,2	2,9
Rifacimento totale	108,4	22,4	86
Rifacimento parziale	1604,4	542,1	1062,2
Riattivazione	532,5	247	285,5
Nuova costruzione	13.289,20	2.665,80	10.623,40
Co-combustione	96	96	0
TOTALE	161.78,6	41.18,6	12.059,90

Fonte: GRTN: Energia elettrica da fonti rinnovabili – Bollettino dell'anno 2003

Il dato della producibilità degli impianti qualificati IAFR al 31 dicembre 2003, pari a 3.384,3 GWh, dovrebbe rappresentare il volume di Certificati Verdi che verranno emessi nel 2004. La domanda, per lo stesso anno, è prevista pari a 3.823,4 GWh.

Se il dato relativo alla producibilità dovesse essere confermato (finora si è rilevato un certo scarto tra producibilità e produzione effettiva), l'offerta di CV sarebbe in grado di soddisfare la domanda per quasi il 90%, lasciando ai CV intestati al GRTN un ruolo residuale.

Un simile sviluppo del mercato potrebbe determinare una riduzione dei prezzi dei Certificati Verdi sino ad ora allineati al valore dei CV del GRTN. Tale considerazione deve tuttavia tenere conto di due caratteristiche del mercato che dovrebbero permettere di sostenere il prezzo dei Certificati Verdi anche a fronte di una "pericolosa" corrispondenza dei volumi di offerta con quelli di domanda quali: a) la possibilità di cedere i CV invenduti per i successivi 2 anni, b) l'incremento della quota d'obbligo dello 0,35% a partire dal 2005 (DLgs 387/2003).

L'elevato valore del CV GRTN (8,97 nel 2002, 8,24 nel 2003) e la rilevante quota di esenzione dall'obbligo dei CV hanno mostrato, anche per il 2003, come il meccanismo dei CV non sia stato ancora in grado di fornire reali vantaggi in termini economici rispetto al pur dispendioso meccanismo previsto dal CIP6.

⁹² Impianti "ibridi" secondo la definizione contenuta nel DLgs 387/2003.

Tabella 3.5.16 - Costi di generazione da FER, confronto CIP6 e CV. Anno 2003

	Producibilità (GWh)	Costo CIP6 (ipotesi) (M€)	Costo CV (M€)
Produzioni vegetali e rifiuti	231.098,40	24,93	19,04
Idrica	586.634,40	35,19	48,33
Geotermica	482.936,40	27,09	39,79
Eolica	180.730,80	10,13	14,89
Incentivazione indiretta impianti rinnovabili pre-esistenti e pompaggi			74,16
Incentivazione indiretta cogenerazione			61,80
Incentivazione energia d'importazione qualificata come rinnovabile			49,96
Scarto tra costo evitato e ricavi di cessione		22,2	
Totale costo	1.481.400,00	119,54	307,97

Fonte: elaborazione su dati GRTN e AEEG

Questa considerazione è suffragata dalla tabella 3.5.16, nella quale vengono forniti i costi di generazione delle stesse quantità di energia sottostanti all'emissione di CV per il 2003, come se fossero incentivati in CIP6, e i costi del meccanismo dei Certificati Verdi che non sono limitati al solo acquisto dei CV, ma includono anche le incentivazioni indirette garantite alle tipologie esentate.

A fronte degli elevati costi di incentivazione l'Italia non sembra ancora in grado di soddisfare i *target* indicativi richiesti dalla direttiva. Attraverso il meccanismo dei CV, infatti, vengono sovvenzionate delle tipologie d'impianto la cui generazione non contribuisce al raggiungimento del *target*; tra queste è possibile ricordare:

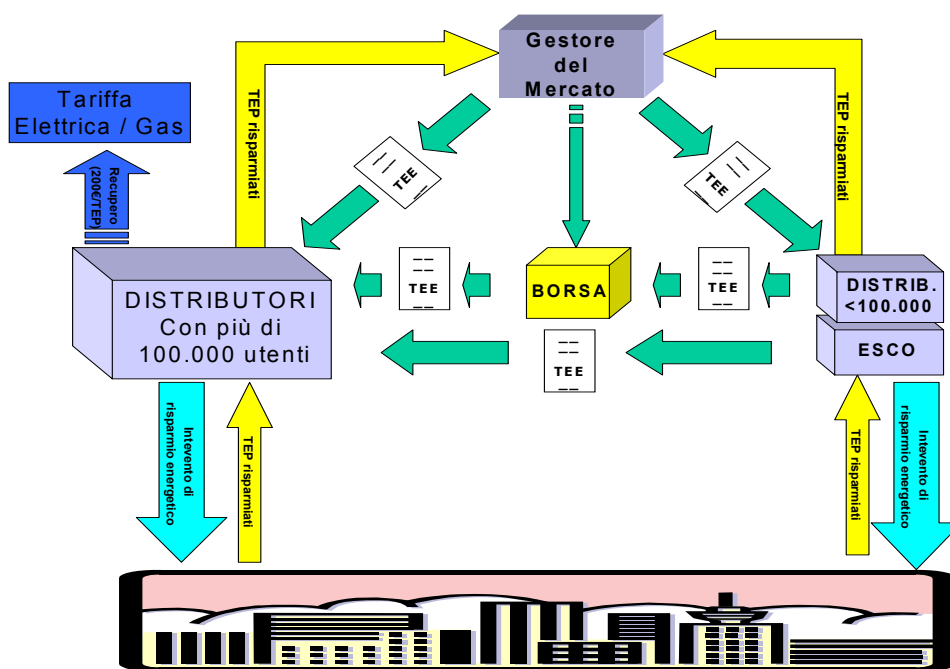
- l'inclusione dei rifiuti (che al contrario non sono riconosciuti ai sensi della direttiva 77/2001), anche nella componente non biodegradabile, alla incentivazione delle fonti rinnovabili;
- l'emissione di CV per rifacimenti totali o parziali d'impianto che reimmettono nel sistema una quota di energia rinnovabile pre-esistente;
- il riconoscimento dei CV agli impianti di cogenerazione collegati a reti di teleriscaldamento indipendentemente dai combustibili impiegati (e quindi non necessariamente rinnovabili);
- le numerose esenzioni che di fatto incentivano indirettamente la cogenerazione, gli impianti rinnovabili esistenti, in particolare il grande idroelettrico, nonché le importazioni certificate come rinnovabili.

Sarebbe, d'altra parte, erroneo ritenere che il meccanismo dei Certificati Verdi sia finalizzato esclusivamente, o prevalentemente alla produzione di energia da fonti rinnovabili incentivando tecnologie ancora non competitive sul piano economico. Tale meccanismo, infatti, ha assunto nel corso degli anni le caratteristiche di un sistema di sostegno economico a diverse realtà del mercato elettrico quali la cogenerazione e il teleriscaldamento, il grande idroelettrico, il geotermoelettrico, la termovalorizzazione dei rifiuti, le importazioni, lo smaltimento delle farine animali.

LA RISORSA "EFFICIENZA ENERGETICA"

I nuovi decreti del 20 luglio 2004⁹³ ripropongono i contenuti dei decreti per l'efficienza energetica del 24 aprile 2001⁹⁴ e introducono alcune modifiche sostanziali. In particolare:

- viene spostata la data di partenza degli obblighi di risparmio energetico per i distributori di energia elettrica e gas dal 1 gennaio 2002 al 1 marzo 2004;
- viene modificata 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;
- viene rafforzato 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;
- viene inserita 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 che nel decreto originale erano dati indistintamente per tutti.
- viene introdotta 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 che potevano risultare penalizzate da un riconoscimento *standard* di cinque anni;
- viene introdotto 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 (solare passivo);
- viene introdotta 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. Si riporta di seguito uno schema semplificato del meccanismo di emissione dei Titoli di efficienza Energetica



⁹³ Decreti del 20 luglio 2004: "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del DLgs 16 marzo 1999, n. 79"; "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del DLgs 23 maggio 2000, n. 164" (pubblicati sulla GU 1° settembre 2004 n. 205).

⁹⁴ I due decreti del 24 aprile 2001 emanati dal Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, 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

INTRODUZIONE

La posizione recentemente espressa dalla Duma e dalla Camera Alta della Russia a favore della ratifica del Protocollo di Kyoto, aumentando fortemente le probabilità che il Protocollo entri in vigore, ha dato maggiore forza all’impegno per la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra e agli impegni nazionali per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, del risparmio energetico e, più in generale, alle azioni previste nel Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni.

Le linee del Piano, mirate da un lato a non determinare effetti negativi sulla competitività e sull’efficienza dell’economia italiana e dall’altro a compensare il *gap* di emissioni rispetto agli impegni di Kyoto, anche attraverso il ricorso ai meccanismi del Protocollo “*Clean Development Mechanism*” e “*Joint Implementation*”, acquisiscono ora maggiore rilievo e più ampi margini di attuazione.

Questo capitolo, dopo un breve cenno sulle azioni interne verso il settore industriale per la riduzione delle emissioni, presenta lo stato nazionale delle emissioni con un confronto con le indicazioni e i *trend* della delibera CIPE; considera inoltre il problema dell’inquinamento transfrontaliero e del suo impatto con la situazione nazionale. Riporta infine alcune considerazioni sulle esternalità ambientali.

4.1 LE NORMATIVE ENERGETICO-AMBIENTALI E IL SISTEMA PRODUTTIVO

Il contributo del sistema produttivo alla riduzione delle emissioni, nell’ambito degli impegni di Kyoto, rappresenta un importante fattore del Piano nazionale di intervento.

Tra i problemi che emergono in questo coinvolgimento delle imprese, gli aspetti normativi costituiscono un punto di notevole attenzione. Nella Conferenza “The Environmental Performance of EU Industry – Bruxelles, November 25 2003” sulle *performance* ambientali dell’industria, sono stati presentati i risultati dell’impegno per la riduzione dell’impatto ambientale degli ultimi vent’anni, che hanno mostrato un crescente disaccoppiamento tra incremento del Pil e riduzione degli inquinanti.

Questo fenomeno positivo si è attuato nella misura della riduzione fino al 90% delle emissioni in aria, acqua e suolo per comparti industriali di grande importanza economica, quali quello della produzione di acciaio, energia elettrica, cemento, nonché il petrolifero e il chimico.

A proposito delle revisioni delle norme che riguardano l’applicazione del Protocollo di Kyoto in area UE, le imprese hanno rilevato in sede di conferenza come vadano ridiscussi la distribuzione dei crediti di emissioni, i settori interessati e la lista degli inquinanti identificati. A tutt’oggi sono state evidenziate delle anomalie che hanno riguardato sia la grande industria che la piccola e media impresa. Proprio l’analisi delle piccole e medie imprese ha rappresentato uno degli argomenti di maggior attenzione nella conferenza. Questa nell’area euro contava, nel 2003, circa 24 milioni di aziende (circa 4 milioni in Italia), per le quali occorre calibrare le normative. Nella conferenza sono stati presentati esempi di *best practice* realizzati da queste imprese. Gli esempi hanno riguardato territori europei nei quali le PMI si sono organizzate in associazioni e strutture consortili ai fini di innovare dal punto di vista tecnologico gli impianti, per ridurre le emissioni e ottimizzare i trasporti ed i consumi energetici. Tali aggregazioni facilitano l’applicazione delle normative, consentendo efficienza sul piano tecnologico e riduzione dei costi.

Si è evidenziata quindi la necessità di organizzare differentemente le PMI sul territorio, e di giungere alla programmazione di interventi tra imprese ed istituzioni, approfittando della necessità di redistribuire gli obiettivi di riduzione previsti dal Protocollo di Kyoto per territorio (le Regioni in Italia) e per settori.

Questo pone un problema particolare per il nostro Paese e rafforza la validità degli interventi di assistenza tecnica nelle Regioni italiane, rivolti ad analizzare le situazioni locali e definire obiettivi regionali e locali condivisi di riduzione delle emissioni, attraverso un sostegno delle istituzioni alle imprese ed ai distretti, recuperando settori ancora esclusi e ottimizzando i contributi del sistema produttivo locale al raggiungimento degli obiettivi di Kyoto.

Il dibattito in sede di conferenza ed a livello nazionale ha rilevato inoltre come le tematiche energetico-ambientali, definite da apposite normative tecniche dedicate a ciascuna tipologia di emissioni o autorizzazioni, siano uno dei problemi da affrontare.

Il giudizio delle imprese sulla normativa tecnica ambientale e la sua complessità nei singoli temi di cui si occupa (figura 4.1.1), illustra una scala di difficoltà nell'applicazione, che vede ai primi posti le normative tecniche inerenti le problematiche energetico ambientali.

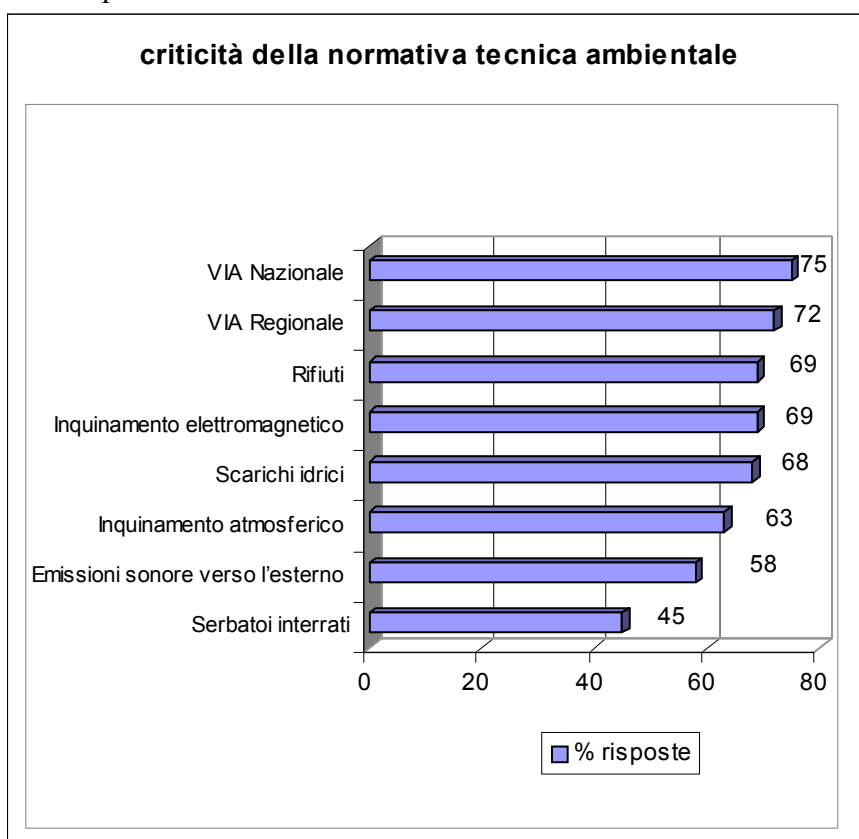
La normativa tecnica risulta complessa per tutte le voci, con un intervallo che va dal 15% della VIA nazionale al 45% dei serbatoi interrati.

Una difficoltà applicativa delle normative tecniche da parte delle imprese significa che esse stesse necessitano di supporto tecnico gestionale, che hanno costi interni aggiuntivi non sempre quantificabili, e che quindi spesso si trovano a dover rimandare scelte impiantistiche necessarie per la incertezza nel governo dei processi attuativi.

Dal punto di vista gestionale ciò che rende difficoltosa e complessa la procedura del settore ambiente è:

- mancata armonizzazione tra normativa nazionale e normativa regionale o loro sovrapposizione: 59%;
- competenze di più Enti nello stesso procedimento: 64%;
- interpretazioni difformi sullo stesso oggetto da parte dei diversi Enti coinvolti: 69%;
- complessità della normativa: 87%.

Figura 4.1.1 - Complessità della normativa tecnica ambientale



Fonte: "La pubblica amministrazione e le Associazioni delle Imprese", realizzato dal FORMEZ su incarico del Dipartimento della Funzione Pubblica, 2003

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* radioattivo 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 “I dati” di questo Rapporto, si differenziano leggermente da quelli presentati nell’anno precedente. Essi sono infatti 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 di emissione sono diversi 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 al -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.

A seguito di queste revisioni, per l’Italia il valore di riferimento del 1990 è diminuito del 2,59%, che corrisponde a 13.504 Gg, mentre il dato del 2000 è aumentato dello 0,05%, pari a 287 Gg.

4.2.2 Le emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Italia

Nella tabella 4.2.1 sono indicate le emissioni di CO₂ dal sistema energetico nei Paesi della Unione Europea a 15 e in Italia. Le stime per l'Europa indicano un aumento di 62 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa, pari ad un incremento del 2% rispetto all'anno base 1990, mentre per l'Italia si stima un incremento superiore al 9%, corrispondente a 38 Mt (figura 4.2.1).

A seguito di questo aumento l'Italia è al terzo posto nell'Unione Europea a 15 (dopo Germania e Regno Unito) per quantità di emissioni gas serra, con il 13,7% delle emissioni complessive.

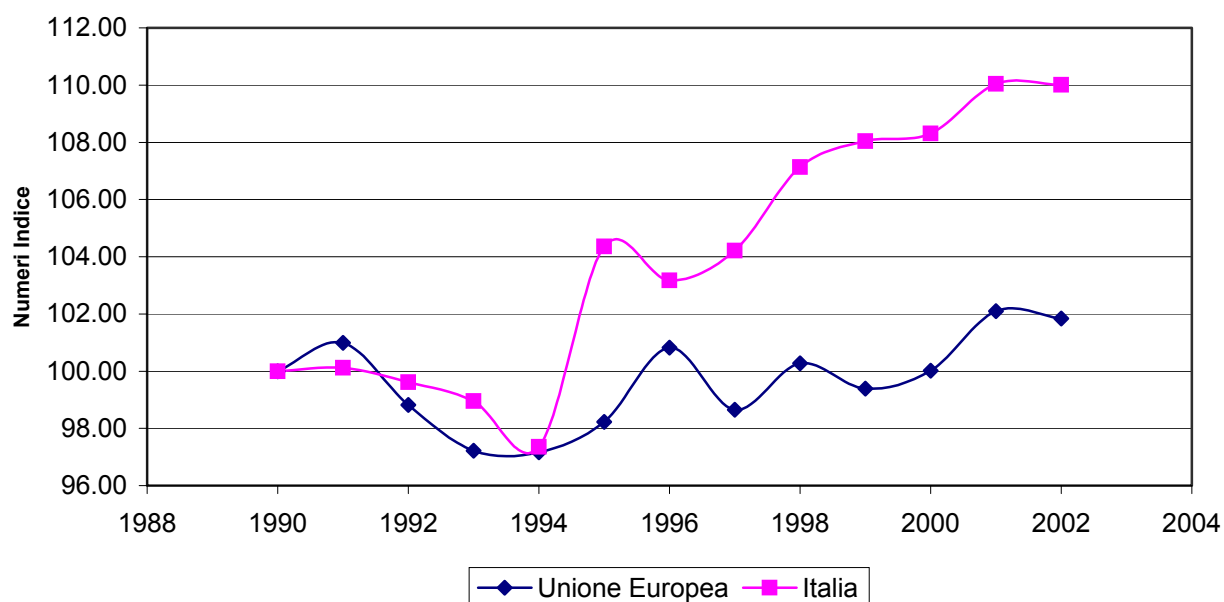
Tuttavia, l'evoluzione delle emissioni di CO₂ dal settore energetico ha seguito andamenti diversi nei diversi Stati europei (figura 4.2.2). Tre Paesi (Svezia, Regno Unito e Germania) hanno ridotto le loro emissioni rispetto all'anno base. Grazie soprattutto a Germania (che ha registrato una diminuzione superiore a 140 Mt) e Regno Unito, che hanno un peso molto elevato in Europa (figura 4.2.2), l'Unione Europea non ha mostrato, nel complesso, risultati fortemente negativi.

Tabella 4.2.1 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico nella UE-15. Anni 1990-2002 (Tg)

	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002
Europa	3146	3110	3059	3174	3157	3149	3208
Italia	403	401	389	413	429	434	441
Italia % su EU	12,8	12,9	12,7	13,0	13,6	13,8	13,7

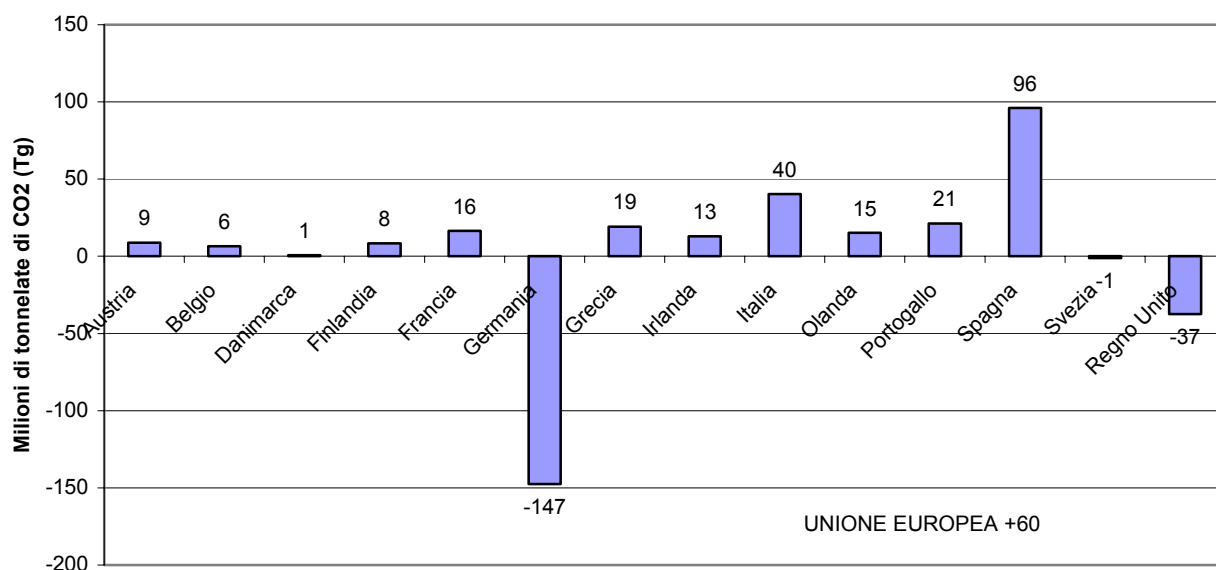
Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2003

Figura 4.2.1 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Italia ed in Europa (numeri indice 1990=100). Anni 1990-2002



Fonte: elaborazione ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2003

Figura 4.2.2 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico nei Paesi europei. Differenze tra le emissioni dell'anno base e il 2002 (Tg)

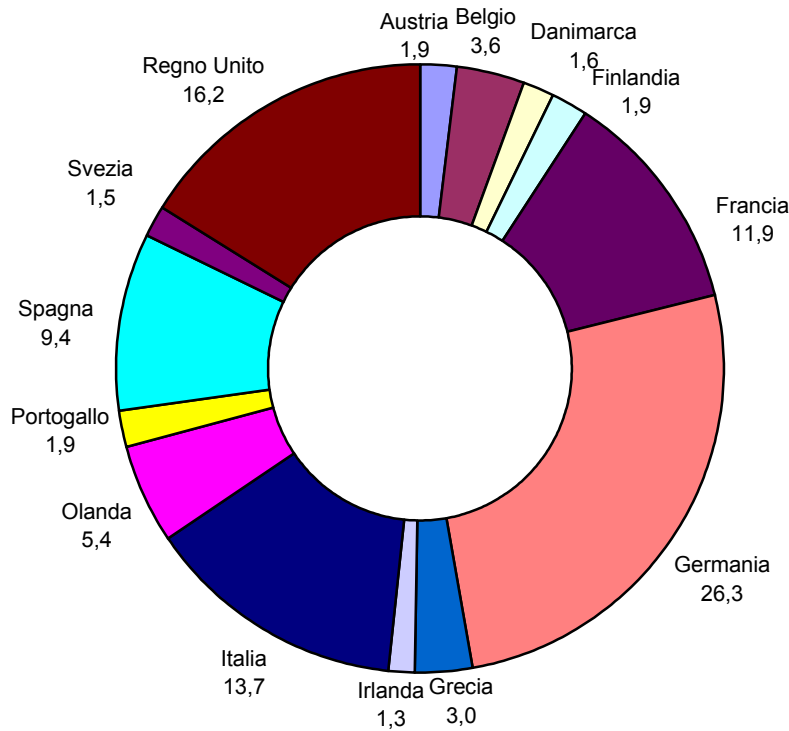


Fonte: elaborazione ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2004

Spagna, Italia, Francia e Grecia hanno invece mostrato gli aumenti più rilevanti in termini assoluti, mentre Portogallo e Irlanda quelli percentualmente più elevati (rispettivamente 53,2% e 43,8%). La Spagna e l'Italia, che nel complesso contribuiscono per quasi il 24% al totale europeo (figura 4.2.3), sono i Paesi più critici al fine del raggiungimento degli obiettivi europei. In questi due Paesi è più urgente attuare politiche capaci di diminuire la crescita delle emissioni dal settore energetico.

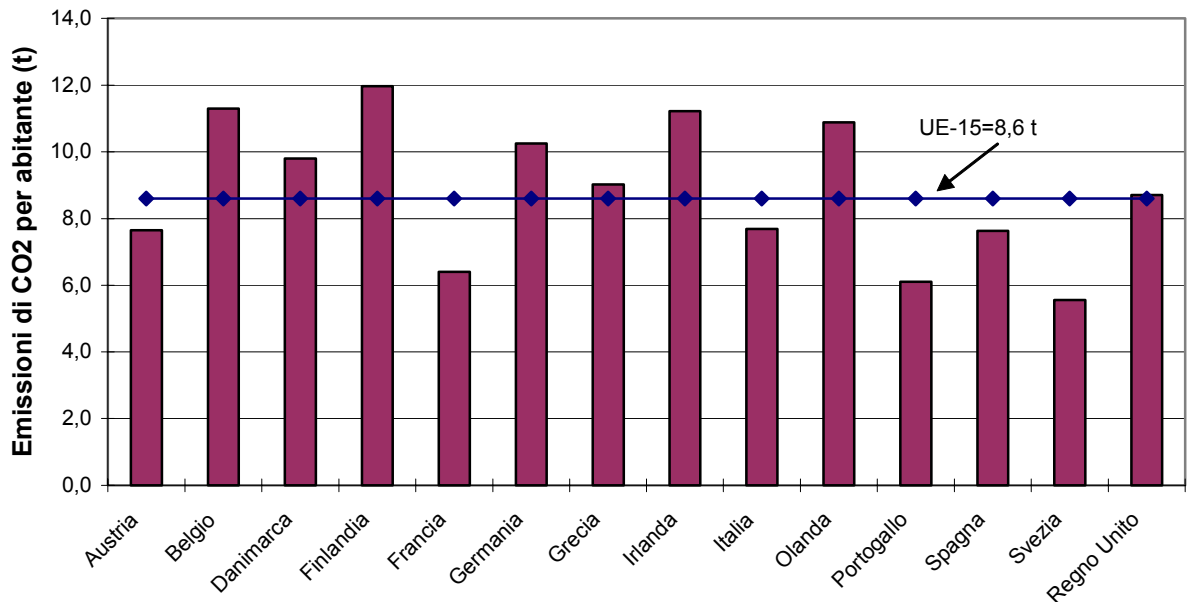
Nella figura 4.2.4 sono riportate le emissioni pro capite, che sono il risultato delle differenti condizioni climatiche e dei diversi sistemi energetici ed industriali dei Paesi. Germania e Regno Unito, nonostante abbiano ridotto in modo rilevante le loro emissioni, mostrano valori superiori alla media 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 le emissioni pro capite sono leggermente ma continuamente aumentate in l'Italia, mentre sono diminuite per l'Europa nel suo complesso (figura 4.2.5).

Figura 4.2.3 - Contributo di ogni Paese al totale delle emissioni energetiche di CO₂ in Europa. Anno 2002 (%)



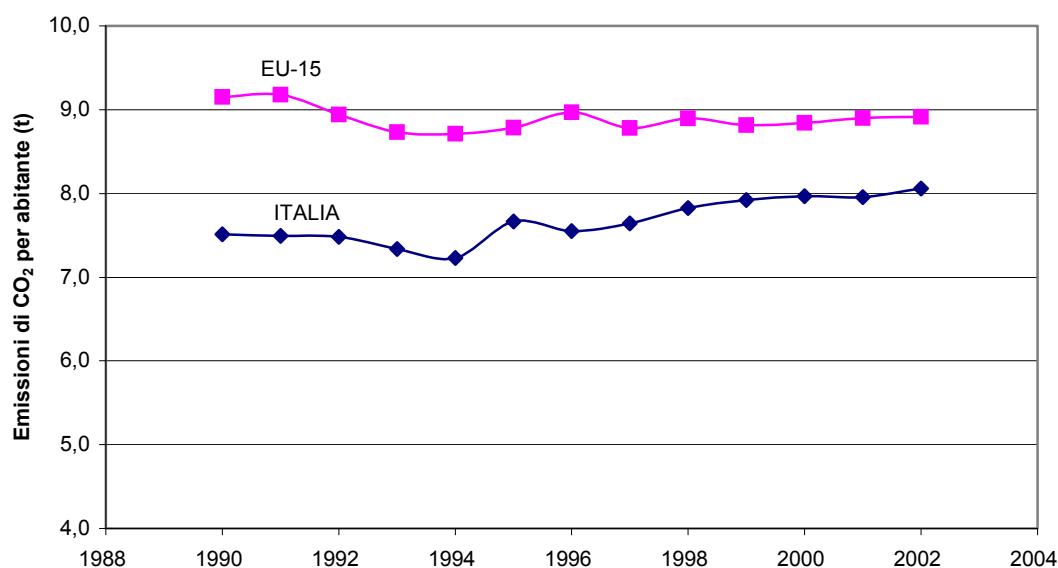
N.B.: per ragioni grafiche non è stata inserita la quota dello 0,2% relativa al Lussemburgo
 Fonte: elaborazione ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2004

Figura 4.2.4 - Emissioni pro capite nei Paesi dell'Unione Europea. Anno 2002 (t CO₂)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2004

Figura 4.2.5 - Andamento delle emissioni pro-capite in Italia e in Europa. Anni 1990-2002 (tCO₂)



Fonte: elaborazione ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2004

I risultati italiani possono essere meglio compresi analizzando i diversi macrosettori in cui le cosiddette emissioni energetiche sono suddivise.

Nel 2002 in Italia il settore energetico nel suo complesso è stato responsabile dell'emissione di circa 443 Mt di anidride carbonica (tabella 4.2.2). Il 35% di queste emissioni proviene dai processi di trasformazione dell'energia, il 28,2% dal settore dei trasporti, il 18% dalle industrie manifatturiere e delle costruzioni e un altro 18% dagli altri settori.

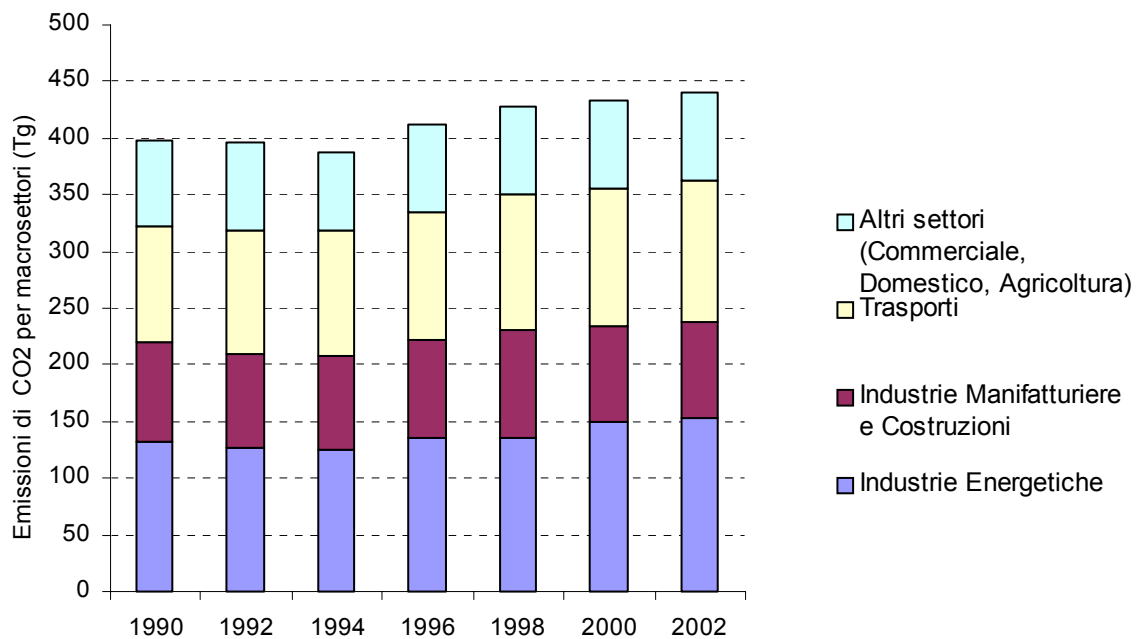
Tabella 4.2.2 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Italia. Anno 2002 (Gg)

	2002
Totale emissioni CO₂ (Gg)	468.960
<i>di cui da settore energia</i>	443.035
▪ Industrie energetiche	153.151
▪ Industrie manifatturiere e costruzioni	84.943
▪ Trasporti	124.944
▪ Altri settori (Commerciale, Domestico, Agricoltura)	78.072
▪ Emissioni evaporate da carburanti	1.924

Fonte: APAT, 2004

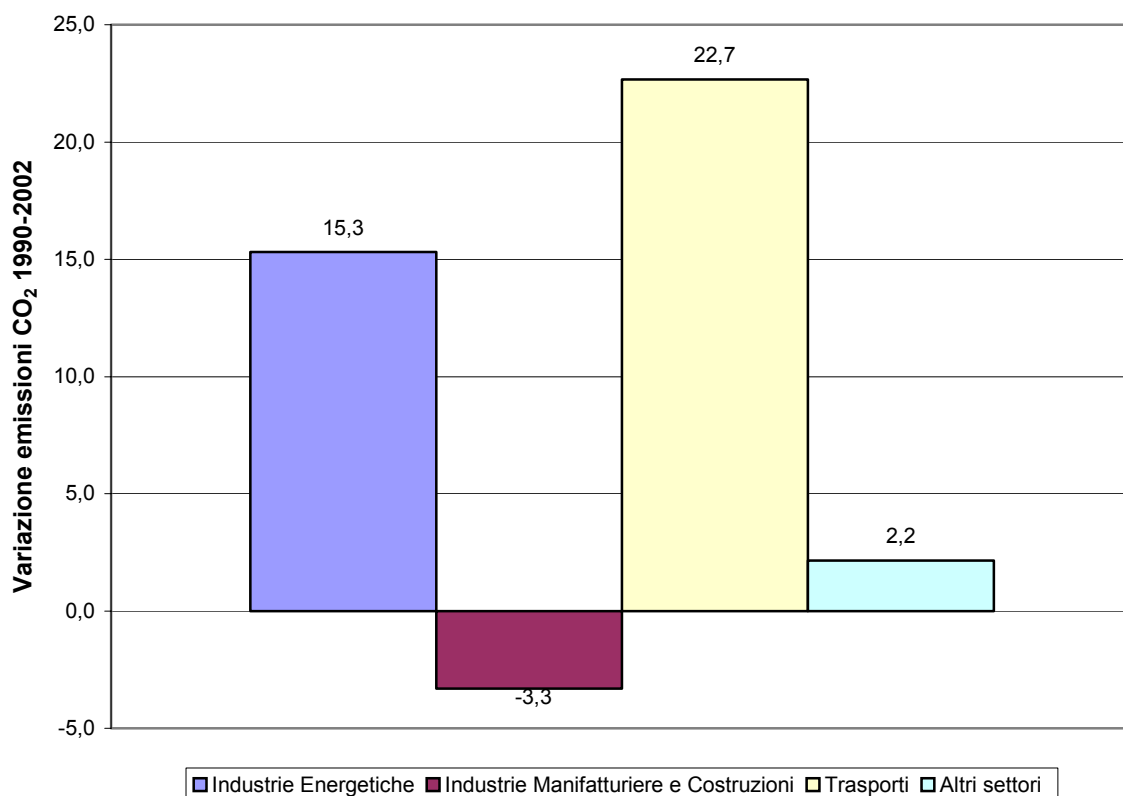
Nella figura 4.2.6 è illustrata l'evoluzione dei macrosettori su base biennale; è evidente che le emissioni dalle industrie energetiche sono aumentate significativamente nel decennio passato anche se con alcune oscillazioni laddove il settore dei trasporti ha registrato un incremento costante. Il settore dei trasporti è responsabile dell'incremento più elevato (22,7%) rispetto all'anno 1990, seguito dal settore della produzione e trasformazione energetica (15%). Solo il settore delle industrie manifatturiere e delle costruzioni ha evidenziato una contrazione del livello di emissioni (3,3%) attribuibile in parte a un miglioramento delle tecnologie impiegate e a una migliore efficienza energetica, ma anche alla crisi produttiva di alcuni comparti industriali (figura 4.2.7).

Figura 4.2.6 - Emissioni di CO₂ per macrosettori energetici in Italia. Anni 1990-2002 (Tg)



Fonte: elaborazione ENEA su dati APAT, 2004

Figura 4.2.7 - Variazione delle emissioni di CO₂ nei principali macrosettori energetici in Italia. Anni 1990-2002 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati APAT, 2004

È evidente che nei settori della produzione e generazione di energia e in quello dei trasporti è necessario invertire la tendenza, se si vuole raggiungere l'obiettivo di riduzione assegnato all'Italia. D'altra parte, 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 riduzioni 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 annullati 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 (COP3) 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 responsabili di almeno il 55% delle emissioni totali provenienti dai Paesi industrializzati stessi. In questo momento 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, responsabili del 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.

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 è indicato il percorso che l'Italia dovrebbe seguire per ottemperare agli obblighi sottoscritti, individuando e quantificando ciascuna fase.

In primo luogo è definito il valore assoluto dell'impegno italiano. Partendo dalle emissioni del 1990 (in tabella 4.2.3 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, nel periodo 2008-2012, l'Italia dovrà emettere annualmente, in media, 481,1 Mt di CO₂eq.

Nella stessa delibera si prevede che annualmente sia predisposto un rapporto sull'andamento delle emissioni e che siano valutati lo stato di attuazione delle politiche di intervento, le eventuali proposte di modifica e le ulteriori misure da adottare.

Tabella 4.2.3 - Emissioni di gas ad effetto serra in Italia per settore di emissione. Anni 1990 e 2000 (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"

La delibera CIPE 123/2002 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.

Nella stessa delibera sono inoltre sviluppati due scenari. Il primo, ovvero lo scenario “tendenziale o a legislazione vigente”, tiene conto delle politiche e misure ora 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 CO_{2eq.} (tabella 4.2.4). 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.

Tabella 4.2.4 - Emissioni di gas ad effetto serra al 2010 (*scenario tendenziale*) e al 2000 (Mt CO_{2eq})

	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

Queste condizioni sono alla base dello “scenario di riferimento” in cui, oltre a quanto previsto nel precedente scenario, sono considerate le misure che sono state già individuate ma che ancora non sono state attuate, sia per ragioni finanziarie sia per ragioni procedurali.

Inoltre lo “scenario di riferimento” comprende i crediti di emissione che possono derivare da progetti sviluppati 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 distanti di 41 Mt CO₂ (tabella 4.2.5).

Tabella 4.2.5 - Emissioni di gas ad effetto serra nell'anno 2010, secondo lo scenario tendenziale e lo scenario di riferimento (Mt CO₂eq)

	Scenario	
	Tendenziale	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

Lo scenario tendenziale, elaborato assumendo una crescita del Pil del 2% e tenendo conto delle azioni già avviate o decise, fornisce uno scostamento rispetto agli impegni di Kyoto di 87,5 Mt CO₂ nel settore energetico. Lo scenario di "riferimento" con una crescita del Pil pari al 2% e considerando proiettati al 2010 anche gli effetti delle misure individuate al 30 giugno 2002 dal MATT (anche se non ancora definitivamente avviate), delinea una riduzione delle emissioni di 39,8 Mt CO₂ all'anno al 2010, con uno scostamento rispetto all'obiettivo di Kyoto di 47,7 Mt CO₂ (per il solo settore energetico).

Il documento fornisce una traccia 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:

- il settore dei trasporti, con misure tecnologiche/fiscali e misure infrastrutturali;
- il settore industriale, con azioni di incremento dell'efficienza dei motori industriali, di miglioramento del parco trasformatori, di elevazione del cos ϕ ¹, di maggiore penetrazione della cogenerazione, della produzione di energia da rifiuti;
- 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;
- il settore civile, con il prolungamento degli effetti dei decreti sull'efficienza sugli usi finali e con misure regionali nel settore civile;
- 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.

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.

I cambiamenti intervenuti nei modi di uso dell'energia elettrica, hanno portato ad una revisione al rialzo delle previsioni di consumo ipotizzate dal modello impiegato per la costruzione degli scenari della delibera CIPE 123/2002. I valori di emissione per gli anni 1990 e 2000 riportati nella delibera sono risultati disallineati rispetto ai corrispondenti valori riportati nella più recente serie storica (1990-2002).

L'aggiornamento del PNR ha evidenziato che nel settore elettrico il forte aumento della domanda manifestatosi negli ultimi anni rende necessario adottare ipotesi di tassi di crescita dei consumi più sostenuti, prossimi al 3%, contro il 2% ipotizzato dalla delibera CIPE 123/2002. A tale aumento della domanda dovrà corrispondere necessariamente un aumento della produzione di energia elettrica. Rispetto allo scenario della delibera CIPE 123/2000, al 2010 si avrà un aumento dei consumi di energia di 8 Mtep, per un totale di 208,6 Mtep.

La tabella 4.2.6 pone a confronto i valori di emissione riportati nella delibera CIPE 123/2002 e i valori rivisti; tali valori si riferiscono al solo comparto energetico.

Nella tabella 4.2.7 sono riportate le previsioni al 2010 secondo la delibera CIPE e secondo la revisione dei dati; nella stessa tabella sono riportati i valori dell'obiettivo di Kyoto riferiti alle emissioni rispetto ai dati 1990.

Tabella 4.2.6 - Confronto fra i valori di emissione riportati nella delibera CIPE 123/2002 e i valori rivisti

I valori di revisione risultano valori medi	Emissioni di CO ₂ CIPE 123 [Mt CO ₂]		Revisione		2002
	1990	2000	1990	2000	2002
- Industrie energetiche	147,4	160,8	127,6	151,6	151,4
- termoelettrico	124,9	140	110,5	134,2	135,1
- raffinazione consumi diretti altro	22,5	21	17,1	17,4	16,3
- Industria manifatturiera e costruzioni	85,5	77,9	89,6	78	82,1
- Trasporti	103,5	124,7	104,4	124,4	129,3
- Civile (incluso terziario e Pubblica Amministrazione)	70,2	72,1	70,9	72,9	72,3
- Agricoltura	9,0	9,0	9,0	8,9	9,2
TOTALE	415,6	444,7	401,5	435,8	444,3

Tabella 4.2.7 - Confronto fra le previsioni riportate nella delibera CIPE 123/2002 ed i valori rivisti

a = scenario tendenziale b = scenario di riferimento	CIPE 123/2002		Revisione		Obiettivo Kyoto 2010 CIPE 123	Obiettivo Kyoto 2010 revisione
	2010		2010			
	a	b	a	b	c	c
- Industrie energetiche	170	144	198,7	172,7	137,8	119,3
- termoelettrico	150	124	179,5	153,5	116,8	103,3
- raffinazione consumi diretti altro	20	20	9,2	19,2	21	16
- Industria manifatturiera e costruzioni	80,2	80,2	82,2	82,2	79,9	83,8
- Trasporti	142,2	134,7	142,1	136,8	96,8	97,6
- Civile (incluso terziario e Pubblica Amministrazione)	74,1	67,8	74,1	67,8	65,6	66,3
- Agricoltura	9,6	9,6	9,6	9,6	8,4	8,4
TOTALE	476,1	436,3	506,7	469,1	388,5	375,4

Nella tabella 4.2.8 sono riportati gli scostamenti rispetto agli obiettivi di Kyoto secondo la delibera CIPE e secondo i dati revisionati.

Nella tabella 4.2.9 vengono posti a confronto gli scenari di emissione e l'obiettivo di riduzione Kyoto riportati nella delibera CIPE 123/02 e nella relativa revisione.

Tabella 4.2.8 - Scostamenti rispetto agli obiettivi di Kyoto secondo la delibera CIPE 123/2002 e secondo i dati revisionati

a = scenario tendenziale b = scenario di riferimento	Scostamenti Kyoto delibera CIPE 123/2002		Scostamenti Kyoto revisione	
	c - a(2010)	c - b(2010)	c - a(rev)	c - b(rev)
- Industrie energetiche	-32,2	-6,2	-79,4	-53,4
- termoelettrico	-33,2	-7,2	-76,2	-50,2
- raffinazione consumi diretti altro	1	1	-3,2	-3,2
- Industria manifatturiera e costruzioni	-0,3	-0,3	1,6	1,6
- Trasporti	-8,5	-2,2	-44,6	-39,1
- Civile (incluso terziario e Pubblica Amministrazione)	-1,2	-1,2	-6,7	-1,5
- Agricoltura	-45,4	-37,9	-1,2	-1,2
TOTALE	-87,5	-47,7	-130,3	-93,6

Tabella 4.2.9 - Confronto fra gli scenari di emissione e l'obiettivo di riduzione di Kyoto secondo la delibera CIPE 123/2002 e la relativa revisione

	Valori delibera CIPE 123/2002 (Mt CO ₂) al 2010	Revisione (Mt CO ₂)
Scenario tendenziale	476,1	506,8
Scenario di riferimento	436,3	469,2
Obiettivo Kyoto	388,6	376,5
Diff (Riferimento - Obiettivo)	47,7	93,6
Diff (Tendenziale - Obiettivo)	87,5	130,3

L'obiettivo di Kyoto al 2010 per le emissioni di CO₂ del settore energetico legate ai processi di combustione risulta pari a 376,5 Mt CO₂. La proiezione al 2010 nello scenario di riferimento dà luogo a 469,2 Mt CO₂ mentre, per quanto riguarda lo scenario tendenziale, si ha una proiezione pari a 506,8 Mt CO₂. Il *gap* tra l'obiettivo fissato dal Protocollo di Kyoto e lo scenario di riferimento al 2010 risulta pari a 93,6 Mt CO₂, mentre il *gap* per lo scenario tendenziale risulta pari a 130,3 Mt CO₂, come si vede dal quadro sopra riportato. Il *gap* che separa il nostro Paese dal raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto sarà colmato attraverso ulteriori misure, che comprendono azioni da attuare sia a livello nazionale che internazionale.

I cambiamenti nei modi di uso dell'energia elettrica hanno portato al rialzo delle previsioni di consumo ipotizzate dal modello impiegato per la costruzione degli scenari della delibera CIPE 123/2002.

Nella tabella 4.2.10 sono riportate le opzioni per ulteriori misure di riduzione delle emissioni secondo i dati della delibera CIPE 123/2002 e della revisione relativa.

Tabella 4.2.10 - Opzioni per coprire il *gap* oltre lo scenario di riferimento (MtCO₂)

	CIPE 123/2002 Mt CO ₂	Revisione Mt CO ₂
A. Settore industriale	5,1 - 9,6	8,2 - 13,2
Aumento efficienza	2,5 - 5,1	1,6 - 4,2
Cogenerazione piccola-media	0,8 - 1,5	1,1 - 2,3
Energia da rifiuti	1,8 - 3,0	1,5 - 2,7
Microgenerazione distribuita		4,0
B. Rinnovabili	1,8 - 3,4	1,2 - 4
Aumento FER 500-1200 MWe	1,5 - 3,1	0,8 - 3,6
Solare termico	0,2	0,3
Fotovoltaico	0,1	0,1
C. Settore civile	3,8 - 6,5	6,2
Prolungamento decr. eff. energ.	3,8 - 6,5	6,2
D. Settore trasporti	11,3 - 15,6	6,6 - 13,4
Auto e camion a bassi consumi	3,8 - 6,8	3,3-6,3
Biodiesel nel gasolio	4	1-3,7
Nuove infrastrutture	1,4	1,1-1,7
Progetti pilota nuovi propulsori	0,6 - 1,5	0,4-0,6
altre	1,5 - 1,9	0,8-1,1
E. Agricoltura	0.28 - 0.34	0.3
Totale energia nazionale	22,28 - 35,44	22,5 - 38,1
Progetti JI e CMD energia	15,5 - 38	15 -38
Totale energia (naz. e internaz.)	37,78 - 73,44	37,5 - 76,1

Fonte: elaborazione ENEA

Le misure riportate in tabella permettono di ridurre le emissioni di CO₂ tra 22,5 e 38,1 Mt CO₂, quota non sufficiente a colmare il differenziale tra Kyoto e lo scenario di riferimento; si arriva però a ridurre tale deficit di emissioni utilizzando i programmi internazionali *Joint Implementation* (JI) e *Clean Development Mechanism* (CDM) relativi all'energia, che portano a ridurre le emissioni di CO₂ tra 37,5 e 76,1 Mt CO₂. L'aumento del *gap* potrà essere colmato prevalentemente mediante il ricorso ai meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto.

Infatti, considerando che il Governo italiano ha stabilito di ricorrere ai meccanismi di Kyoto per almeno il 50% del suo sforzo di riduzione (stimabile pari a 132,7 Mt CO₂), almeno 66,3 Mt CO₂ potranno essere generate attraverso il ricorso ai meccanismi. Poiché lo scenario di riferimento già prevede riduzioni dovute ai meccanismi JI e CMD per 12 Mt CO₂ /anno, l'aumento di *gap* che ci separa dall'obiettivo di Kyoto potrà essere colmato facendo un ricorso aggiuntivo ai meccanismi JI e CDM per almeno 54,3 Mt CO₂ e a misure nazionali per un massimo di 17,8 Mt CO₂.

Utilizzando le misure nazionali si potrebbero ridurre le emissioni di CO₂ del settore energetico per 93,8 Mt CO₂, quota che rappresenta la differenza tra l'obiettivo di Kyoto e lo scenario di riferimento.

Si rileva come il PNR si basi su un considerevole ricorso ai meccanismi di Kyoto da attivare nei Paesi in via di sviluppo puntando, per questa strada, anche ad una occasione di rilancio dell'industria italiana.

D'altro lato in questo modo non sono affrontate adeguatamente le cause dell'alto livello di emissioni nazionali di CO₂, in particolare nel settore dei trasporti e in quello della produzione

elettrica. In quest'ultimo comparto non si va molto oltre la previsione di cicli combinati a gas, un moderato sviluppo delle fonti rinnovabili ed una riproposizione del carbone tecnologicamente non ben definita ai fini di una sufficiente accettabilità ambientale.

Anche l'impegno per politiche di risparmio di energia risulta limitato e tutto affidato al meccanismo dei certificati di efficienza energetica, che per il momento risultano in ritardo (approvati di recenti i nuovi decreti ministeriali attuativi).

Il settore degli usi energetici e, nello specifico, la produzione elettrica, presentano emissioni di CO₂ al 2010-2012 poco promettenti, in relazione ai contributi che dovrebbero fornire per il raggiungimento dell'obiettivo complessivo nazionale di abbattimento delle emissioni di CO₂.

Sono confrontati i valori obiettivo al 2010 delle emissioni gas serra nei due scenari "tendenziale" e "riferimento", così come definiti nella Delibera CIPE 123 e nella sua revisione operata all'interno del nuovo PNR.

Il confronto è operato a tre livelli (tabelle 4.2.11, 4.2.12, 4.2.13):

- sull'insieme complessivo delle emissioni di gas serra di ogni provenienza, bilanciate con interventi di riduzione e di recupero utilizzando tutti i meccanismi previsti nel Protocollo di Kyoto compresi la forestazione in campo nazionale e le misure internazionali quali JI (Joint Implementation) e CDM (Clean Development Mechanism);
- sulle emissioni di anidride carbonica derivanti dagli usi energetici;
- sulle emissioni di CO₂ dal solo settore termoelettrico.

Da questi raffronti settoriali si evidenzia il notevolissimo peso attribuito alle misure internazionali ed ai meccanismi di recupero come la forestazione.

Nel settore termoelettrico poi, a differenza degli altri due casi, risulta una previsione al 2010 di emissioni di CO₂, nello scenario di riferimento, maggiore di quella relativa allo scenario tendenziale.

Tabella 4.2.11 - Emissioni totali di gas ad effetto serra (MtCO₂)

	1990	2010 Kyoto	2010 tendenziale	2010 riferimento	Ulteriore <i>gap</i>
CIPE 123	521	487	580	540	53
Revisione 2004	508	475	608	570	95

Tabella 4.2.12 - Emissioni di CO₂ dagli usi energetici (MtCO₂)

	1990	2010 Kyoto	2010 tendenziale	2010 riferimento	Ulteriore <i>gap</i>
CIPE 123	416	389	476.5	437	48
Revisione 2004	409	382	515	473	91

Tabella 4.2.13 - Emissioni di CO₂ dal settore termoelettrico (MtCO₂)

	1990	2010 Kyoto	2010 tendenziale	2010 riferimento	Ulteriore <i>gap</i>
CIPE 123	125	117	150	124	7
Revisione 2004	118	110	160	162	52

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 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 sottrarre dall'atmosfera la CO₂ prodotta dalle attività umane.

L'inventario delle emissioni considera nella categoria *Land Use Change and Forestry* (LUCF) 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 equivalenti di CO₂. 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 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 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 opzione tecnologica mai realizzata su una scala rilevante richiede ulteriori approfondimenti, soprattutto in relazione agli aspetti ambientali e di sicurezza ad essa connessi. Per un approfondimento su questo tema si rimanda al paragrafo 6.1.2 di questo Rapporto.

4.3 L'INQUINAMENTO ATMOSFERICO TRANSFRONTALIERO E LA QUALITÀ DELL'ARIA

4.3.1 Introduzione

Secondo le stime dell'EMEP (*Cooperative Programme for Monitoring and Evaluation of the Long-range Transmission of Air Pollutants in Europe*) relative all'anno 2000, il 53% dello zolfo, il 55% degli ossidi di azoto ed il 17% dell'ammoniaca emessi in Italia viaggiano oltre le frontiere nazionali, andando a deporsi oltre i nostri confini. Per contro, il 72% dello zolfo, il 79% degli ossidi di azoto ed il 59% dell'ammoniaca che si depone sul nostro territorio proviene da altri Paesi. Questi numeri, che si commentano da soli, rendono ben evidente come il problema dell'inquinamento atmosferico sia un problema transnazionale, la cui risoluzione non può che richiedere un impegno di cooperazione internazionale.

Questa considerazione, evidente fin dagli anni Sessanta quando gli scienziati dimostrarono che esistevano delle relazioni tra le emissioni di zolfo che avvenivano nel continente europeo e l'acidificazione dei laghi scandinavi, riguarda ormai tutti gli inquinanti atmosferici, con la sola eccezione di quelli con un tempo di residenza in atmosfera molto breve, e che assumono quindi una valenza esclusivamente locale (tra gli inquinanti più significativi praticamente il solo monossido di carbonio). Deponendosi, gli inquinanti atmosferici sono responsabili di diversi effetti dannosi, sia sull'ambiente che sulla salute. Le deposizioni di zolfo ed azoto sono la causa dei fenomeni di acidificazione ed eutrofizzazione; l'ozono, che si forma a partire da ossidi di azoto e composti organici volatili in presenza di radiazione solare, è causa di danni acuti e cronici alla salute, di danni alla vegetazione, di perdita di raccolti in agricoltura; gli inquinanti atmosferici nel loro insieme sono responsabili dei fenomeni di corrosione dei materiali, ed in grado quindi di arrecare un danno irreparabile all'ingente patrimonio artistico, storico e culturale di cui l'Italia va fiera; gli inquinanti presenti in traccia (metalli pesanti, composti organici persistenti come ad esempio le diossine o il ddt) sono tossici per l'uomo e per l'ambiente; le polveri sottili rappresentano una minaccia, sempre più sentita, per la salute umana. Come è ben noto, il settore energetico rappresenta la fonte principale responsabile dell'emissione di buona parte di questi inquinanti, anche se non di tutti.

Due sono i contesti internazionali più significativi nei quali vengono affrontati e discussi i problemi legati all'inquinamento atmosferico e la qualità dell'aria:

1. l'UNECE (Nazioni Unite – Commissione Economica per l'Europa), dove vengono concordati dei trattati internazionali per la riduzione delle emissioni di inquinanti atmosferici transfrontalieri;
2. l'Unione Europea, dove vengono predisposte le direttive sulle emissioni di inquinanti atmosferici e la qualità dell'aria.

Particolarmente significativo è il lavoro che si sta svolgendo attualmente in ambito UE, dove la Commissione europea è al momento impegnata nella predisposizione di una Strategia Tematica sull'inquinamento atmosferico, una delle sette Strategie Tematiche previste dal VI° EAP (*Environment Action Programme*), che la Commissione sta sviluppando nell'ambito del Programma CAFE (*Clean Air For Europe – Aria Pulita Per l'Europa*). In tale contesto, la Commissione europea è impegnata nella individuazione di uno scenario emissivo di riferimento (*"baseline scenario"*) a partire dal quale sviluppare un certo numero di scenari opzionali di riduzione, volti al raggiungimento di determinati *target* di protezione dell'ambiente e della salute umana, che costituiscono il fine ultimo della Strategia Tematica. Il Programma CAFE è infatti basato su una valutazione integrata di un ampio spettro di possibili politiche di controllo alternative dell'inquinamento atmosferico, sviluppate a partire dalle più aggiornate informazioni scientifiche, tecniche e socio-politiche esistenti in materia.

Per poter sviluppare tale valutazione integrata, è necessario definire nuovi *target* sull'inquinamento atmosferico basati su una valutazione aggiornata degli effetti sulla salute e l'ambiente, sviluppare uno scenario di base per le emissioni e la qualità dell'aria che incorpori tutta la rilevante legislazione esistente, individuare ed applicare strumenti modellistici che permettano una valutazione integrata dei costi, dell'efficacia e dei benefici associati alle possibili misure alternative individuate. Particolare rilevanza assume quindi in un tale contesto l'individuazione di scenari tendenziali che diano il giusto risalto alle principali fonti di inquinamento ed alla loro evoluzione temporale.

L'ENEA, che opera da anni su queste tematiche e segue per conto del Ministero Ambiente e Tutela del Territorio i gruppi tecnici sia in ambito UNECE che UE, ha realizzato degli scenari per i principali inquinanti atmosferici. Questi scenari sono riproposti in questo contributo. Per quanto riguarda invece gli inquinanti secondari (PM e ozono) originati da emissioni primarie provenienti principalmente da fonti energetiche, è importante valutare l'impatto tendenziale di questi inquinanti al fine di verificare se le politiche di controllo degli loro precursori sono adeguate ed efficaci.

4.3.2 Scenari di emissione

Gli scenari di emissione riportati sono stati realizzati utilizzando il modello RAINS-Italy, in fase di sviluppo nell'ambito di una collaborazione in corso tra ENEA e IIASA. Tale modello rappresenta la versione su scala italiana del modello RAINS-Europe sviluppato da IIASA (*International Institute for Applied Systems Analysis*) ed utilizzato dalla Commissione europea e dalla Convenzione UNECE sull'Inquinamento Atmosferico Transfrontaliero di Lungo Raggio.

Il modello RAINS-Italy consente di:

- stimare le emissioni di SO₂, NO_x, COV, NH₃, PM₁₀ e PM_{2,5};
- simulare il trasporto e la dispersione in atmosfera al fine di calcolare le deposizioni al suolo di sostanze acidificanti ed eutrofizzanti e le concentrazioni a livello del suolo di ozono e particolato, da confrontare con delle soglie prefissate (ad es. i carichi o i livelli critici);
- valutare gli effetti sulla popolazione o sugli ecosistemi;
- valutare i costi relativi all'applicazione delle tecnologie di abbattimento necessarie al raggiungimento degli obiettivi ambientali stabiliti.

La stima delle emissioni è realizzata sulla base della quantificazione delle attività antropogeniche emmissive e di una strategia di controllo (dettagliata per settore di attività, economica, tipo di tecnologia applicata, livello di penetrazione, altro). I fattori di emissione usati sono derivati dalle banche dati e dai manuali utilizzati per l'inventario delle emissioni CORINAIR, così come dai parametri inseriti nei documenti ufficiali e scientifici e da contatti con esperti nazionali dei settori coinvolti.

La quantificazione delle emissioni provenienti dalle attività antropogeniche comprende uno scenario energetico, per la stima delle emissioni derivanti da fonti energetiche, e uno scenario relativo alle attività produttive, per la stima delle emissioni derivanti da fonti non energetiche (numero di capi allevati, quantità di vernici usate, altro).

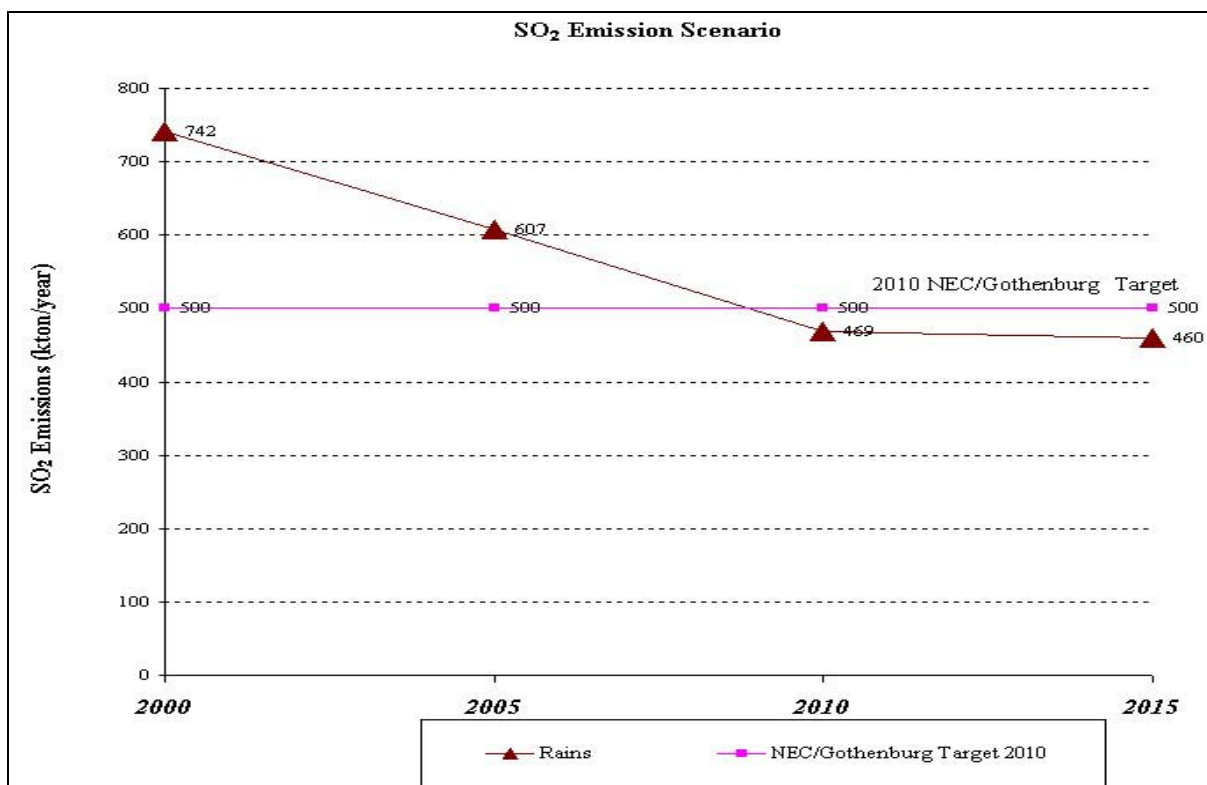
Per la stima delle emissioni di PM sono poi considerate anche sorgenti non strettamente economiche, come ad esempio il consumo di sigarette, sulla base di statistiche demografiche. Lo scenario energetico utilizzato è quello considerato nella Delibera post-Kyoto approvata dal CIPE nel dicembre 2002. Tale scenario è stato poi tradotto in termini numerici dall'APAT mediante l'uso del modello macro-economico MARKAL-Italia (una versione generata a partire dal modello MARKAL), in termini di consumi energetici per settore e per combustibile, dal 2000 al 2030 con frequenza quinquennale, come richiesto dal formato RAINS-Italy.

Lo scenario relativo alle attività produttive è stato invece sviluppato sulla base di statistiche nazionali e proiezioni delle attività economiche non energetiche. È stata poi definita una strategia di controllo, ovvero l'insieme delle misure tecnologiche che si prevede siano attuate entro il 2030, in base alla legislazione nazionale e comunitaria vigente.

4.3.3 Emissioni di zolfo

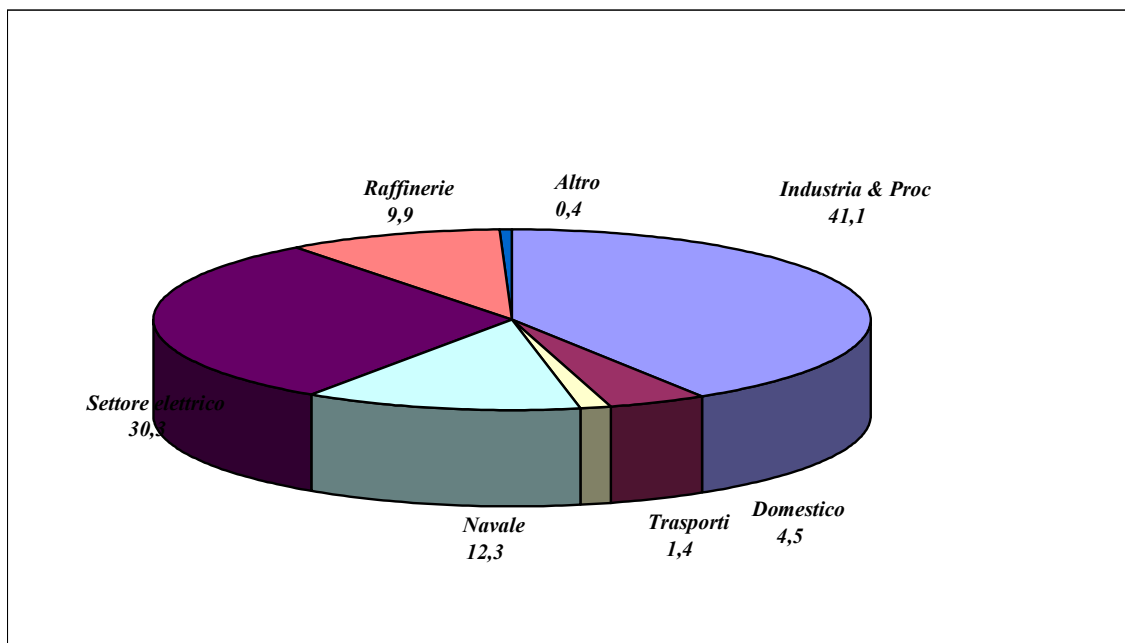
In figura 4.3.1 è riportato lo scenario *baseline* relativo alle emissioni di ossidi di zolfo, mentre in figura 4.3.2 è riportata la disaggregazione settoriale delle emissioni di ossidi di zolfo al 2010. Come si vede, lo scenario evidenzia una significativa tendenza alla diminuzione delle emissioni di zolfo, principalmente a seguito di un maggior uso di gas negli impianti di potenza ed all'applicazione della direttiva UE sui grandi impianti di combustione, e della direttiva UE sul contenuto di zolfo dei combustibili. In prospettiva ne consegue una diminuzione del contributo del settore elettrico alle emissioni totali, mentre diventa predominante il contributo del settore industriale e significativo quello del settore navale, che non a caso viene oramai identificato dalla Commissione europea come uno dei settori prioritari su cui intervenire nel futuro prossimo per il controllo delle emissioni di zolfo.

Figura 4.3.1 - Emissioni di SO₂ secondo RAINS. Anni 2000-2015 (kt)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA/APAT

Figura 4.3.2 - Emissioni di CO₂ per settore di attività economica al 2010 (%)

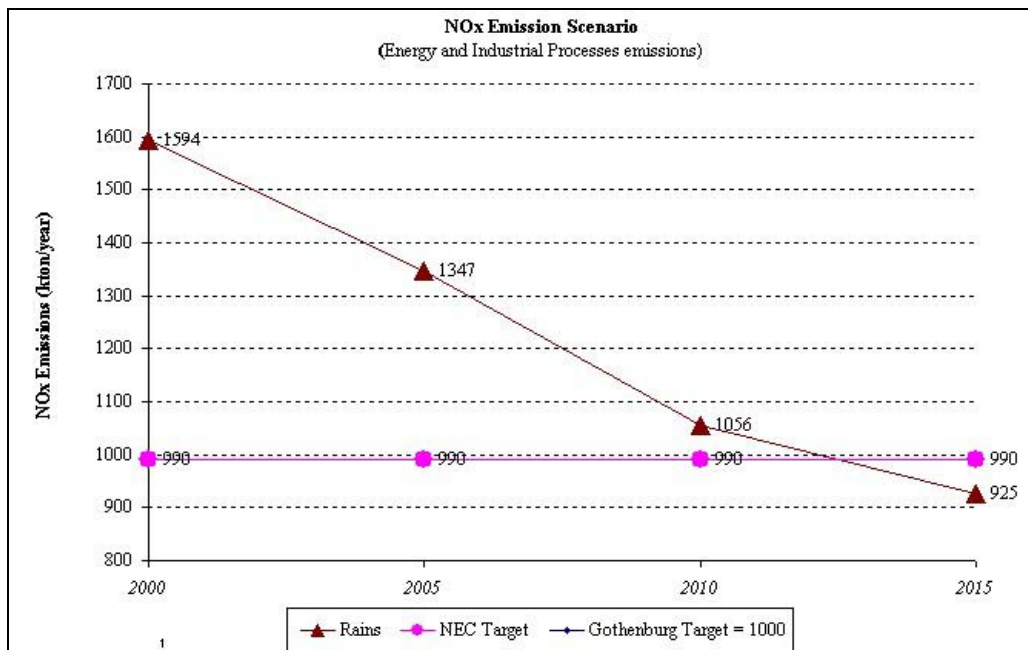


Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA/APAT

4.3.4 Emissioni di ossidi di azoto

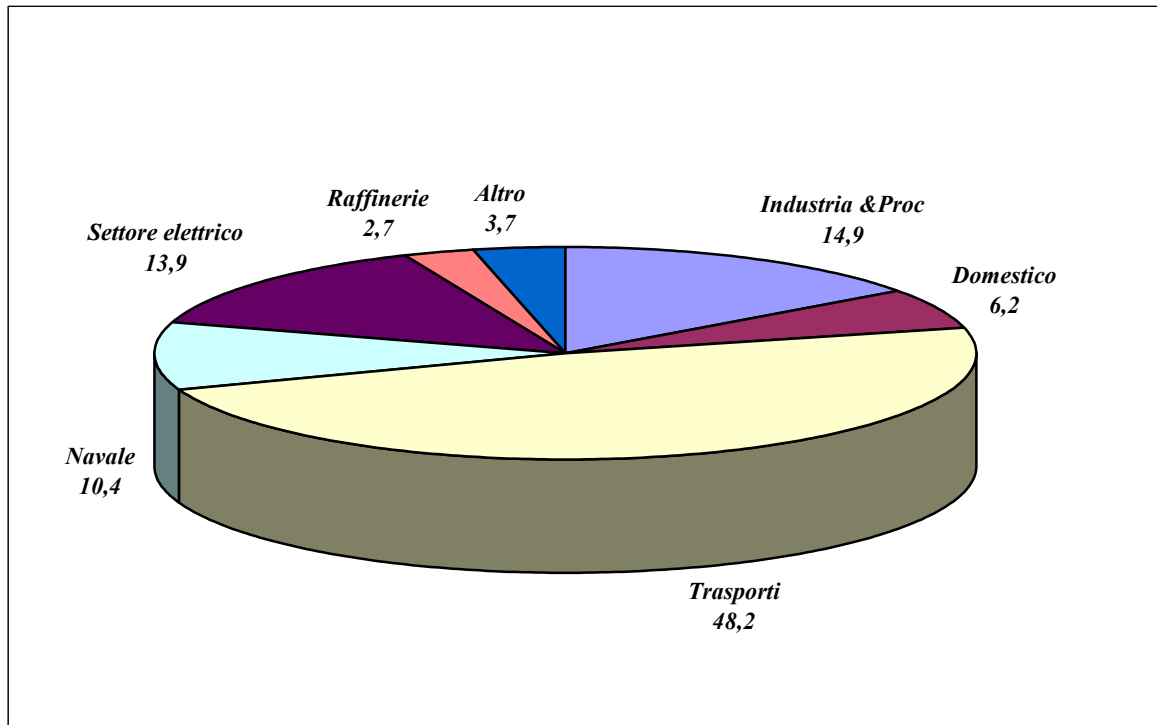
In figura 4.3.3 si riporta il profilo delle emissioni di ossidi di azoto al 2015, mentre in figura 4.3.4 è riportata la disaggregazione settoriale delle emissioni di ossidi di azoto al 2010. Anche in questo caso si evidenzia un marcato *trend* di riduzione, anche se tale tendenza risulta insufficiente a garantire il rispetto dei tetti alle emissioni previsto dalla direttiva 2001/81/CE al 2010. In questo caso il calo nelle emissioni è dovuto principalmente alle misure di riduzione attuate sia nel settore della produzione di energia elettrica che nelle sorgenti mobili. Dall'analisi tendenziale emerge come il settore trasporti continui a rappresentare la componente dominante delle emissioni di ossidi di azoto, principalmente a causa del trasporto merci, mentre il settore navale ed il domestico vengono ad acquisire un ruolo quasi paritario rispetto all'industria ed al settore elettrico, in termini di emissioni.

Figura 4.3.3 - Emissioni di NO_x da processi industriali e dal comparto energetico secondo RAINS. Anni 2000-2015 (kt)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA/APAT

Figura 4.3.4 - Emissioni di NO_x per settore di attività economica al 2010 (%)

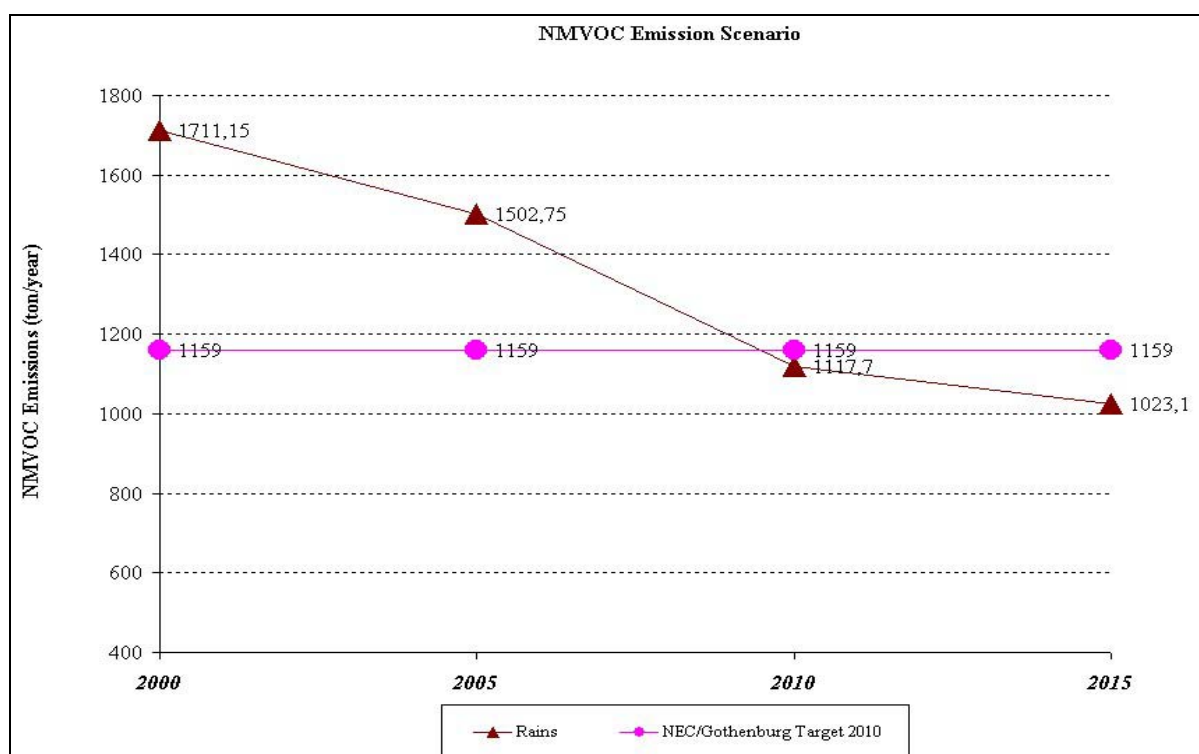


Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA/APAT

4.3.5 Emissioni di Composti Organici Volatili

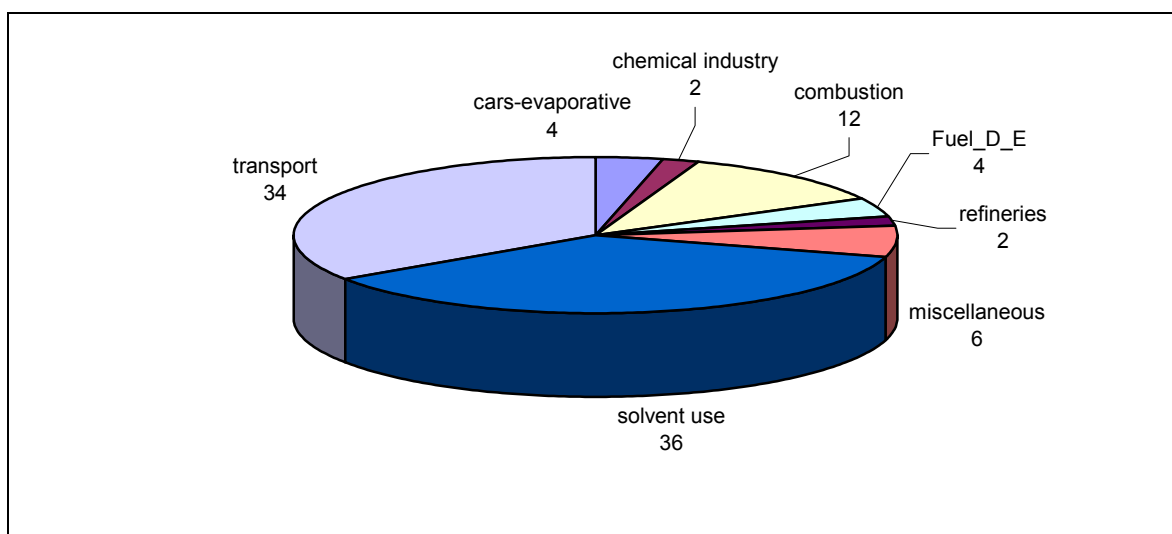
In figura 4.3.5 è riportato lo scenario relativo alle emissioni di Composti Organici Volatili (COV) escluso il metano, mentre in figura 4.3.6 è riportata la disaggregazione settoriale delle emissioni di COV al 2010. Anche per i COV si nota una netta tendenza alla riduzione delle emissioni, causata dalla introduzione di misure di riduzione delle emissioni nel settore trasporti e dall'applicazione della direttiva 99/13/CE sull'uso dei solventi in alcune lavorazioni industriali. L'analisi tendenziale mostra come sia il settore trasporti (principalmente a causa della enorme diffusione di ciclomotori e motorini e della navigazione da diporto) che l'uso di solventi continuano a rappresentare le sorgenti principali di emissione di COV.

Figura 4.3.5 - Scenario di emissioni di COV



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA/APAT

Figura 4.3.6 - Emissioni di COV per settore di attività economica al 2010 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA/APAT

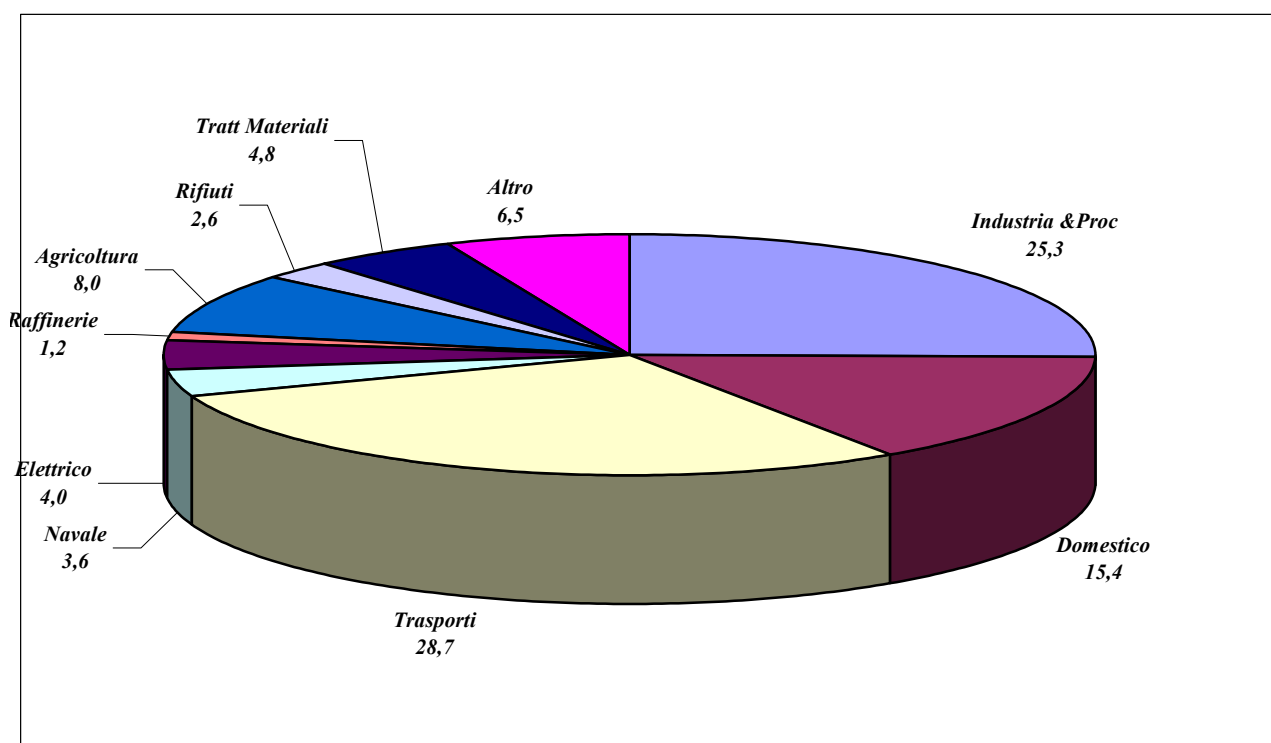
4.3.6 Metalli pesanti

La combustione per l'utilizzazione a fini energetici risulta anche per i metalli pesanti la sorgente principale delle emissioni. Rispetto a quanto riportato nel Rapporto Energia ed Ambiente del 2002 poche novità sono emerse negli ultimi anni, per cui rimangono ancora valide le considerazioni ivi esposte ed a cui si rimanda. L'unico miglioramento riguarda la disponibilità di inventari delle emissioni più affidabili, che hanno permesso una più precisa ricostruzione delle sorgenti di inquinamento da metalli, pur senza alterare in maniera significativa il quadro conoscitivo già esposto. Scenari di emissione di metalli pesanti potranno essere realizzati non appena finalizzati gli scenari di emissione di particolato primario.

4.3.7 Particolato

Nel caso del materiale particolato, va tenuto presente che ai livelli di concentrazione che si riscontrano nell'aria ambiente contribuiscono sia le particelle primarie emesse direttamente dalle sorgenti inquinanti che le particelle secondarie che si originano in atmosfera a partire da altri inquinanti, senza escludere poi gli effetti di risospensione di particolato già depositato. La determinazione complessiva del particolato fine non può quindi che derivare dall'uso di modelli in grado di tenere conto di questi contributi. Tali modelli, utilizzati in ambito internazionale su scala continentale, sono al momento in fase di sviluppo presso l'ENEA su scala nazionale. Per quanto riguarda invece le emissioni primarie, dei primi scenari sono stati sviluppati, ma necessitano ancora di una attenta revisione della Strategia di Controllo. Si ritiene comunque utile riportare la disaggregazione settoriale delle emissioni di PM_{10} al 2010 (figura 4.3.7). Tale ipotesi va intesa come assolutamente preliminare, pur se valida almeno come ordine di grandezza per individuare i principali elementi di pressione (soggetti) che contribuiscono alle emissioni di particolato primario. Come si vede dalla figura, le fonti energetiche dominano grandemente le emissioni, e trasporti, industria e domestico rimangono i settori principalmente responsabili delle emissioni di PM_{10} , inquinante che rimane di primaria importanza anche nel medio periodo.

Figura 4.3.7 - Emissioni di PM₁₀ per settori di attività economica al 2010 (%)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA/APAT

4.3.8 Ozono troposferico

L'ozono è un inquinante secondario, che si origina in atmosfera in condizioni di intensa radiazione solare associata a rilevanti emissioni di ossidi di azoto e composti organici volatili, inquinanti, come si è visto, principalmente provenienti dall'utilizzo di fonti energetiche. Nell'ambito del Programma CAFE l'ozono è stato considerato, assieme al particolato, un inquinante prioritario, per cui molti studi sono stati recentemente sviluppati per aggiornare le conoscenze riguardanti l'impatto sulla salute e l'ambiente. In particolare, l'EMEP ha rivisto il modello in grado di ricostruire le concentrazioni e le deposizioni dei principali inquinanti atmosferici su tutto il territorio europeo, passando al cosiddetto "modello unificato", in grado di descrivere sia i fenomeni di acidificazione che quelli di ossidazione mediante schemi chimici standard ed universalmente accettati.

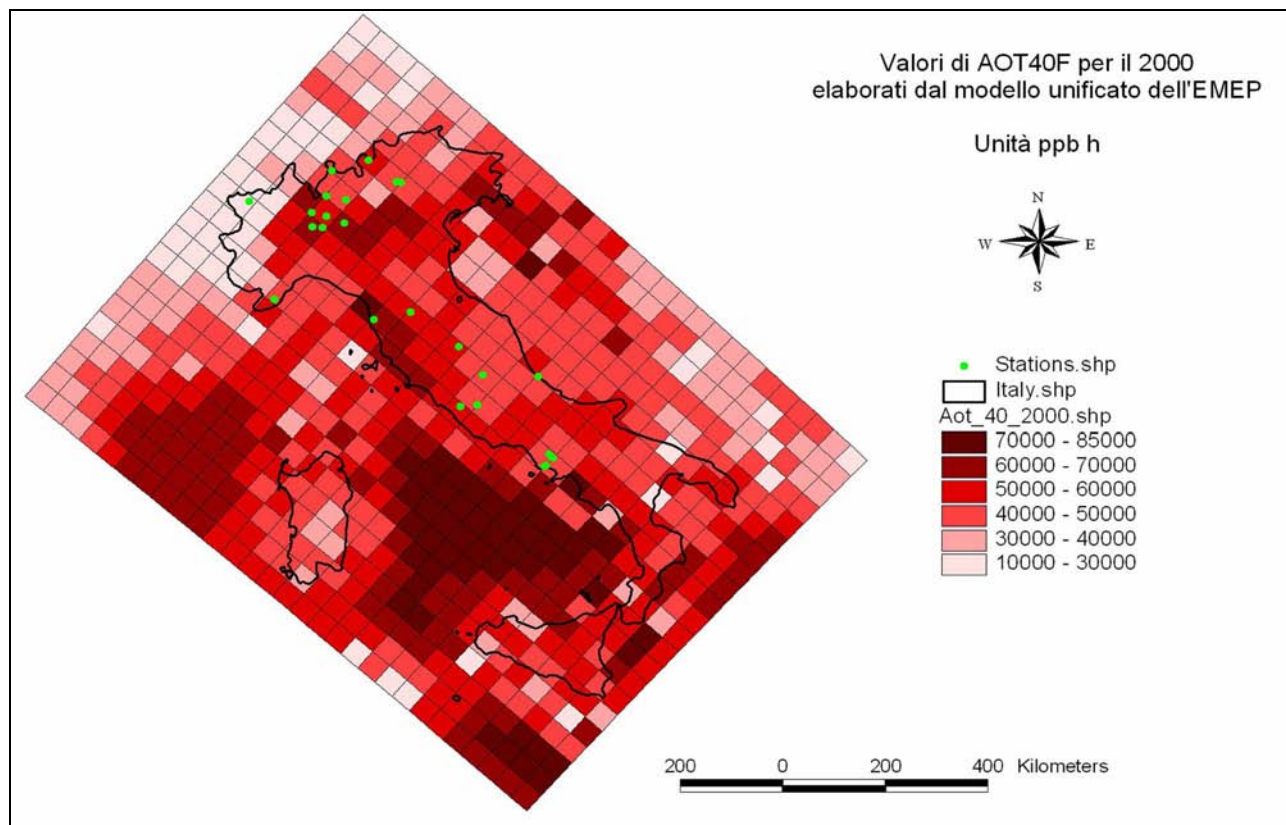
Per tenere conto degli effetti dell'ozono, da alcuni anni si è convenuto a livello internazionale di utilizzare un particolare indicatore detto AOT (*Accumulated exposure Over a Threshold*), calcolato come sommatoria dei valori eccedenti una determinata concentrazione di soglia.

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 W/m².

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].

L'ENEA, utilizzando i valori relativi all'indicatore AOT40 per le foreste per l'anno 2000, prodotti dall'EMEP con il nuovo "modello unificato" e disponibili sul sito internet dell'EMEP, (http://www.emep.int/Model_data/yearly_data.html) ha prodotto sul grigliato EMEP la relativa mappa dell'AOT 40 F, riportata in figura 4.3.8.

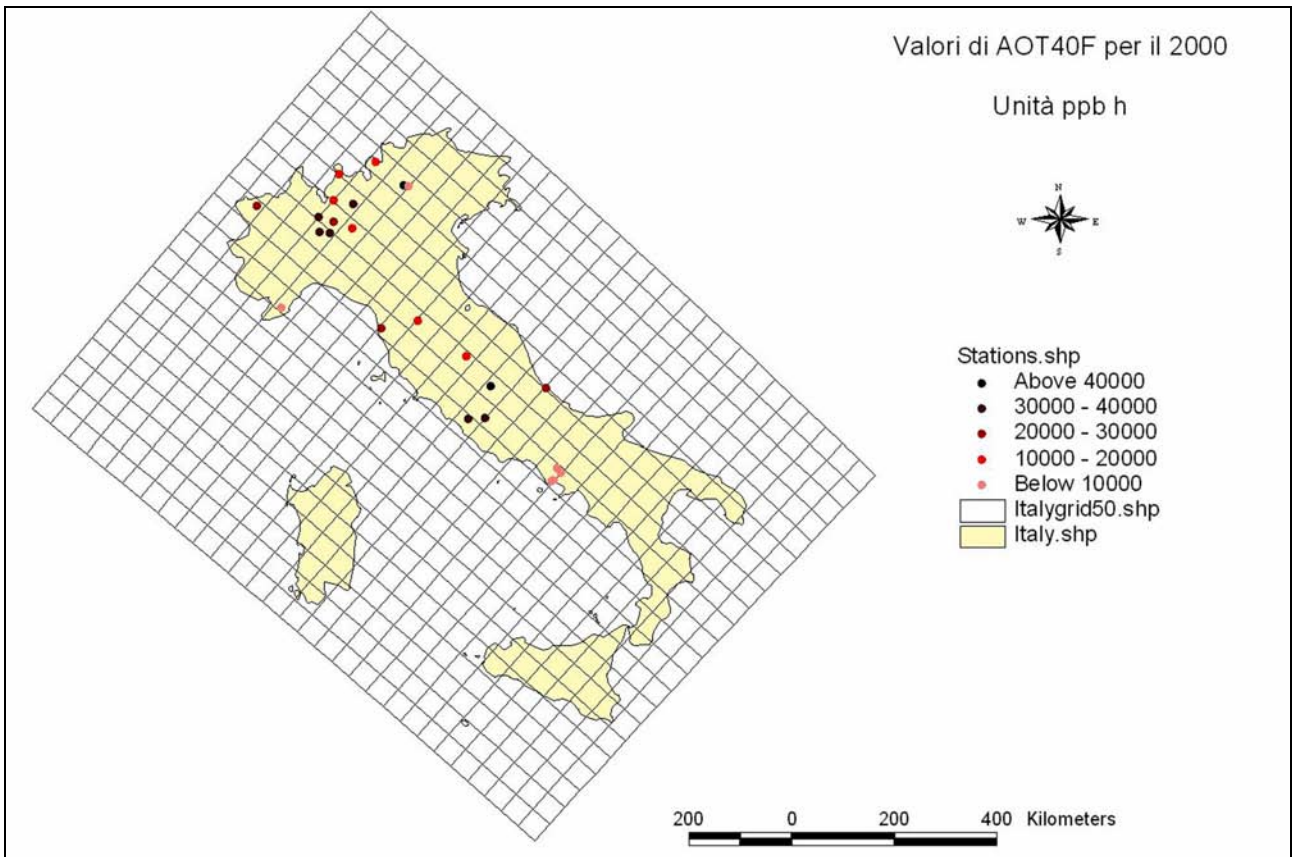
Figura 4.3.8 - Mappatura, sul reticolo EMEP, dei valori di AOT40F calcolati dal modello unificato dell'EMEP. Anno 2000



Fonte: elaborazione ENEA su dati EMEP

L'Italia rappresenta, all'interno del Mediterraneo, un'area singolare caratterizzata da elevatissimi livelli di ozono, diversamente dai risultati prodotti dai precedenti modelli usati dalla Commissione europea e dall'UNECE. Pur essendo ben noto il problema delle elevate concentrazioni di ozono che nella stagione estiva caratterizzano la qualità dell'aria del nostro Paese, questi dati sono risultati un po' sorprendenti. In assenza in Italia di una adeguata rete di monitoraggio di fondo in grado di validare i risultati prodotti dal modello, si è cercato di valutarne la rappresentatività. A questo fine, essi sono stati confrontati con le relative mappe dei livelli critici, ricostruite grazie alle concentrazioni di ozono misurate dalle centraline delle reti di monitoraggio esistenti, seguendo la metodologia descritta nel Rapporto Energia Ambiente 2003. Data la scarsità dei dati a disposizione, ci si è al momento limitati a considerare nelle mappe nazionali dei livelli critici qui riportate, i valori puntuali corrispondenti ai siti di monitoraggio (figura 4.3.9). Pur non potendo rappresentare una validazione vera e propria del modello EMEP, da tale confronto emerge una notevole differenza tra i valori dell'indicatore AOT40F calcolato, seppure su un dato puntuale, con le concentrazioni di O₃ misurate dalle centraline e il valore dell'indicatore AOT40F ottenuto dal modello EMEP.

Figura 4.3.9 - Reticolo EMEP e stazioni di misura dell'ozono per cui è stato calcolato l'indice AOT40F. Anno 2000



Fonte: elaborazione ENEA

4.4 ESTERNALITÀ

4.4.1 Esternalità: concetto e quadro d'insieme

L'analisi dell'interazione tra produzione energetica ed effetti ambientali non può prescindere da una considerazione piena e sostanziale delle esternalità, soprattutto al fine di ottenere nelle necessarie scelte strategiche di breve e lungo periodo un equilibrio tra efficienza economica e compatibilità ambientale.

Il problema di fondo nel rapporto tra “ambiente” e “produzione economica” (nel caso specifico “produzione d'energia”) si può sostanzialmente riassumere nell'obiettivo di ottenere un livello “efficiente” di inquinamento, posto che quest'ultimo è pressoché ineliminabile da qualsiasi processo produttivo. Per “livello efficiente” intendiamo un grado d'inquinamento complessivo il cui danno, espresso in termini monetari, eguagli il costo da sostenere per limitare l'inquinamento stesso a quel livello. L'obiettivo d'efficienza economica-ambientale della produzione energetica è, in sostanza, quello di eguagliare il danno (monetario) marginale al costo marginale.

La complessità di quest'obiettivo risulta intuitiva ponendo attenzione a quanto occorre per ottenerlo.

Innanzitutto è indispensabile individuare quali tipi di danno si verificano nel corso dell'intero processo di produzione energetica, ossia *quali e quanti* binomi inquinante-recettore possono essere considerati come rilevanti: questo è forse il problema più complesso in quanto l'“ampiezza” e la numerosità dei danni può facilmente variare a seconda del tipo di approccio usato, da quelli più estensivi (ad es. il *life cycle assessment*) a quelli più semplici e restrittivi, con notevoli implicazioni di discrezionalità politica.

In una seconda fase si rende necessario disporre di una funzione che esprima il danno ambientale in termini fisici come relazione di causa-effetto (ad es. una funzione dose-risposta per ciascun tipo di binomio inquinante-recettore che si verifica nel ciclo energetico): anche in questo stadio insorgono difficoltà legate soprattutto all'incertezza circa la definizione e la quantificazione di certi effetti sul lungo termine e alla mancanza, in alcuni casi, di studi e risultati consolidati.

In una terza fase occorre definire ulteriori funzioni che trasformino in termini monetari il danno precedentemente espresso in termini fisici, dal momento che l'unico strumento di valutazione “accettato” dal mercato è appunto la misurazione monetaria: le difficoltà di questa fase sono tipicamente costituite dal vuoto e/o dalla distorsione valutativa del mercato rispetto al valore dell'ambiente, ossia da prezzi assenti o distorti. In particolare, nel primo caso il mercato non è in grado di esprimere il “valore” di un certo *standard* di qualità ambientale; nel secondo tende a sopravvalutare i benefici presenti (delle generazioni attuali) rispetto a quelli futuri (delle generazioni successive) attraverso tassi d'interesse “privati” strutturalmente superiori a quelli “socialmente” efficienti².

A questo punto il valore monetario di un'esternalità risulta definito, e rimane un'ultima fase, interamente politica e politico-economica: decidere rispettivamente se e come internalizzare questi valori nei prezzi e/o nei costi di mercato.

Il concetto di esternalità presenta dei ben precisi punti di contatto con ciascuna delle tre fasi accennate, il cui filo conduttore è costituito dall'imperfezione del mercato.

Per quanto concerne l'individuazione dei danni, avviene spesso che il mercato non consideri come tali certi effetti del processo produttivo: si pensi ad esempio al consumo intrinseco di materiali o all'inquinamento, che avvengono nelle fasi necessarie ad avviare il ciclo energetico vero e proprio (trivellazioni, consumi “preliminari” d'energia, di suolo, d'acqua) i quali vengono invece in considerazione – come si accennava poc'anzi – solo adottando un approccio estensivo quale il ciclo di vita del prodotto.

² Il tasso d'interesse esprime sostanzialmente il costo della “rinuncia” al consumo presente e del suo dilazionamento al futuro.

Per quanto concerne, invece, la quantificazione fisica del danno si pensi ad esempio, al *global warming*, le cui stime sono gravate da tali margini d'incertezza e quindi da un campo di variazione così ampio da renderle applicabili solo ai rispettivi limiti "inferiori", dunque in senso esattamente opposto al "principio di precauzione" secondo il quale l'incertezza su dati effetti dovrebbe indurre a considerare le ipotesi più pessimistiche. È chiaro, comunque, che l'"ampiezza fisica" delle esternalità da ricondurre in un meccanismo di mercato varierà esattamente in parallelo.

Per quanto riguarda infine la monetizzazione dei danni, si pensi alla difficoltà di valutare e quantificare le conseguenze sanitarie dell'inquinamento connesso all'impiego di ciascuna specifica fonte energetica. Ed ancora, sempre con riguardo alla monetizzazione, si pensi al problema di attribuire un "valore" alla preservazione dell'ambiente intesa come "valore d'opzione" per le generazioni future, che dipende in modo essenziale dal livello del tasso di sconto.

Le esternalità costituiscono dunque il baricentro della cosiddetta economia del benessere tanto da essersi ormai sviluppata sull'argomento una letteratura pressoché sterminata e possono essere definite in generale come gli effetti (vantaggiosi o svantaggiosi) che, pur provocati da un'attività di produzione e/o di consumo su altre attività di produzione e/o di consumo o sul benessere sociale, non si riflettono nei prezzi pagati o ricevuti.

In particolare, come afferma Pearce, "*An externality exists if two conditions are met. First, some negative (or positive) impact is generated by an economic activity and imposed on third parties. Second, that impact must not be priced in the market place, i.e. if the effect is negative, no compensation is paid by the generator of the externality to the sufferer. If the effect is positive, the generator of the externality must not appropriate the gains to the third party, e.g. via some price that is charged*"³. La mancanza di obblighi di risarcimento per i danni apportati o di pagamento per i vantaggi ricevuti è semplicemente dovuta ad una carenza nella definizione esistente dei diritti di proprietà, tanto che, secondo il noto teorema di Coase⁴, la semplice attribuzione di tali diritti ad una qualsiasi delle parti coinvolte – non importa quale – rende perfettamente inutile ogni altro possibile intervento correttivo da parte del *policy maker*.

Applicando il concetto al caso particolare del settore energetico, le esternalità consistono nei danni e/o nei vantaggi di qualsiasi tipo connessi direttamente o indirettamente alla produzione d'energia dalle varie fonti, i quali – proprio in quanto "esterni" al mercato – **non** sono ricompresi e computati tra i rispettivi costi e benefici monetari. La conseguenza immediata e intuitiva è che qualora i costi e benefici esterni, previamente individuati e quindi tradotti in termini monetari, fossero aggiunti a quelli considerati normalmente come "effettivi", potrebbero sensibilmente modificare la scala di preferibilità delle varie fonti energetiche e le conseguenti scelte di investimento.

In base a quanto sinora discusso le differenti problematiche relative alle esternalità – che si pongono sia in un contesto generale sia con riferimento specifico al settore energetico – possono essere così schematizzate:

- 1) l'**individuazione**;
- 2) la **quantificazione fisica**;
- 3) la **quantificazione monetaria**;
- 4) l'**internalizzazione** (quali strumenti adottare) su cui ci soffermeremo in seguito.

Pur trattandosi di questioni distinte e di natura diversa (alcune tecniche, altre economiche, altre ancora politico-sociali), appare chiaro come siano tra loro propedeutiche.

³ *Externalities and Energy Policy: the Life Cycle Analysis Approach*, p.23.

⁴ R. M. Coase, *The problem of social cost*, in "Journal of Law and Economics", ottobre 1960, pp. 1-44. Si tratta ovviamente di una soluzione efficiente solo in teoria, specie in quanto la definizione e il rispetto dei diritti comporterebbe costi di transazione che aumentano in modo esponenziale all'aumentare dei soggetti coinvolti, e questo è proprio il caso delle esternalità ambientali che interessano grandi numeri.

Le due fasi “tecniche” richiedono una notevole attenzione sotto il profilo metodologico. In particolare l’individuazione delle esternalità richiede una traduzione pratica il più possibile rigorosa del concetto teorico di “esternalità”, in quanto talora si cade in notevoli improprietà concettuali. Si pensi, ad esempio, all’errore della “doppia contabilizzazione”: poiché i requisiti ortodossi, affinché un certo impatto/effetto diretto/indiretto possa essere definito come “esternalità”, sono che esso ricada su soggetti “terzi” rispetto all’attività di produzione/consumo e che non sia internalizzato dal mercato, ne consegue che gli effetti occupazionali di certi progetti d’investimento energetici **non** possono essere definiti come esternalità (in questo caso positive) nel momento in cui *già* vengono registrati a pieno titolo dal mercato sotto forma di valore complessivo dei salari generati.

Ancora, per quanto concerne invece la quantificazione, i problemi principali da superare sono, oltre all’incertezza di alcuni effetti cui si è già accennato, anche l’uniformità di valutazione. In questo senso, gli sforzi principali oggi sono indirizzati proprio verso un tentativo di standardizzazione condivisa a livello internazionale (ad esempio il progetto europeo *ExternE*).

4.4.2 Il problema della valutazione economica-monetaria delle esternalità: diversi concetti di valore dell’ambiente

Per ottenere una valutazione economica delle esternalità (positive o negative che siano) occorre ricondurle nell’alveo degli stessi criteri di valutazione che il mercato normalmente adopera per la valutazione dei beni. Il valore di un bene, ossia il grado di preferenza che la collettività gli attribuisce, è espressa semplicemente dalla “disponibilità a pagare” (*willingness to pay*) per il bene medesimo, la quale è riassunta in un termine monetario che è il prezzo. Di conseguenza, anche la valutazione degli effetti esterni di una qualsiasi produzione – in questo caso quella energetica – equivale a quantificare quanto sarebbe disposta a pagare la collettività per evitare quelli negativi o per giovare di quelli positivi. Specialmente nel campo energetico, infatti, il concetto abbastanza astratto e teorico di “valore economico dell’ambiente” si traduce in termini quanto mai concreti sotto forma di richieste di indennizzo da parte di chi subisce danni ambientali indotti dalla produzione di energia.

Emerge dunque una dicotomia. Da un lato l’ambiente rappresenta una fonte di “valore” nella misura in cui le risorse naturali vengono utilizzate, cioè in proporzione allo **sfruttamento** che se ne fa (si pensi alle materie prime, all’agricoltura, agli usi del suolo nell’edilizia, e così via): questo tipo di valore è quello per così dire convenzionale che viene pienamente registrato dal mercato. Dall’altro lato, tuttavia, l’ambiente rappresenta una fonte di “valore” anche in senso esattamente opposto, cioè nella misura in cui viene **preservato**, **non** sfruttato, e contribuisce in questo modo a mantenere un certo standard di qualità della vita in senso ampio: si tratta di quello definito come “**valore d’uso**”, sebbene il termine “uso” possa ingenerare confusione in quanto non va inteso come sfruttamento bensì al contrario come godimento di un ambiente lasciato integro. Il valore “d’uso” rappresenta in un certo senso il cuore del concetto di esternalità positiva oppure una variabile correlata inversamente a quello di esternalità negativa. Ad esempio: i benefici (o i mancati danni) arrecati ad una collettività da un ambiente salubre rientrano esattamente nel valore d’uso dell’ambiente stesso; così come quelli derivanti dall’afflusso turistico di persone desiderose di godere della sua salubrità e/o bellezza e/o genuinità dei prodotti agricoli, afflusso che non ci sarebbe nella misura in cui quelle qualità fossero compromesse da forme d’inquinamento.

In generale si può affermare che esiste un “valore d’uso” ambientale ogniqualvolta esiste, in parallelo, una “disponibilità a pagare” per la preservazione di certe sue qualità o – all’opposto – la richiesta di risarcimento⁵ per la compromissione delle medesime. Ad esempio: l’integrità del territorio di un parco ha un valore d’uso indicata dal fatto che i turisti sono disposti a spendere per il solo fatto di raggiungerlo, visitarlo ed eventualmente soggiornarvi. La purezza dell’aria di un certo sito assume un valore d’uso nel momento in cui viene riconosciuto un indennizzo per l’assenso ad

⁵ Spesso definita “willngness to accept”: “disponibilità ad accettare” una compensazione.

ospitare una centrale elettrica inquinante. Ancora, anticipando un esempio molto concreto su cui torneremo in seguito: una certa temperatura ed umidità dell'aria (due caratteristiche certo molto specifiche) assumono un valore d'uso nel momento in cui la collettività è disposta a spendere, pur di mantenerle e poterne quindi godere, nell'acquisto di condizionatori.

Gli esempi appena fatti descrivono quello che viene definito valore d'uso "**diretto**" connesso alla preservazione dell'ambiente; ma vi è anche un valore d'uso **indiretto**, che prescinde del tutto dal godimento presente e immediato dei suoi benefici. Per comprenderlo, occorre riflettere sulla differenza sostanziale tra la decisione – assunta nel presente – di preservare oppure di sfruttare: mentre lo sfruttamento presente preclude la preservazione futura (si tratta cioè di una decisione irreversibile), la preservazione **non** pregiudica lo sfruttamento futuro, ossia si tratta di una decisione reversibile. Il valore d'uso indiretto è racchiuso esattamente in questa reversibilità: la preservazione attuale non implica necessariamente che essa sia (o debba essere) mantenuta anche nel futuro, lasciando aperta l'opzione a se stessi e/o alle generazioni future se sfruttare l'ambiente o meno; ed è per questo che una componente del valore d'uso indiretto della preservazione ambientale è appunto definita "**valore d'opzione**"⁶, in cui gioca un ruolo chiave la variabile dell'incertezza. Un esempio congruente di questo valore si è avuto in Italia con il referendum che ha sancito la rinuncia all'energia nucleare: in quell'occasione si è preferita evitare nel presente l'eventualità di danni irreversibili derivanti da incidenti analoghi a quello di Chernobyl senza per questo precludersi o precludere alle generazioni successive la possibilità di ricorrervi nel futuro; e comunque dando tempo allo sviluppo tecnologico di elaborare tecniche più sicure oppure fonti alternative in grado di "svuotare" il ricorso al nucleare come opzione energetica.

Sempre l'incertezza è alla base di un concetto leggermente diverso di valore d'uso indiretto, quello definito di "**quasi-opzione**", associato al mantenere aperte possibili opzioni future in seguito all'incertezza circa gli sviluppi della conoscenza. Un esempio classico è la tutela d'interi ecosistemi fluviali, forestali o marini rispetto a progetti di sviluppo di vario tipo (agricoltura intensiva, costruzione di dighe e/o deviazioni di corsi d'acqua, insediamenti industriali o urbani ecc.) motivata dall'insufficiente conoscenza dei meccanismi di funzionamento, d'equilibrio interno e dunque dei possibili danni (o mancati benefici) a lungo termine che potrebbero derivarne⁷; oppure la potenziale scoperta di nuovi principi attivi medicinali connessa al mantenimento della biodiversità.

Infine, accanto al valore d'uso (diretto e indiretto) della preservazione ambientale, si può individuare un valore intrinseco, definito "**di esistenza**" che prescinde da ogni motivazione connessa al godimento proprio – presente o futuro – o delle generazioni successive. Si tratta di un valore attribuito all'ambiente in quanto tale e alla sua tutela da ogni processo distruttivo, valore su cui oggi si hanno le maggiori controversie per il semplice fatto che a differenza del valore d'uso non offre occasioni per poter misurare in modo oggettivo – seppur convenzionale – un'effettiva disponibilità a pagare, generando dunque difficoltà ulteriori nel quantificare il valore economico delle esternalità ambientali.

Si può dunque così schematizzare i tipi di valore attribuibili alla preservazione ambientale:

- 1) valore d'uso
 - a) diretto
 - b) indiretto
 - b.1) valore d'opzione
 - b.2) valore di quasi-opzione
- 2) valore di esistenza.

⁶ In alcune classificazioni si distingue il valore d'opzione (riferito alle generazioni presenti) da quello "di eredità" (riferito al mantenimento della possibilità di decidere lasciato alle generazioni future).

⁷ Si pensi ai processi di desertificazione provocati nell'area russa dalle deviazioni di corsi d'acqua.

4.4.3 I metodi di valutazione

Una volta accertata l'esistenza di un valore d'uso si pone quello di quantificarlo. E poiché – come si è accennato – un valore d'uso si associa a una disponibilità a pagare, definirlo in termini monetari equivale tautologicamente a quantificare tale disponibilità.

Generalizzando si tratta dunque di valutare la “*willingness to pay*” sociale attribuita alla preservazione” ambientale in senso ampio, ossia la disponibilità a pagare per mantenere nel tempo tale preservazione.

Possiamo schematizzare i metodi come segue:

- 1) metodi **indiretti**:
 - a) spese difensive;
 - b) prezzo edonico;
 - c) costo di viaggio;
- 2) metodi **diretti**:
 - a) valutazione contingente;
 - b) variazione compensativa / equivalente.

La differenza tra metodi indiretti e diretti riguarda il tipo d'approccio. Nel primo si cerca di estrapolare il valore ambientale dai prezzi di mercato *già esistenti*, ad esempio misurando i differenziali tra beni dipendenti da specifiche caratteristiche dell'ambiente; nel secondo si cerca invece di ricostruire per i beni ambientali un vero e proprio mercato virtuale che nella realtà non esiste. Ci soffermiamo ora sui singoli metodi.

Le **spese difensive** rappresentano l'ammontare monetario che la collettività decide di spendere per ripristinare (ove possibile) una certa qualità ambientale o comunque per mitigare un danno. Un esempio calzante è quello dei condizionatori, accennato in precedenza. Il valore del fatturato imputabile a decisioni d'acquisto specificamente determinate da eccessi di temperatura, nonché quello dell'energia utilizzata per il funzionamento degli stessi condizionatori rappresentano nel loro insieme una delle tante spese difensive assunte per mitigare gli effetti del riscaldamento globale sulla qualità della vita e – in molti casi – direttamente sulla salute.

Questo esempio è più in generale il metodo delle spese difensive si presta a diverse precisazioni. Procedendo a ritroso, infatti, l'ammontare di tali spese viene adoperato come variabile *proxy* del valore attribuito alla qualità ambientale - in questo caso al clima - e a sua volta tale valore concorre a formare quello delle esternalità negative associate alla produzione energetica ad effetto clima-alterante (in particolare quella da fonti ad alta intensità carbonica). In questo processo si rischiano tuttavia alcune imprecisioni che possono condurre a quantificare l'esternalità in modo distorto rispetto al suo concetto ortodosso. Ad esempio, occorre innanzitutto distinguere le decisioni d'acquisto specificamente motivate dalla necessità di neutralizzare situazioni del tutto inedite (per livelli di temperatura, umidità, durata delle stesse) rispetto alle conseguenze sanitarie, da quelle che sarebbero state comunque prese allo scopo di generici miglioramenti del comfort⁸. Inoltre, poiché le esternalità andrebbero propriamente considerate come saldo di tutti gli effetti (positivi e negativi), occorre attentamente valutare che, a fronte del maggior consumo d'energia derivante dall'uso dei condizionatori e degli ulteriori effetti moltiplicativi d'inquinamento/riscaldamento generati da questo differenziale di consumo, vi sono di contro – registrati dal mercato sotto forma di valore del

⁸ Per chiarire meglio: sono da considerarsi differenzialmente le spese per il condizionamento effettuate **dopo** e in conseguenza del manifestarsi del fenomeno del *global warming* (quali gran parte di quelle avutesi in Europa in questi ultimi anni) dalle spese effettuate **prima**, come quelle negli Stati Uniti fin dagli anni Sessanta. Nel primo caso si tratta del tentativo di ripristino di una qualità o caratteristica ambientale compromessa, nel secondo della semplice ricerca di un maggior comfort.

Pil e delle retribuzioni – l’incremento del fatturato dell’industria produttrice di condizionatori e il monte salari distribuito nell’industria medesima⁹.

Il metodo del **prezzo edonico** ricava il valore della qualità ambientale stimandolo a partire dal valore di mercato di quei beni, oggetto di transazioni, i quali vengono definiti e qualificati da un insieme/vettore di caratteristiche tra cui ricade appunto l’ambiente. Si tratta in sostanza di rilevare per questi beni, omogenei rispetto a tutte le caratteristiche fuorché quelle ambientali, eventuali differenziali di prezzo evidentemente ascrivibili in modo specifico alla differente qualità ambientale¹⁰. Esempio classico di questo metodo è rappresentato dalle differenze di valutazione attribuite agli immobili a seconda di svariati aspetti di qualità ambientale del contesto in cui si trovano e a parità di tutte le altre caratteristiche: vicinanza o lontananza da parchi, arterie di scorrimento, aeroporti ecc. È evidente che, nel caso specifico della produzione energetica, anche la presenza o meno di una centrale è in grado di determinare sostanziali variazioni nel prezzo edonico. Altro esempio di applicazione del metodo è rappresentato dalle indennità salariali che vengono riconosciute per i lavori ad alto rischio sanitario. La differenza di salario per lavori sostanzialmente analoghi svolti però in contesti a differente rischio ambientale di fatto “quantifica” indirettamente il valore attribuito dal mercato alla qualità ambientale: significa infatti che i lavoratori preferiscono rinunciare a qualsiasi valore d’indennizzo inferiore pur di lavorare in ambienti più salubri.

Infine, il metodo del **costo di viaggio** si basa sulla constatazione che la fruizione del bene ambientale spesso è possibile solo in virtù di una complementarità con il consumo di beni privati il cui prezzo è facilmente ritraibile (ad esempio per visitare un parco è in genere necessario sostenere un costo per lo spostamento, per il consumo del pasto fuori casa, eventualmente per acquistare il biglietto d’ingresso, e ancora per l’eventuale soggiorno in loco). In un certo senso, le spese turistiche specificamente ascrivibili alla fruizione di un luogo possono essere considerate una valutazione indiretta attribuita dalla collettività alla qualità ambientale: una valutazione che da “statica” diviene “dinamica” in base alle variazioni dei flussi connesse ai miglioramenti o peggioramenti di tale qualità.

Il metodo della valutazione contingente rientra tra i metodi diretti in quanto cerca di ricostruire un mercato dell’ambiente di tipo ipotetico attraverso la richiesta di una serie di valutazioni ad un campione di intervistati. L’attendibilità di questa “ricostruzione virtuale” dipende da molti fattori, ed è utile soffermarsi in quanto vi si trovano molti spunti per poter valutare l’eshaustività della tradizionale analisi costi-benefici nonché della VIA, procedure che vengono normalmente usate per valutare progetti d’investimento energetici.

Un primo elemento è costituito dalla composizione del campione, in particolare dal suo grado di “coinvolgimento” fisico-territoriale rispetto ai possibili effetti sugli *standard* di qualità ambientale che un progetto (ad esempio una centrale) è suscettibile di modificare: è evidente che una diluizione territoriale degli intervistati tenderà fatalmente ad attribuire un minor valore “diretto” alla qualità ambientale presente. Un secondo elemento riguarda strettamente il tipo di valutazione richiesto agli intervistati, che – lo ricordiamo – deve consistere nella monetizzazione “preventiva” di una prospettata variazione del benessere: per semplicità supponiamo che si tratti di variazioni negative (e quindi di “danni”, che è il caso più comune: per i benefici basta invertire il ragionamento). Le possibilità sono due. La prima (detta **variazione compensativa**) ipotizza una situazione *ex post*, nella quale l’impatto sull’ambiente sia *già* avvenuto e dunque si tratta di quantificare l’ammontare monetario occorrente all’intervistato per essere riportato al livello iniziale di benessere: in pratica si domanda quale sia il risarcimento minimo che è disposto ad *accettare* per sopportare il danno subito (null’altro che la sua *willingness to accept*). Con il secondo approccio s’ipotizza invece che l’impatto non sia ancora avvenuto, e dunque si richiede all’intervistato quanto

⁹ Per approfondire queste problematiche esemplificheremo con maggior dettaglio in seguito il caso italiano.

¹⁰ In termini più tecnici, se il prezzo di mercato del bene è funzione di un vettore di caratteristiche, differenziando il prezzo del bene rispetto a ogni caratteristica la relativa derivata parziale indica quanto viene valutata dal mercato quella caratteristica. Di conseguenza, la derivata parziale del prezzo relativa alla variabile “qualità ambientale” fornisce una misura monetaria del valore attribuito dal mercato alla qualità stessa.

sia disposto a *pagare per evitarlo* (*willingness to pay*): questa è definita **variazione equivalente**. In sostanza nel primo caso viene valutata una mancata preservazione ambientale e il ripristino del benessere originario; nel secondo viene invece attribuito direttamente un valore alla preservazione.

Dalle rilevazioni empiriche si è rilevato che per un effetto psicologico discorsivo i due tipi di valutazione non sono analoghi, sebbene in teoria dovrebbero logicamente esserlo: in particolare la variazione compensativa risulta sistematicamente superiore a quella equivalente. In termini pratici ciò significa che, pur essendo attribuita alla qualità ambientale un valore, essa viene interpretata in modo succedaneo a un ristoro monetario, anziché in termini di disponibilità a pagare affinché sia preservata. Ciò può dipendere dalla percezione che la collettività ha di un “diritto di proprietà” sull’ambiente (cui abbiamo accennato a proposito del teorema di Coase) a proprio vantaggio, dunque di un diritto ad “essere risarcita” per gli eventuali danni. Viceversa, la disponibilità a pagare denoterebbe l’implicito riconoscimento del diritto di proprietà al soggetto che intende modificare la situazione ambientale originaria, e sarebbe questo a dover essere indennizzato per **rinunciare** ad un progetto. D’altro canto è pur vero che la valutazione degli interpellati in termini di “variazione compensativa” o equivalente dipende anche dall’entità dell’indennizzo in gioco. È probabile che, ad esempio, di fronte all’ipotesi di costruzione di una centrale nelle immediate vicinanze, i residenti si esprimano e accettino il risarcimento qualora sia di entità tale da consentire loro di trasferirsi; mentre in caso contrario si oppongano.

In genere la richiesta di entrambi i tipi di valutazione può servire a verificare una reciproca coerenza interna nelle risposte.

4.4.4 Esempi di calcolo delle esternalità

Questo paragrafo fornisce alcuni esempi pratici per illustrare i problemi teorici appena discussi, usando informazioni prodotte attraverso l’applicazione delle metodologie suddette di valutazione delle esternalità. Trattandosi di risultati provenienti da studi eseguiti qualche anno fa, la loro menzione ha scopi prevalentemente esemplificativi. Il primo esempio riguarda il settore dei trasporti, il secondo la generazione elettrica. Entrambi illustrano non solo le metodologie indicate ma anche il modo in cui le decisioni potrebbero essere modificate qualora i costi ambientali fossero inclusi esplicitamente nella valutazione complessiva.

Caso Trasporti

Una delle esemplificazioni più approfondite dell’approccio LCA e della valutazione delle esternalità è stata sviluppata nell’ambito del progetto Europeo ExternE. Nella seconda fase del progetto la metodologia della valutazione dei costi esterni è stata applicata al settore dei trasporti (Bickel *et al.*, 1997). L’analisi è stata condotta in vari studi di caso in Francia, Germania, Grecia, Italia, Olanda e Regno Unito. Essa fornisce un quadro della variabilità dei risultati delle valutazioni all’interno dell’Unione Europea, a seconda del sito analizzato.

L’analisi ha riguardato il trasporto di passeggeri e merci su strada, ferrovia e vie d’acqua, ma non il trasporto aereo. All’interno di ciascuna tipologia di trasporto sono state esaminate varie tecnologie:

- per il trasporto passeggeri: vetture a benzina (con e senza marmitte catalitiche), vetture diesel, vetture a gas GPL, pullman ed autobus diesel, vari tipi di mini-bus (diesel, GPL, a bio-metanolo, bio-etanolo, bio-diesel, elettrici), autobus elettrici, tram, metro, e treni (elettrici: locali, inter-city, ad alta velocità);
- per il trasporto merci: furgoncini leggeri (a benzina, con e senza marmitte catalitiche, e diesel), autocarri (diesel), e treni (elettrici e diesel).

Per il trasporto passeggeri sono stati analizzati percorsi tipici in diverse aree metropolitane (Parigi, Atene, Milano), aree urbane (Stuttgart, Amsterdam, Barnsley) ed extra-urbane (viaggio su autostrada, viaggio in treno inter-city, Stuttgart-Mannheim), e gli impatti ambientali di ciascuna modalità di trasporto sono stati quantificati e monetizzati.

L'analisi parte dalla quantificazione delle emissioni di ciascun inquinante, moltiplicando i fattori d'emissione per la distanza di trasporto percorsa. I fattori d'emissione a loro volta dipendono dalla tecnologia usata (tipo di veicolo), le condizioni di traffico e il tipo di guida. Le emissioni totali sono date dalla somma delle emissioni per ciascun segmento di percorso. Dopo di che gli incrementi marginali nella concentrazione degli inquinanti sono stimati sia localmente (in una fascia di 35 km da ogni lato della strada) che a livello regionale (tutta l'Europa occidentale) attraverso l'uso di modelli di dispersione. Gli impatti fisici sulla salute umana (mortalità e malattie o morbidità), sui raccolti agricoli e sui materiali, sono poi calcolati sulla base di funzioni d'esposizione-reazione (o dose-danno). Infine si esegue la valutazione economica degli impatti stimati.

Se gli autori riconoscono le grandi incertezze che sorgono nella stima dei costi ambientali dell'inquinamento atmosferico, essi indicano che le incertezze maggiori si incontrano nell'ultimo stadio e che in particolare queste sono connesse con problemi di natura etica e politica.

La valutazione comprende vari tipi di impatto. Quelli sulla salute includono, oltre la mortalità, effetti sia di tipo acuto che cronico da inquinanti emessi nelle attività di trasporto: polveri sottili, SO₂, NO_x, CO, ozono, aldeidi ed ossidi di etilene, MTBE (Metil tertiary-butyl ether), composti organici volatili, benzene, butadiene, idrocarburi aromatici policiclici, particolato dai fumi dei motori diesel e piombo. Gli impatti sull'ambiente naturale (suoli e colture) e su quello antropico (materiali, edifici), così come quelli di riscaldamento globale sono stati presi in considerazione¹¹. Per di più, in due casi sono stati inclusi anche gli impatti dei processi a monte e a valle del trasporto, valutati sulla base di una analisi dettagliata del ciclo di vita (produzione del combustibile; produzione, manutenzione e rottamazione di veicoli ed infrastrutture) disponibile dal progetto ExternE o dalla letteratura esistente.

I risultati per il 1995 indicano che fra i danni quantificati dallo studio gli impatti sulla salute sono quelli dominanti, ed in particolare la mortalità dovuta al particolato primario e secondario, mentre quella dovuta alle sostanze cancerogene (altamente tossiche ma solitamente emesse in piccole quantità) hanno un peso molto minore. Inoltre, i ricercatori hanno notato che la dimensione degli impatti sulla salute, in particolare per i veicoli diesel, dipende dalla densità della popolazione intorno alla strada. Ciò è principalmente dovuto all'importanza del particolato primario sul danno totale.

I danni stimati per un'auto diesel variavano al momento dello studio da 56,0 centesimi di Euro/vkm nell'area metropolitana di Parigi, a 6,5-10,7 cent€/vkm in aree urbane e 3,0-3,8 cent€/vkm in aree extra-urbane¹². La tabella 4.4.1 fornisce maggiori dettagli su tali costi.

¹¹ Gli impatti dovuti al riscaldamento globale in questo studio sono stati determinati sulla base dei risultati dell'IPCC, ma utilizzando due modelli di danno dovuto al cambiamento climatico. Se i danni catastrofici o di ordine superiore non vengono presi in considerazione, i valori risultanti restano compresi nell'intervallo di quelli analizzati dall'IPCC, cioè \$5-\$125/tC. Se vengono inclusi danni di ordine superiore l'intervallo di valori diventa più molto ampio. Pertanto nel progetto ExternE è stato utilizzato l'intervallo di valori fornito dall'IPCC.

¹² Questi rappresentano esclusivamente i danni originati dall'uso del veicolo.

Tabella 4.4.1 - Stima dei danni per auto diesel e catalizzate a benzina in località differenti: “best estimates” in mECU/vkm

Impacts	Agglomerations	Urban areas			Extra urban areas (motorway drive)	
	Paris	Stuttgart	Amsterdam	Barnsley	Stuttgart- Mannheim	Tiel drive
	FR	DE	NL	UK	DE	NL
Diesel car						
Particles (PM2.5)	534.090	50.430	78.600	97.400	18.770	29.500
Other primary pollutants ^{a)}	4.970	1.663	1.283	2.055	0.781	0.540
Secondary pollutants ^{b)}	20.060	10.920	4.900	4.380	8.700	6.100
Global warming	2.970	2.280	2.700	3.450	1.990	2.300
Up- and down-stream ^{c)}		7.100			7.100	
Total	562.090	72.393	87.483	107.285	37.341	38.440
TWC petrol car						
Particles (PM2.5)	53.410	3.730	1.960	4.170	1.100	0.740
Other primary pollutants	1.440	0.320	0.180	1.115	0.094	0.131
Secondary pollutants	18.040	5.210	2.320	4.440	6.600	3.640
Global warming	3.580	2.980	3.200	3.480	2.380	2.490
Up- and down-stream		9.000			9.000	
Total	76.470	21.240	7.660	13.205	19.174	7.001

^{a)} SO₂, CO, Carcinogeni

^{b)} Solfati, Nitrati, Ozono

^{c)} I costi a monte e a valle sono stati calcolati solo per la Germania: queste stime possono, con le dovute cautele, essere estese agli altri Paesi.

Fonte: Bickel P., S. Schmid, W. Krewitt, and R. Fredrich (eds.): External Costs of Transport in ExternE. Publishable report – Contract JOS3-CT95-0004, 1997.

È possibile confrontare tali costi con i prezzi che i consumatori pagavano nel 1995 (anno in cui è stata fatta la valutazione) per la benzina senza piombo ed il gasolio (incluse le accise e l’IVA): tenendo conto del consumo medio di carburante per 100 km si possono calcolare i costi diretti di combustibile (tabella 4.4.2).

I dati mostrano che il danno stimato da inquinanti atmosferici e gas serra era almeno delle stesse dimensioni dei costi diretti di carburante per un veicolo diesel, e in casi come l’area metropolitana di Parigi essi potevano essere pari a circa 13 volte i costi diretti.

Tabella 4.4.2 - Consumi medi di carburante, prezzi e costi diretti del carburante per Francia, Germania, Olanda e Regno Unito. Anno 1995

	Carburante	Francia	Germania	Olanda	Regno Unito
Consumi medi di carburante, L/100km ^{a)}	Benzina	8.5	9.3	8.3	9.2
	Gasolio	6.7	7.6	6.9	7.5
Prezzo del carburante, tasse incluse ECU/litro ^{b)}	Benzina	0.8641	0.8142	0.9156	0.6779
	Gasolio	0.59	0.598	0.7374	0.655
Costi diretti di carburante, mECU /vkm	Benzina	73.4	75.3	76.3	62.4
	Gasolio	39.8	45.6	50.9	48.8

^{a)} I prezzi della benzina sono una media aritmetica di due benzine senza piombo differenti per qualità e numero d’ottani.

^{b)} I dati sono stati convertiti in 1995 ECU.

Fonte: OECD/IEA (2000): Energy Prices and Taxes, Paris.

Nel caso della benzina in un'auto catalizzata i costi diretti di carburante erano superiori ai danni da inquinamento, e, di fatto, erano più che coperti dalle tasse sui combustibili che nei Paesi europei considerati rappresentavano oltre il 70% del pezzo finale del combustibile.

Il rapporto ExternE fornisce anche informazioni su altre tecnologie e modalità di trasporto e dimostra che i veicoli a combustione interna hanno impatti ambientali più elevati che i veicoli elettrici. I danni per passeggero/km per il trasporto su ferrovia vanno da 0,11 a 0,66 cent€/pkm, dove il valore superiore è rappresentato dai treni a motore diesel. A questi valori si dovrebbero aggiungere i costi ambientali a monte e a valle (per costruzione dell'infrastruttura, manutenzione e smantellamento) che sarebbero compresi fra gli 0,2 e i 0,55 cent€/pkm. Il vantaggio dei treni elettrici rispetto al trasporto su strada per il trasporto merci è maggiore che per il trasporto di passeggeri: 0,08-0,88 cent€/tkm per i treni contro 3,3-40,0 cent€/tkm per i camion a benzina o diesel (i veicoli pesanti per trasporto merci su strada si trovano più o meno al centro di quest'intervallo).

A questo punto sembra legittimo fare alcune considerazioni. I governi hanno adottato un'ampia gamma di misure per trattare le esternalità ambientali e sociali connesse ai trasporti. Questi vanno dall'imposizione di *standard* sulle emissioni delle auto alla tassazione dei veicoli, alle tasse sui carburanti. È interessante confrontare i costi associati alle esternalità (come risultano dallo studio ExternE sopra citato) con quelli sperimentati dal consumatore. In questa analisi si esamina in particolare il caso della tassazione dei carburanti.

Storicamente il ruolo principale delle tasse sui prodotti energetici e particolarmente sui carburanti è stato quello di procurare entrate all'erario, grazie anche al fatto che la domanda di questi prodotti è piuttosto inelastica. Nei Paesi dell'OCSE queste tasse rappresentano in media poco meno del 6% delle entrate fiscali totali¹³ (6,5% per l'UE-15¹⁴). Circa il 90% di queste tasse energetiche vengono dalla tassazione dei carburanti per autotrazione. I Paesi che hanno una forte dipendenza da fonti energetiche importate hanno spesso usato questa tassazione per ridurre o almeno non incrementare tale dipendenza. Più di recente una terza motivazione è apparsa come giustificazione per queste tasse: la protezione dell'ambiente. Le tasse ambientali dovrebbero in quest'ottica riflettere alcuni dei costi ambientali dell'uso dei combustibili fossili, scoraggiando l'uso dei prodotti tassati. Idealmente, le tasse dovrebbero riflettere interamente le esternalità ambientali associate a quest'uso.

Ora se qualunque tassa su un prodotto ha per effetto di ridurre anche marginalmente l'uso del prodotto (salvo il caso in cui la sua domanda sia perfettamente inelastica), qualunque tassa sui prodotti energetici e particolarmente sui combustibili fossili può essere di fatto considerata come una tassa ambientale: di fatto ha lo stesso effetto. Utilizzare una definizione più rigorosa di tassa ambientale, in cui si considerino solo le tasse finalizzate al raggiungimento di obiettivi ambientali, finirebbe per includere, fra gli esempi esistenti in Europa per i combustibili fossili, solo le tasse sulla CO₂ o quelle sulle emissioni di ossidi di zolfo. Alcune altre tasse sui veicoli basate sulla cilindrata, o quelle sull'uso delle autostrade possono essere messe in relazione ad obiettivi ambientali. Tuttavia al momento solo l'1% dell'insieme delle tasse sull'energia nei Paesi industrializzati ha una base ambientale nel senso d'essere *proporzionale alle emissioni inquinanti di cui quel prodotto energetico è responsabile*.

L'impatto di una tassa su un prodotto energetico dipende dal suo livello assoluto e dal suo valore relativo rispetto alle tasse sugli altri prodotti (particolarmente i sostituti).

Nella maggior parte dei Paesi europei il gasolio da autotrazione riceve un trattamento fiscale preferenziale. In media nei Paesi europei la benzina è tassata oltre il 15% in più che il gasolio¹⁵. Questo è in parte dovuto al desiderio di incoraggiare una tecnologia, quella dei motori diesel, che è più efficiente dal punto di vista energetico di quella dei motori a benzina. Tale logica omette di

¹³ OECD/ENV – Environmentally-Related Tax Database. <http://www.oecd.org/env/policies/taxes/index.htm>.

¹⁴ Commission of the European Communities: Green Paper – Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply. COM(2000)769. Brussels, 29 November 2000. Pag. 57.

¹⁵ *Energy policy and externalities: the life cycle analysis approach*, Paris. OECD/IEA. 2002, P. 216

considerare che chi usa una vettura diesel già si appropria del beneficio derivante dal minor uso di carburante per unità di servizio reso (passeggero per km percorso). In molti casi, però (Francia, Spagna, Italia e Belgio) questa differenza di trattamento è principalmente servita a discriminare in favore del trasporto commerciale su strada, specialmente quello di merci (EC: Green paper-2000)¹⁶. Al momento, le vetture diesel rappresentano in vari Paesi, come la Francia e l'Italia, la metà delle nuove immatricolazioni e oltre un quarto di esse in tutto il mercato europeo. Il trattamento fiscale preferenziale accordato al gasolio può, di fatto, avere un effetto indiretto di incoraggiare l'attività di trasporto così annullando buona parte del risparmio energetico attribuibile alla tecnologia diesel (una sorta di "rebound effect")¹⁷.

Lo studio ExternE – Transport può essere usato per dare un'indicazione sulla discrepanza fra la struttura delle tasse sui carburanti da autotrasporto prevalente in Europa e la dimensione relativa delle esternalità ambientali (inclusi i danni alla salute) che il loro uso produce. Per fare questo calcolo si sono utilizzati i consumi medi delle auto a benzina e diesel nei Paesi della UE nel 1995. Sono quindi stati confrontati i danni con le tasse (accisa + IVA) della benzina senza piombo e del gasolio nei Paesi dell'UE nello stesso anno. I risultati sono riportati nella tabella 4.4.3.

Mentre le tasse sui carburanti nell'UE erano sufficientemente alte da coprire il livello minimo dei danni stimati per l'uso della benzina, esse non bastavano a coprire nemmeno quello minimo nel caso del gasolio. Le tasse sul gasolio non solo erano più basse di quelle sulla benzina (contrariamente a quanto sarebbe dovuto succedere se tali tasse fossero basate sul livello dei costi per la salute umana e delle esternalità), ma il livello della tassa più alto fra quelli applicati in Europa non è neppure sufficiente a coprire il livello minimo stimato dei danni. Prendendo a riferimento quelle stime dei danni, la situazione non è cambiata di molto nemmeno ai livelli d'imposizione fiscale attuali.

Chiaramente queste considerazioni non tengono conto del progresso nell'efficienza dei veicoli, né dei nuovi *standard* d'emissione introdotti dal 1995 per le auto. I consumi medi delle auto in Europa a parità di cilindrata e di *confort* sono diminuiti dal 1995, i carburanti (in particolare il gasolio) hanno tenori di zolfo più bassi, e gli *standard* d'abbattimento delle polveri sottili sono più severi.

Tabella 4.4.3 - Confronto fra costi esterni stimati e tasse per benzina senza piombo e gasolio-auto

	A benzina (senza piombo)		A gasolio	
<i>Efficienza media in km/litro per tipo di vettura(1995)</i>	11.331		13.937	
	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo
<i>Costi esterni in cent€/vkm^{a)}</i>	0.700	7.647	3.734	56.209
<i>Costi esterni in cent€/litro</i>	7.933	86.651	52.043	783.402
<i>Costi esterni in cent€/litro</i>	0.079	0.867	0.520	7.834
<i>Livello delle tasse nel 1995 nell'UE-12^{b)}</i>	0.390	0.688	0.274	0.490

a) Fonte: Bickel P., S. Schmid, W. Krewitt, and R. Fredrich (eds.): External Costs of Transport in ExternE. Publishable report – Contract JOS3-CT95-0004, 1997.

b) Fonte: OECD/IEA (2003): Energy Prices and Taxes – Fourt Quarter 2003. Paris.

¹⁶ Commission of the European Communities: Green Paper – Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply. COM(2000)769. Brussels, 29 November 2000, pg. 111.

¹⁷ Questo effetto può rappresentare fino alla metà del risparmio energetico offerto dalle auto a motore diesel. Si veda OECD/IEA (2001): *Saving Oil and Reducing CO2 Emissions in Transport – Options and Strategies*. Paris.

Le vetture diesel più nuove hanno installate tecnologie che permettono di abbattere gran parte del PM₁₀ (polveri di diametro fra 2,5 e 10 micron). Abbattere il particolato più fine (PM_{2,5}), che è molto più dannoso per la salute umana, è parecchio più difficile. Tuttavia, è provato che gli effetti sanitari delle polveri sono inversamente proporzionali alle loro dimensioni, poiché più esse sono piccole più sono capaci di penetrare nei polmoni. Quelle di diametro intorno a 0,1 micron, spesso composte di metalli pesanti ed altre sostanze altamente tossiche come il benzene, arrivano fino agli alveoli polmonari e possono passare direttamente nel sangue. Per di più occorre ricordare che il parco autovetture attualmente circolante non ha certe prestazioni ambientali pari a quelle delle vetture di ultima generazione. I dati sui costi per la salute umana stimati dal progetto ExternE possono aiutare a dare un'idea dei costi connessi con un'altra categoria di veicoli particolarmente diffusa nelle città italiane, motocicli e ciclomotori a due tempi, le cui emissioni sia di polveri che di benzene e altri idrocarburi sono un multiplo di quelle delle automobili.

Questi dati suggerirebbero quantomeno un trattamento fiscale del gasolio auto più equilibrato di quello attuale. In particolare, probabilmente il differenziale di imposta a favore del gasolio dovrebbe essere eliminato, come già fanno Paesi come il Regno Unito, almeno fintanto che le prestazioni dei veicoli diesel dal punto di vista ambientale non saranno comparabili a quelle dei veicoli catalizzati a benzina.

Caso Produzione d'energia elettrica

Il Progetto ExternE ha valutato i costi esterni associati alla produzione d'energia. Durante la prima fase, il progetto si è concentrato nell'ambito del nucleare e del carbone, in quanto ritenuti causa delle maggiori controversie. È quindi seguita una seconda fase in cui i principali obiettivi sono stati individuati nell'applicazione della metodologia ad un'ampia gamma di combustibili, fino a comprendere le fonti rinnovabili e la seguente diffusione delle stesse in tutta l'area europea. La metodica adottata è stata, inoltre, utilizzata per valutare le esternalità sia associate all'uso dell'energia nei trasporti e nei settori domestici, sia quelle non-ambientali, come la sicurezza degli approvvigionamenti. Una terza fase del progetto, infine, si è focalizzata su un determinato numero di fattori chiave necessari a dimostrare il possibile riferimento ai costi esterni durante l'iter seguito dai processi decisionali.

La metodologia utilizzata, chiamata *Impact Pathway Methodology* consiste in tre passaggi sequenziali:

- misurare in modo uniforme le emissioni;
- rilevare la dispersione degli inquinanti e il conseguente aumento della concentrazione degli stessi nell'ambiente;
- stimare l'impatto in termini di costi sulla produzione agricola e sulla salute dell'uomo.

Grazie a quest'approccio, i vantaggi ambientali ed i costi sono stati valutati seguendo un percorso che va dalle emissioni provocate dalla fonte energetica considerata, fino ai cambiamenti riscontrati nella qualità dell'aria, del suolo e dell'acqua, per giungere, infine, agli impatti fisici. L'uso di questo dettagliato schema *bottom-up* si è rivelato necessario in quanto i costi esterni dipendono largamente dalla localizzazione della produzione energetica; vi è, inoltre, la necessità di calcolare i costi marginali e non solo quelli medi.

Gli esiti del progetto hanno stabilito, per la prima volta in modo uniforme ed omogeneo, i costi reali di produzione dell'energia elettrica, che includono i costi dei danni procurati all'ambiente e alla salute dell'uomo. La tabella 4.4.4 offre una sintesi di questi risultati indicandoli come intervalli di stima (minimo-massimo).

Tabella 4.4.4 - Costi esterni della produzione d'energia elettrica nei Paesi UE (in cent€/kWh)

<i>Paese</i>	<i>Carbone e lignite</i>	<i>Torba</i>	<i>Petrolio</i>	<i>Gas</i>	<i>Nucleare</i>	<i>Biomasse</i>	<i>Idro</i>	<i>FV</i>	<i>Eolico</i>
Austria				1-3		2-3	0,1		
Belgio	4-15			1-2	0,5				
Germania	3-6		5-8	1-2	0,2	3		0,6	0,05
Danimarca	4-7			2-3	1				0,1
Spagna	5-8			1-2		3-5			0,2
Finlandia	2-4	2-5				1			
Francia	7-10		8-11	2-4	0,3	1	1		
Grecia	5-8		3-5	1		0-0,08	1		0,25
Irlanda	6-8	3-4							
Italia			3-6	2-3			0,3		
Olanda	3-4			1-2	0,7	0,5			
Norvegia				1-2		0,2	0,2		0-0,25
Portogallo	4-7			1-2		1-2	0,03		
Svezia	2-4					0,3	0-0,7		
Regno Un.	4-7		3-5	1-2	0,25	1			0,15

Fonte: European Commission, DGXII-Science, Research and Development (1999): ExternE, Externalities of Energy. Vol. 10: National Implementation. EUR 18528, Office for Official Publications of the European Communities, L-2985-Luxembourg, pg. 6.

Una valutazione comparativa dei cicli a combustibili fossili, nucleari e da fonti rinnovabili evidenzia un ampio spettro di valori per gli impatti. I costi esterni per la produzione elettrica differiscono in modo rilevante a seconda del combustibile, della tecnologia e della posizione geografica considerati. Sebbene i dati siano stati generati da una comune metodologia, può risultare fuorviante comparare in modo semplicistico i risultati finali, in quanto:

- 1) i risultati sono soggetti alla specifica locazione ed alla tecnologia adottata ed appare, quindi, erronea una valutazione generalizzata;
- 2) sono disponibili solamente i totali parziali, in quanto non tutti gli impatti possono essere valutati in modo esaustivo;
- 3) le ipotesi assunte ed i parametri considerati possono essere validi esclusivamente per la tecnologia e posizione geografica considerata;
- 4) i presupposti assunti possono mutare nel tempo, riflettendo lo stato della tecnologia di quel particolare momento.

In generale, si nota come le tecnologie eoliche abbiano impatti ambientali più contenuti, grazie a bassissime emissioni d'inquinanti "classici" (NO_x, SO₂ e particolato) e di gas-serra. Tuttavia, non tutte le regioni hanno le caratteristiche necessarie per ospitare delle centrali eoliche ed è presente, inoltre, una variabilità dei costi esterni per quanto riguarda l'impatto ambientale dovuto, per esempio, alla rumorosità di tali impianti. L'energia da fonte nucleare genera, solitamente, bassi costi esterni, che riflettono la scarsa probabilità assegnata ad incidenti con gravi conseguenze e l'impatto del ciclo di fissione; questa risulta essere, altresì, una tecnologia a basse emissioni di gas-serra. I processi tecnologici che sfruttano la biomassa sono invece molteplici e, a seconda dell'accuratezza nella depurazione dei fumi di scarico, sono caratterizzati da costi esterni più o meno elevati; tutte le varie tecniche, però, emettono limitate quantità di gas-serra. La produzione elettrica da gas naturale è abbastanza pulita, ma le conseguenze sui cambiamenti climatici dipendono in modo rilevante dall'efficienza degli impianti; tuttavia, i moderni cicli combinati hanno mostrato un minore impatto ambientale. I cicli a carbone, invece, sono caratterizzati da elevate emissioni di CO₂; le tecnologie a combustibili fossili più datate emettono anche notevoli percentuali d'inquinanti "classici" ed è per questo che vengono considerate le peggiori.

Grazie all'adozione della *Impact Pathway Methodology* è stato possibile stabilire che, rispetto al costo corrente dell'energia elettrica (in media pari a circa 0,04 €/kWh), i costi esterni delle centrali a carbone comporterebbero una maggiorazione dei costi di produzione per kWh variabile tra un minimo di circa 2 cent€ (Finlandia) e un massimo di circa 15 cent€ (Belgio). I costi esterni relativi alle centrali ad olio combustibile sono stimati tra un minimo di 3 cent€ per kWh (Italia, Grecia, Gran Bretagna) e un massimo di 11 cent€/€ (Francia).

Tuttavia, se tali esternalità derivanti dalla produzione di elettricità da carbone, petrolio e gas fossero "internalizzate", i conseguenti costi di produzione raddoppierebbero per l'energia elettrica da carbone e petrolio ed aumenterebbero di circa il 30% per elettricità da gas. I costi esterni riportati alla tabella 4.4.4 dovrebbero esser confrontati con i costi medi di generazione per kWh nelle centrali europee (tabella 4.4.5). Tali dati non sono recentissimi e, in particolare, quelli relativi ai costi della generazione in centrali eoliche e impianti fotovoltaici, trattandosi di tecnologie ancora non mature, hanno evidenziato una diminuzione significativa negli anni successivi alla loro pubblicazione. Essi sono qui riportati prevalentemente a titolo d'esempio.

Tabella 4.4.5 - Costi di generazione elettrica per varie alternative tecnologiche – 1990 cent€/kWh

	Coal & lignite	Oil	Gas	Nuclear	Biomass	PV	Wind
Minimo	3.2	4.9	2.6	3.4	3.4	51.2	6.7
Massimo	5.0	5.2	3.5	5.9	4.3	85.3	7.2

Fonte: European Commission – *Green Paper: Towards a European Strategy for Energy Supply (2000)*.

Note: I costi si riferiscono alla produzione elettrica assumendo la disponibilità degli impianti a 7 000 ore/anno e non comprendono le accise nè eventuali sussidi.

Si stima che complessivamente i costi esterni, non inclusi nelle tariffe del kWh a carico dei consumatori e, quindi, sostenuti dalla società nel suo complesso, rappresentino circa il 2% del prodotto interno lordo dell'UE. Tali costi non includono quelli dovuti all'impatto del riscaldamento globale.

Per tenere conto dei costi esterni per danni all'ambiente ed alla salute, l'Unione Europea ha preso in considerazione principalmente due tipi di politiche:

1. internalizzare i costi esterni nei prezzi dell'elettricità attraverso un meccanismo di tasse.
2. incoraggiare o offrire sussidi alle tecnologie più pulite che hanno costi ambientali inferiori.

Data l'enorme difficoltà di introdurre delle tasse a livello europeo, la Commissione sembra optare per la seconda soluzione. Le linee guida comunitarie sugli aiuti statali per la protezione ambientale, pubblicate nella CE a febbraio del 2001 di fatto prevedono che "gli Stati membri possono offrire aiuti al funzionamento di nuovi impianti per la produzione d'energia da rinnovabili sulla base dei costi esterni evitati"¹⁸. Su questa base, il massimo sussidio garantito alle tecnologie da FER non può eccedere i 5 cent€/kWh. Di fatto quello dei sussidi è anche l'approccio seguito dalla maggioranza dei Paesi dell'UE, che preferiscono offrire un sostegno in termini di prezzi garantiti (*feed-in tariffs*, e schemi simili) o di contributi in conto capitale agli impianti di generazione da rinnovabili ed alle tecnologie più pulite: l'obiettivo è di incoraggiare il miglioramento e una maggiore diffusione di queste tecnologie che spesso hanno costi superiori a quelli delle più mature tecnologie basate su fonti fossili. Altre forme di sostegno riguardano gli sgravi fiscali e la riduzione delle accise alla produzione elettrica da FER. L'aggravio della

¹⁸ "Community guidelines on State aid for environmental protection" (2001/C 37/03). E.3.3.3, Option 3, para. 63. Official Journal of the European Communities of 3.2.2001.

tassazione sull'elettricità prodotta da fonti o tecnologie inquinanti, nel tentativo di “internalizzare” i costi ambientali, invece è assai scarsamente praticata¹⁹. Un approccio coerente con i risultati del progetto ExternE suggerirebbe quantomeno l'eliminazione dei sussidi al carbone che tuttavia resistono, con varie motivazioni, in vari Paesi d'Europa (Francia, Spagna e Germania).

Ad ogni modo un calcolo il più possibile accurato e corretto delle esternalità connesse alle singole tecnologie risulta utile ed anzi necessario alla determinazione d'eventuali sussidi (o tasse) che non siano distorsivi. Tali analisi andrebbero inoltre continuamente aggiornate per tener conto del miglioramento delle tecnologie. Valutazioni più accurate delle esternalità e analisi LCA più approfondite per ciascuna fase dei cicli energetici, sarebbero estremamente utili, più in generale, nella scelta delle politiche più appropriate, caso per caso, a limitare i danni alla salute ed all'ambiente. Tali politiche possono consistere anche nell'individuazione di priorità di ricerca e miglioramento tecnologico per limitare impatti negativi in cicli e tecnologie energetiche (sia nuove che mature) con buone prospettive di diffusione di massa. Oppure possono riguardare l'imposizione di *standard* e di *best available technologies* (BAT) a certe categorie d'impianti. O nei casi più estremi possono consistere nella messa al bando di prodotti o processi.

4.4.5 Esempi di effetti di non calcolo delle esternalità

Sistema di produzione di energia

Anche il settore dell'impiantistica energetica ha risentito del ritardo nell'introduzione di tecniche di calcolo delle esternalità nella valutazione degli effetti ambientali.

Il territorio nazionale è costellato da richieste di nuovi impianti per la produzione d'energia, i quali negli ultimi anni viaggiano con lentezze enormi verso la realizzazione, quando non sono fermi a livello progettuale.

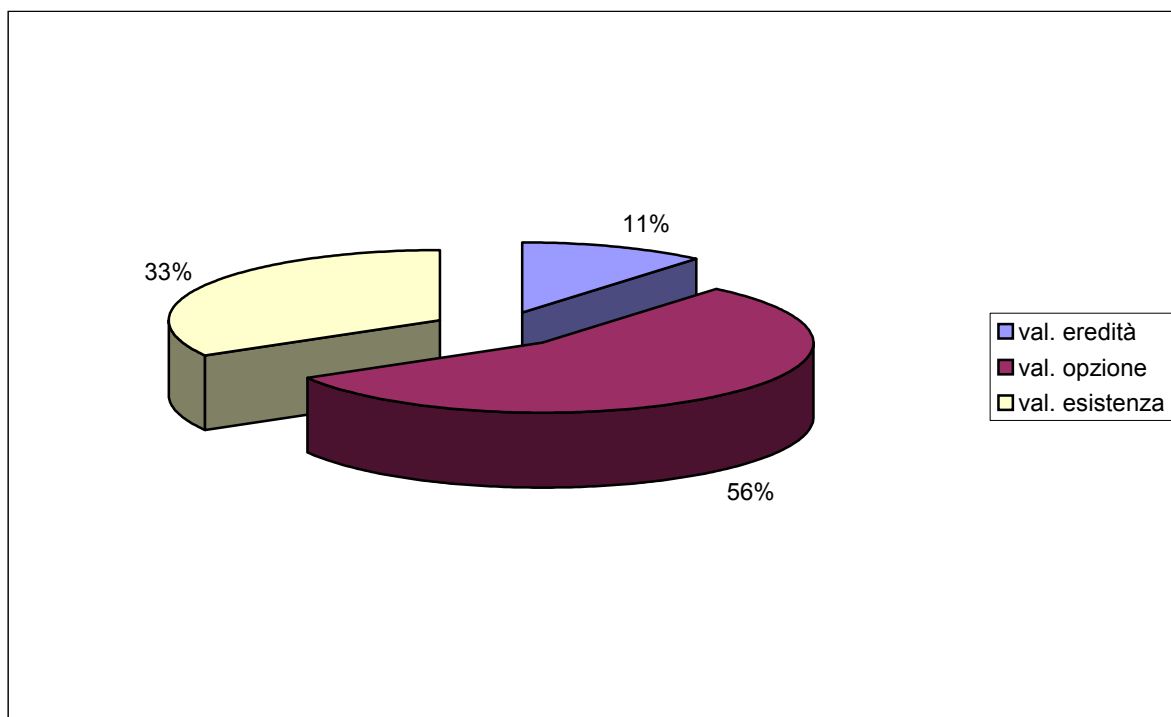
Dall'analisi dei casi nei quali i progetti sono stati sottoposti a VIA, emergono cause di conflitto strettamente legate ai concetti di “valore di non uso” dei territori, in particolare ai valori di opzione e di eredità (figura 4.4.1).

L'analisi dei conflitti, così come si sono formalmente mostrati nella documentazione ufficiale, indica che le motivazioni che supportano i conflitti verso i nuovi impianti energetici sono per un 23% legate direttamente a valori di non uso e per il restante 77% a valori di uso. Anche all'interno di questo 77% si potrebbe disquisire e trovare la presenza di valori di non uso, dato che molte delle considerazioni (emissioni, rumore, incidenti, altro) in esse inserite sono comunque parzialmente correlabili a valori di non uso, ma la loro estrapolazione eccede i fini di questo studio.

Per quanto riguarda i contenuti dei valori di non uso, nello specifico, le tipicità di merito rilevate nelle motivazioni espresse dai diversi soggetti rivelano una gamma di valori di non uso completa, che comprende sia i valori d'eredità, che quelli d'esistenza e opzione.

¹⁹ La “regulatory energy tax”, introdotta dal governo olandese sui consumi di elettricità da fonti non rinnovabili dei piccolo utenti, la “environment tax” imposta dalla Danimarca sui consumi di combustibili fossili e di elettricità e le tasse sulla CO₂ introdotte in Norvegia e Svezia sono le sole eccezioni.

Figura 4.4.1 - Motivazioni basate su valori di non uso nei conflitti ambientali verso impianti energetici (%)



Fonte: ENEA-MATT, 2000

Nell'insieme, le preoccupazioni maggiori e più frequentemente espresse riguardano le opzioni nell'uso del territorio nelle sue diverse forme. Le motivazioni che supportano questa classe d'osservazioni non attengono direttamente all'aspetto "tecnico-scientifico" o "tecnologico", quanto piuttosto alle limitazioni paesaggistiche ad esempio, o di riduzione del valore di zone ad alto pregio ambientale o culturale, che possono ridurre le scelte future territoriali, non solo già in essere ma anche solo "possibili". Esse assumono spesso un'importanza centrale fra i temi delle inchieste pubbliche. Questi dati riportano al tema di come inserire i valori di non uso nelle valutazioni d'impatto inerenti agli impianti, e quindi si ricollegano alla necessità di applicare, anche in termini formali, da parte del decisore, metodologie di calcolo delle esternalità, a tutt'oggi non presenti negli atti. Inoltre i soggetti che più insistono sui valori di non uso sono le associazioni di categoria, i partiti politici ed i comitati, che hanno basato con più frequenza i loro pareri su questioni relative all'uso del territorio, e si configurano come i soggetti con maggiore potere decisionale in ambito istituzionale.

La distribuzione geografica di tali motivazioni appare presente in modo uniforme sia al Nord che al Sud, ed indica chiaramente come un processo di pianificazione condivisa sia una tipologia d'intervento, che deve contenere anche il cosiddetto calcolo delle esternalità, ed in modo palese.

I soggetti istituzionali sono infatti quelli che hanno con più frequenza lamentato la carenza di partecipazione e comunicazione, o l'esistenza di conflitti di competenze sulla definizione dei vincoli e delle destinazioni d'uso del territorio, il che accompagna da altro punto di vista le criticità precedentemente segnalate sull'applicazione delle normative ambientali.

Sistema urbano

Il sistema urbano su cui si è costruita e sviluppata la capacità produttiva dell'Occidente, ed ora anche dell'Oriente, si è bloccato nel suo sviluppo e sta regredendo a causa delle esternalità dovute al sistema di trasporti ed al clima urbano, entrambi diventati un problema notevole nei costi delle famiglie e nella loro qualità della vita.

Per la quantificazione del fenomeno demografico-gestionale, valgono le ultime statistiche ISTAT redatte sul censimento 2001, dalle quali si evidenzia un calo demografico delle grandi città, ed una crescita dei residenti nei Comuni posti a corona delle stesse. La tabella 4.4.6 indica le percentuali medie di tale fenomeno.

La variazione demografica, con una media del 4,16% negativa, presenta punte d'abbandono pari al -10%, e tali spostamenti sono prevalentemente diretti verso i Comuni limitrofi a corona degli spazi urbani metropolitani. L'analisi di tali spostamenti presenta una sostanziale invarianza nella popolazione provinciale, e quindi gli stessi non sono relazionabili con modificazioni delle destinazioni/obiettivi di lavoro, quanto piuttosto con le condizioni e la qualità della vita, anche dal punto di vista ambientale, nei centri maggiori.

Questa trasmigrazione consente di recuperare un parziale miglioramento della qualità della vita, che oggi nelle grandi città è analizzata e relazionata alle tematiche ambientali ed energetiche.

Infatti, non solo si hanno da molti anni analisi e valutazioni della qualità ambientale basate su indicatori legati strettamente al ciclo energetico, quali le emissioni dei sistemi di riscaldamento, del sistema della mobilità, della tipologia di misure che le istituzioni comunali mettono in essere per ridurre tali impatti ambientali; a questi si stanno aggiungendo indicatori derivanti da analisi della salute, relazionate soprattutto al livello d'emissioni ed al livello di rischio per anziani e bambini nei centri urbani.

Non è compito di questo studio approfondire le problematiche degli indicatori; quello che si vuole mettere in evidenza è che sempre più si affina la capacità scientifica d'analisi della qualità ambientale delle grandi città, e del sistema energetico connesso, e che gli stessi Comuni, non solo i singoli cittadini, sono sempre più consapevoli dei costi, delle cosiddette esternalità derivate dagli usi non sostenibili dell'energia, ed in mancanza di informazione in merito, reagiscono con comportamenti adattativi.

Peraltro le analisi ISTAT hanno interessato grandi città le cui valutazioni ambientali sono tutte medie od insufficienti, salvo alcune; valutazioni che si ripetono nel tempo e che gli stessi amministratori tengono in considerazione nel definire programmi e piani d'intervento.

La fuga dalle città e la redistribuzione territoriale diventa quindi una risposta per tentare di attenuare le due esternalità che lo stesso progetto ExternE citava come importanti e che la comunità scientifica internazionale ha accettato come primarie: clima e salute.

Della salute si è già detto, mentre per il clima è ormai qualche anno che le modificazioni climatiche vengono vissute in città nel periodo estivo come un elemento di pericolo per la stessa vita di alcune categorie a rischio, con conseguente messa in campo di misure cautelative individuali (condizionatori) o collettive (sostegno agli anziani soli da parte dei comuni).

Anche in questo caso appare quindi con evidenza la necessità di ricondurre anche il calcolo delle esternalità dentro i costi-benefici da utilizzare per la definizione di interventi di sviluppo e miglioramento della qualità della vita, pena la permanenza di una carente informazione e della crescita di risposte adattative che hanno pesanti riflessi sullo sviluppo delle città stesse.

Tabella 4.4.6 - Variazione demografica nei Comuni italiani. Anno 2001

Decremento grandi città		Incremento comuni corona	Provincia	Popolazione totale delle province
Totale popolazione dei grandi comuni esaminati	Media % della variazione demografica	Media % della variazione demografica	Media % della variazione demografica	Totale popolazione delle province esaminate
9.103.091	-4,16	8,43	-0,16	20.574.737

Fonte: elaborazione ENEA su dati ISTAT, 2001

**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 NEL GOVERNO DEL SISTEMA ENERGETICO¹

Il 2003 è stato segnato dalle preoccupazioni derivanti dalle ripetute crisi nella fornitura di energia elettrica (si ricorda il *black-out* del 28 settembre 2003), dalle varie inchieste in corso e dalle relative polemiche. L'estate del 2004 non ha ripetuto la straordinaria situazione climatica dell'anno precedente e non vi sono state interruzioni nel servizio elettrico. La situazione internazionale è però peggiorata, con il raddoppio in breve tempo del prezzo del petrolio e con un conseguente incremento dei costi già notevoli per il sistema Italia.

Vi è fra le due vicende però un comune denominatore: la ricerca di un nuovo equilibrio fra mercato ed esigenze di governo del sistema energetico.

Già in sede di discussione sul DdL Marzano le Regioni avevano sottolineato a questo proposito l'insostituibilità del ruolo e dell'indipendenza di strutture nazionali come il GRTN e l'Autorità per l'Energia, a cui poi devono accompagnarsi anche “un quadro condiviso di indirizzo di programmazione di medio-lungo termine” e “strumenti di raccordo e concertazione nell'approccio ai problemi di funzionamento unitario dei mercati dell'energia e ai problemi di impatto territoriale”.

Intanto la Corte Costituzionale (in particolare con le sentenze 407/02, 303/03, 307/03, 6/04) ha iniziato a chiarire i rapporti interistituzionali fissando alcuni punti fermi: per i *grandi impianti* il mantenimento della competenza autorizzativa allo Stato con la necessità, inderogabile, di acquisire l'intesa della Regione interessata (intesa “forte”); per la *tutela ambientale*, la possibilità per le Regioni di normare in campi variamente connessi poiché l'ambiente si configura come una sorta di materia “trasversale”, in ordine alla quale si manifestano competenze diverse, spesso regionali, spettando allo Stato le determinazioni che rispondono ad esigenze meritevoli di disciplina uniforme sull'intero territorio nazionale.

Nella prima metà dell'anno Ministeri e Regioni si sono confrontati su come meglio procedere di fronte al gran numero di domande per l'autorizzazione di nuove centrali elettriche. Il tema in particolare era come dare attuazione alla legge 83/04 che prevede l'individuazione di un elenco di istanze da considerarsi prioritarie ai fini della effettuazione della VIA. Dopo un approfondito esame della proposta ministeriale, la Conferenza dei Presidenti delle Regioni, in data 18/03/04, affermava necessario “preliminarmente alla emanazione di un provvedimento come quello in oggetto... proporre al Governo la riapertura di un tavolo di confronto sulla materia energetica (Ministeri delle Attività Produttive e dell'Ambiente, Regioni, Autorità per l'energia elettrica e GRTN) con la finalità di ridefinire le forme di cooperazione istituzionale e gli strumenti normativi ad oggi esistenti”. Infatti criteri e procedure che individuino alcuni progetti come prioritari sono utili ma solo se logicamente conseguenti a “uno stretto coordinamento fra politiche energetiche, ambientali e territoriali, che tenga conto del ruolo della pianificazione regionale”. Le procedure ministeriali esistenti non prevedono invece ancor oggi un esame preliminare alla luce degli atti di programmazione regionali come anche degli obiettivi nazionali di politica energetico-ambientale.

D'altra parte sono ormai più della metà le Regioni dotate di strumenti di programmazione energetico-ambientale. Altre li stanno predisponendo. Altre ancora hanno varato o stanno predisponendo strumenti legislativi adeguati alla liberalizzazione dei mercati energetici e al rinnovato Titolo V della Costituzione.

Le Regioni quindi, sotto la spinta della riforma amministrativa Bassanini e della riforma Costituzionale del 2003, nonché degli obiettivi ambientali fissati in applicazione del

¹ Contributo di Tommaso Franci (Assessore all'Ambiente - Regione Toscana)

Protocollo di Kyoto, si sono dotate in questi anni di strumenti di indirizzo, incentivazione, governo dell'energia. Non si sono invece adeguatamente sviluppati i raccordi fra gli atti di governo nazionali e gli atti di governo regionali e locali.

Altro tema di confronto importante fra Ministeri e Regioni, nel 2004, è stata la revisione dei decreti sugli obiettivi di efficienza energetica a carico dei distributori di gas ed elettricità.

I succitati decreti erano stati emanati nel 2001 creando il sistema dei "titoli di efficienza energetica" (altrimenti detti "certificati bianchi") ma, di fronte ad alcuni problemi applicativi, il sistema non era mai partito. Il Ministero delle Attività Produttive si è quindi fatto promotore già dal 2003 di una modifica dei decreti.

Sono qui emerse due diverse visioni di massima: una afferente al Governo e all'Autorità, l'altra delle Regioni.

I Ministeri dell'Ambiente e delle Attività Produttive ritengono importante l'esistenza di un unico mercato dei certificati bianchi, e quindi di un sistema prettamente nazionale. Considerano altresì difficilmente gestibile un sistema dei certificati differenziato fra Regioni.

Le Regioni ritengono importante dare delle linee di indirizzo su come verranno realizzati sul territorio gli interventi di risparmio energetico che comportano il rilascio da parte dell'Autorità di un equivalente quantitativo di certificati bianchi. Esse non considerano per forza negativo se quanto sopra porta a un mercato dei certificati bianchi più settorializzato o regionalizzato. L'importante per queste è che una regionalizzazione del sistema non vada a decremento degli obiettivi complessivi nazionali ma anzi a rafforzarli.

Tutti gli attori istituzionali hanno dimostrato comunque di ritenere essenziale che il sistema incominci a funzionare prima possibile. Per far quindi partire gli interventi legati ai certificati bianchi le Regioni hanno dato infine parere positivo ai nuovi decreti, in cui il Governo aveva introdotto alcuni correttivi di riequilibrio territoriale, pur mantenendo l'impalcatura del sistema nazionale dei Titoli.

Essendo meccanismi innovativi e sperimentali si dovrà poi verificare nei fatti, nel corso del 2005 e degli anni a seguire, il funzionamento del sistema dei titoli di efficienza e dei correttivi territoriali introdotti con la nuova versione dei relativi decreti di riferimento.

Sempre in relazione all'assunzione da parte delle Regioni di nuovi impegni nel campo della politica energetica e nella ricerca di un coordinamento fra loro si iscrive l'approvazione da parte della Conferenza dei Presidenti nel luglio 2004 di un documento, "Sviluppo del vettore idrogeno in Italia", in cui si fa il quadro delle attività regionali nel campo e si definiscono linee di azione comuni. Con lo stesso documento la Conferenza chiede al Governo di inserire gli interventi che utilizzano il vettore idrogeno nella fattispecie presenti per l'ottenimento dei certificati verdi e dei titoli di efficienza energetica.

Infine, il 30 luglio 2004 è stato approvato definitivamente dalla Camera il DdL Marzano, divenuto Legge 23 agosto 2004, n. 239.

Nei due anni trascorsi dalla sua presentazione alle Camere si è operato spesso con provvedimenti di urgenza che anticipavano temi per cui il progetto di legge era stato elaborato.

Dopo il decreto legge "sbloccacentrali" (convertito in legge 55/2002) sono arrivate la legge 83/03 (di conversione del DL 25/03), la legge 290/03 (di conversione del DL 239/2003) e il decreto legge 314/2003 sullo stoccaggio dei rifiuti radioattivi (convertito in legge 368/2003).

Parallelamente al cambiamento del quadro di riferimento, è stato via via modificato il DdL Marzano. La versione approvata si presenta estremamente variegata fra norme immediatamente applicative, deleghe e rimandi ad atti attuativi. Le Amministrazioni saranno quindi presto impegnate in un corposo lavoro di analisi ed applicazione delle sue disposizioni.

Prossimi elementi di confronto fra Regioni e Governo nella materia energetica saranno anche i decreti previsti dal DLgs 387/03 sugli incentivi per la fonte solare e sull'utilizzo energetico dei rifiuti.

Un tema che invece si svilupperà ancor più nel corso del 2005 è sicuramente quello del recepimento della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico degli edifici.

Il tema in questione si presenta di particolare importanza: coinvolgerà anche i semplici cittadini e non solo gli operatori del settore: è prevista infatti una certificazione energetica dell'abitazione che si va a comprare o ad affittare. Modificandosi le modalità di costruzione sul territorio le disposizioni sull'efficienza energetica in edilizia occuperanno a fondo gli Enti territoriali, sia nella predisposizione delle norme tecniche, come nella loro applicazione.

5.2 QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

Anche nell'anno 2004 è continuata da parte della UE l'emanazione di direttive in campo energetico e il recepimento delle stesse da parte dei Governi nazionali anche se con tempi e modalità diversi da Paese a Paese.

Le direttive e le conseguenti leggi di recepimento più significative emanate tra il 2003 e i primi mesi del 2004 risultano essere le seguenti:

1. **Decreto legislativo 387 del 29 dicembre 2003** di recepimento della direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili (FER). La direttiva prevede che gli Stati membri redigano relazioni con cui fissano obiettivi per le FER. È auspicabile che il DLgs e i successivi decreti applicativi diano luogo a tutte le misure di sostegno per le fonti rinnovabili rafforzando sia gli incentivi tariffari, sia gli strumenti come i certificati verdi, in modo adeguato al raggiungimento dell'obiettivo del 25% di consumo elettrico da FER al 2010. L'Italia dichiara che il 22% potrebbe essere una cifra realistica, nell'ipotesi che nel 2010 il consumo interno lordo di elettricità ammonti a 340 TWh.

Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nell'allegato, l'Italia parte dall'ipotesi che la produzione interna lorda di elettricità a partire da fonti energetiche rinnovabili ammonterà nel 2010 fino a 76 TWh, cifra che comprende anche l'apporto della parte non biodegradabile dei rifiuti urbani e industriali utilizzati in conformità della normativa comunitaria sulla gestione dei rifiuti. La capacità di conseguire l'obiettivo indicativo dipende, tra l'altro, dal livello effettivo della domanda interna di energia elettrica nel 2010.

In particolare per quanto attiene agli obiettivi regionali (la Conferenza Unificata effettua la ripartizione tra le Regioni degli obiettivi nazionali tenendo conto delle risorse sfruttabili in ciascun contesto territoriale), in Conferenza Unificata si approvano le linee guida per lo svolgimento del procedimento autorizzativo previsto (autorizzazione unica rilasciata dalla Regione che convoca anche la conferenza dei servizi)

2. **Disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico**

- L. 83/2003 e L. 290/2003. Dopo la L. 55/02, che per prima ha modificato le procedure autorizzative per centrali elettriche, introducendo un procedimento unico presso il MAP con previsione di intesa della Regione interessata, sono stati emanati due decreti urgenti, convertiti poi in leggi, per garantire la sicurezza del sistema elettrico e favorirne il suo sviluppo.
- L. 17 aprile 2003 n. 83 "Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico". Sono stati approvati i criteri per nuove installazioni, potenziamento impianti esistenti ed i progetti prioritari. Con decreto di MAP e MATT, sentito il comitato paritetico, è approvato periodicamente l'elenco dei progetti che rientrano nelle priorità. Il GRTN trasmette al MAP le analisi previsionali su domanda e offerta e sull'evoluzione della potenza installata prevista. Si rimanda al par. 5.4.3.2 per una analisi delle previsioni sullo sviluppo della produzione elettrica al 2010-2012.
- L. 290/2003 "Disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica". Semplifica i procedimenti autorizzativi per reti e impianti superiori a 300 MW termici. L'autorizzazione alla costruzione ed esercizio degli elettrodotti e gasdotti delle reti nazionali di trasporto è rilasciata dalle amministrazioni statali mediante procedimento unico. Le Regioni disciplinano i procedimenti di autorizzazione alla costruzione ed esercizio di reti energetiche di competenza regionale in conformità ai principi della legge.

3. **Legge 23 agosto 2004, n. 239. Riordino del settore energetico, nonché deleghe al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.** Gli obiettivi e le linee della politica energetica nazionale, nonché i criteri generali per la sua attuazione a livello territoriale, sono elaborati e definiti dallo Stato e sono assicurati sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione dallo Stato, dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas, dalle Regioni e dagli Enti locali.

La procedura di VIA costituisce parte integrante della procedura autorizzativa.

Sono state inoltre soppresse tutte le norme e misure per la promozione dell’uso delle fonti rinnovabili in conformità con gli obiettivi nazionali perché nel frattempo regolati all’interno del DL 387/03 di recepimento della direttiva comunitaria.

Di interesse l’aggiunta degli impianti ad idrogeno nelle agevolazioni già previste per gli impianti di cogenerazione accoppiati al teleriscaldamento e il finanziamento di progetti pilota per il risparmio energetico negli edifici pubblici e di studi di fattibilità in materia di tecnologie pulite del carbone. Vengono disciplinati gli impianti di microgenerazione.

4. **Nuovi decreti efficienza energetica,** determinano per i cinque anni successivi gli obiettivi nazionali di incremento dell’efficienza energetica nell’uso finale di energia. I DM indicano gli obiettivi nazionali di incremento dell’efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica. Non meno del 50% dei valori indicati negli obiettivi deve essere ottenuto attraverso una riduzione dei consumi di energia elettrica. Gli obiettivi di risparmio degli anni successivi al primo quinquennio sono individuati dal MAP di concerto con il MATT, sentita la Conferenza Unificata. Le Regioni, d’intesa con le autonomie locali, devono individuare i rispettivi obiettivi di incremento dell’efficienza energetica degli usi finali di energia e le relative modalità di raggiungimento. Le Regioni possono, inoltre, individuare obiettivi di incremento aggiuntivi rispetto a quelli nazionali. Gli interventi di isolamento degli edifici concorrono al conseguimento degli obiettivi complessivi delle imprese di distribuzione. I distributori di energia conseguono titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) pari alla riduzione dei consumi certificata. Entro 3 mesi il MAP, di concerto con il MATT e sentita la Conferenza Unificata, deve approvare un programma di misure ed interventi su utenze pubbliche individuando le misure e gli interventi tra le Regioni e le Province Autonome.

Sono stati ridotti gli obiettivi complessivi di risparmio energetico cumulati nei 5 anni in carico ai distributori di energia elettrica e gas (da 4,3 Mtep a 3,1 Mtep per l’ energia elettrica, da 3,5 a 2,7 Mtep per il gas) anche se sono mantenuti inalterati gli obiettivi al quinto anno (1,6 Mtep per l’energia elettrica, 1,3 Mtep per il gas)

Sulla base degli indirizzi di programmazione energetico-ambientale regionale, le Regioni possono stipulare accordi con i distributori di energia elettrica e gas, i quali possono individuare soggetti qualificati cui affidare lo svolgimento di attività di valutazione e certificazione ed inoltre coordinare la propria attività con le iniziative che le Regioni intendano assumere in materia di efficienza energetica.

Il programma è finalizzato ad individuare modalità e tipologie di intervento diverse nei vari contesti regionali.

Nella tabella 5.2.1 sono riportate le direttive comunitarie, le leggi nazionali, le normative e le disposizioni regionali in materia di energia.

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 a 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 a 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 5.2.1 - Principali fonti normative nazionali e direttive comunitarie in campo energetico

DIRETTIVE COMUNITARIE

Decisione n. 646/2000/C che adotta un programma pluriennale per promuovere le fonti energetiche rinnovabili nella Comunità (ALTENER 1998-2002)

Direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità

Proposta di decisione del Consiglio riguardante l'approvazione del Protocollo di Kyoto (2002/C 75 E/03

Direttiva 2002/91/CE del 16 dicembre 2002 sul rendimento energetico in edilizia

Direttiva 2003 /54/CE del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni del mercato dell'energia elettrica

Direttiva 2003 /55/CE 26 giugno 2003 relativa a norme comuni del mercato del gas naturale

Direttiva 83/87/CE del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità

Proposta di direttiva COM/2003/0739 dell'8 dicembre 2003 concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici

Direttiva 2004/8/CE dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia

Direttiva 2003/30/CE dell'8 maggio 2003 promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti

Direttiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia.

NORMATIVA NAZIONALE

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)

Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79 Decreto Bersani attuazione della direttiva 96/92/CE Recanti norme per il mercato interno dell'energia

Decreto MICA 11/11/99 (G.U. n. 292 del 14.12.1999) Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili

Delibera CIPE n. 126/99 Approvazione Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili

Delibera CIPE N. 217 21 dicembre 1999 Programma Nazionale per la valorizzazione delle biomasse agricole e forestali

Delibera CIPE n. 27 del 15 febbraio 2000 Programma nazionale biocombustibili (PROBIO)

Decreto Legislativo n. 164 del 23 maggio 2000 Attuazione della direttiva 98/30/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale

Decreto MICA 9 maggio 2001 Approvazione della disciplina del mercato elettrico

Legge 21 dicembre 2001 n. 443 Legge Obiettivo Delega al governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici ed altri interventi per il rilancio delle attività produttive

Delibera CIPE n. 121 12 dicembre 2001 Legge obiettivo progetti infrastrutture energetiche

Legge 9 aprile 2002 n. 55: misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Legge 1 giugno 2002 n. 120 Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto

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.

Delibera CIPE 123/2002: Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra (Legge 120/2002)

Legge 17 aprile 2003, n. 83: disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico.

Disegno di Legge di riordino del settore energetico (n. 3297-B Atti della Camera)

Decreto Legislativo 387 del 29 dicembre 2003 recepimento della direttiva 2001/77/CE relativa alla

produzione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità
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.

Legge 23 agosto 2004, n. 239. Riordino del settore energetico nonché deleghe al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia. Accordo di programma tra GRTN e Conferenza Unificata in merito alla produzione elettrica (bozza 18.03.2004)

Aggiornamento del Piano Nazionale per la Riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra: 2003-2010 (Bozza 7 giugno 2004)

LEGGI SETTORIALI

Decreto del Presidente della Repubblica 21 dicembre 1999, n. 551 in materia di progettazione, installazione, esercizio, manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento del consumo di energia

Delibera AEEG n. 224 6 dicembre 2000 Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 20 kW

Decreto Ministero Ambiente 16 marzo 2001 Programma "Tetti fotovoltaici"

Decreto Ministero Attività Produttive e Ambiente 24 aprile 2001 Individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali

Delibera AEEG 42/02 Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'art. 2, comma 8, del D.Lgs 16 marzo 1999 n. 79

Le leggi che si sono susseguite nascono da un transitorio obbligato nel quale il MAP, in attesa dell'approvazione della legge di riordino del sistema elettrico, cerca di intervenire con interventi di urgenza in merito alla 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 la Legge 239/04 (Legge Marzano) avvii il mercato elettrico.

La Legge 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 decreto legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 (Recepimento della direttiva 2001/77/CE sulla promozione e l'incremento dell'elettricità da fonti rinnovabili nel mercato interno), è 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 5.2.2).

Tabella 5.2.2 - 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 5.2.3 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 legislativo 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 corpusca 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 5.2.3 - 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 L.R. n. 22 del 11/10/2002 Det. Dirig. N DF 2/1762002	Promozione e sviluppo delle fonti rinnovabili Modifiche alla L.R. 80 Leggi Regionali di recepimento del D.Lgs. 112/98 ... miglioramento dei livelli di coibentazione termo-acustica e del contenimento dei consumi energetici Consumi energetici
BASILICATA	L.R. 7	Leggi Regionali di recepimento del D.Lgs. 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.Lgs. 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.Lgs. 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.Lgs. 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 D.G.R. 08.08.2002 N. 930 D.G.R. 01.08.2003 N. 953 Delib. C. R n. 43 2.12.2003	Leggi Regionali di recepimento del D.Lgs. 112/98 Modifica L.R. 18/99 Modifica L.R. 18/99 Adozione piano energetico Linee guida efficienza energetica nel sistema ospedaliero Convenzione Regione ARE per attività supporto Finanziamento e Programma annuale ARE Piano Energetico Regionale
LOMBARDIA	L.R. 5/00 L.R. 27 marzo 2000 n. 17 D.G.R. VI/45881 22/10/1999 D.C.R. VII/0674 3/12/2002 D.d.s. 23 dicembre 2003 n. 22895 L.R. 12 dicembre 2003 n. 26 L.R. 16 febbraio 2004 n.1 D.G.R. 2 luglio 2004 n. 7/18080	Leggi Regionali di recepimento del D.Lgs. 112/98 Risparmio energetico ad uso illuminazione esterna e inquinamento luminoso Individuazione bacini energetici regionali Approvazione della politica energetica regionale Ob. 2 mis. 3.4 Iniziativa per la sostenibilità ambientale della produzione e dell'uso dell'energia Norme in materia gestione energia Contenimento dei consumi energetici negli edifici attraverso la contabilizzazione del calore Indirizzi per la realizzazione del catasto degli impianti termici

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 L.R. n. 20 del 28.10.2003	Leggi Regionali di recepimento del D.Lgs. 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 VIA per impianti eolici Testo unico delle norme in materia industriale, artigiana e dei servizi alla produzione
MOLISE	LR. 34/99, 22/00 L.R. n. 25 del 7/8/2003 L.R. n. 15 del 16/4/2003	Leggi Regionali di recepimento del D.Lgs. 112/98 Norme per l'elaborazione e l'attuazione del piano di gestione dei rifiuti Interventi per la tutela, lo sviluppo e la valorizzazione del territorio montano
PIEMONTE	L.R. 44/00, 5/01 L.R. 31/00 L.R. 23/02 D.G.R. 29/02 D.G.R. n. 8 /9-11047 24/12/2003 D.G.R. n. 63-11101 24/11/2003 D.C.R. n. 351-3642 3/2/2004 D.G.R. N. 23-12920 5/7/2004	Leggi Regionali di recepimento del D.Lgs. 112/98 Inquinamento luminoso e impiego risorse energetiche Procedure di formazione Piano Energetico-Ambientale Aiuti per produzione e utilizzazione FER in agricoltura Progetti utilizzo idrogeno per energia e mobilità Sviluppo e diffusione impianti a basse emissioni e alto rendimento energetico Approvazione Piano Energetico-Ambientale Regionale Criteri e modalità per l'erogazione di contributi per interventi dimostrativi e strategici FER
PUGLIA	L.R. 17-19-24-25/00 L.R. 19/01 D.G.R. 1409/02	Leggi Regionali di recepimento del D.Lgs. 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.Lgs. 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 L.R. 14/02 L.R. 1/04	Leggi Regionali di recepimento del D.Lgs. 112/98 Norme per la gestione integrata dei rifiuti Norme per l'attività edilizia
VAL.D'AOSTA	L.R. 62/93 L.R. 9/98 L.R. 17/98 L.R. 43/98 L.R. 20/00 L.R. 1/02 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 Individuazione funzioni amministrative di competenza della Regione e trasferimento competenze Enti locali 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.Lgs. 112/98 Interventi agroforestali produzione biomasse Bando "Tetti fotovoltaici"

FRIULI V.G.	<p>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</p> <p>L.R. 19 dicembre 2002 n. 30 LR 18/2003</p> <p>L.R. 15/2004</p>	<p>Leggi Regionali di recepimento del D.Lgs. 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 Disposizioni in materia di energia Regolamento concernente modalità e criteri per la concessione di contributi per la riqualificazione di impianti idroelettrici Riordinamento normativo dell'anno 2004 per i settori della protezione civile, ambiente, lavori pubblici, pianificazione territoriale, trasporti ed energia</p>
P.A. BOLZANO	L.P. 4/93	Uso razionale energia, risparmio e fonti rinnovabili
P.A. TRENTO	<p>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</p>	<p>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</p>

5.3 LA 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 Toscana (tabella 5.3.1).

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 5.3.1 - Bilancio di sintesi dell'energia della Toscana nel 2001 (ktep)

Bilancio di sintesi dell'energia della Toscana nel 2001

(ktep - migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio)

Disponibilità e Impieghi	Fonti energetiche*					Totale
	com bustibili solidi	prodotti petroliferi	com bustibili gassosi	rinnovabili	energia elettrica	
Produzione			3	1.614	-	1.617
Saldo in entrata	745	6.262	3.785	9	203	11.004
Saldo in uscita		151		315		465
Variaz. delle scorte	-17	-28			-	-45
Consumo interno lordo	762	6.139	3.788	1.308	203	12.200
Trasformazioni in energia elettrica	-203	-1.833	-998	-1.209	4.242	
<i>di cui: autoproduzione</i>	-	25,40		-19	44	
Consumi/perdite del settore energia	-178	-188	-3	-27	-2.832	-3.050
Bunkeraggi internazionali	-	349	-	-	-	349
Usi non energetici	9,19	345			-	354
<i>Agricoltura e Pesca</i>	-	118	3		18	140
<i>Industria</i>	368	291	1.191	6	828	2.684
<i>di cui: energy intensive</i>	367	174	801	2	495	1.839
<i>Civile</i>	4	362	1.553	66	719	2.705
<i>di cui: Residenziale</i>	4	293	1.094	66	334	1.791
<i>Trasporti</i>	-	2.653	39	-	48	2.740
<i>di cui: Stradali</i>	-	2.564	39	-	-	2.603
Consumi finali	372	3.425	2.787	72	1.613	8.269

Fonte: Enea

*La definizione delle macrofonti energetiche del Bilancio di sintesi non corrispondono a quelle del Bilancio Energetico espanso e sono così definite:

I **Combustibili solidi** comprendono: carbone fossile, lignite, coke da cokeria, prodotti da carbone non energetici e i gas derivati.

I **Prodotti petroliferi** comprendono: olio comb. gasolio, dist. leggeri, benzine, carboturbo, petrolio da riscaldamento, g.p.l., gas residui di raffineria e altri prodotti petroliferi.

I **Combustibili gassosi** comprendono: il gas naturale e il gas d'officina.

Le **Rinnovabili** comprendono le biomasse, il carbone da legna, eolico, solare, fotovoltaico, RSU, produzione idroelettrica, geotermoelettrica, ecc..

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. 295 valori esposti.

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 2001.

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.

La maggior parte delle Regioni consuma più energia di quanta disponibile localmente, in termini di risorse energetiche primarie (tabella 5.3.2). Come si nota la Regione Emilia Romagna ha la maggiore produzione di energia primaria (gas e petrolio). In diverse altre Regioni si producono quantità apprezzabili di fonti energetiche. Il consumo interno lordo comprende le quantità prodotte internamente in ciascuna Regione e le relative importazioni, destinate in parte alle trasformazioni per usi interni e in parte "esportate" verso altre Regioni. I consumi finali sono pertanto nettamente inferiori ai rispettivi consumi lordi, solo in poche Regioni i consumi finali sono inferiori o uguali alla produzione primaria.

Il deficit più rilevante di energia elettrica nel 2003 si registra in Campania con 81,1%, seguita da un insieme di Regioni (Piemonte, Lombardia, Marche, Basilicata) con deficit da 48% a 58% (tabella 5.3.3). Altre Regioni vanno dal 10% al 30%. Le Regioni che hanno notevoli superi e che quindi "provvedono ad esportare" sono la Liguria, il Lazio, la Puglia, la Valle d'Aosta e la provincia di Trento. Il sistema elettrico nazionale appare squilibrato tra le Regioni, con i relativi problemi di perdite di trasmissione. Sarebbe opportuno operare per un graduale riequilibrio tra produzione e richiesta di energia elettrica tra i diversi territori.

Tuttavia rispetto al 2002, nel 2003 si sono avuti notevoli spostamenti, ad esempio la Regione Emilia Romagna diminuisce il deficit dal 48% al 16%, mentre la Toscana è passata dal surplus del 8% al deficit del 12,5%. Ciò a causa sia di mutamenti strutturali che congiunturali.

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 5.3.4 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 (45,8%). 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 5.3.5), 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 (0,3%), 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 il 10,7% 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 "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 (22,8%). 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 (9,8%). 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. La Puglia e l'Umbria presentano il minore peso percentuale, inferiore di molto a quello medio nazionale. 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 32,9%, 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 oltre la metà dei consumi finali complessivi della Regione, in Campania il 43,5%, 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.

Tabella 5.3.2 - Produzione di energia primaria, consumo interno lordo e consumi finali. Anno 2001 (ktep)

Regioni***	Produzione di energia primaria *	Consumo interno lordo di energia	Consumi finali di energia
Piemonte	3.077,4	16.288,0	11.835,5
Valle D'Aosta	676,4	603,7	440,1
Lombardia	3.209,0	35.360,5	24.563,2
Trentino A.A.	2.412,3	3.257,6	2.420,7
Veneto	1.049,2	18.903,0	11.595,5
Friuli V. Giulia	416,3	5.336,3	3.643,2
Liguria	71,4	5.545,7	3.450,5
Emilia Romagna	6.270,6	17.127,4	12.778,5
Toscana	1617,0	12.200,0	8.269,0
Umbria	401,9	3.172,1	2.227,4
Marche	3.217,1	4.187,6	2.886,9
Lazio	389,6	13.171,0	9.711,7
Abruzzo	1.140,9	3.413,1	2.563,9
Molise	246,4	747,5	554,7
Campania	437,0	9.144,0	6.412,0
Puglia	910,2	13.173,2	8.683,9
Basilicata	1.577,0	1.390,0	1.019,0
Calabria	1.639,0	2.701,0	1.899,0
Sicilia	1.193,4	16.148,7	6.983,7
Sardegna	302,7	7.129,0	3.331,1
Italia**	30.309,9	188.980,0	125.268,2

(*) Energia elettrica al netto dei pompaggi

(**) Italia ottenuta come somma dei Bilanci Energetici Regionali

(***) I valori delle serie storiche differiscono da quelli pubblicati nei precedenti volumi del REA per tener conto delle modifiche metodologiche apportate nei Bilanci Energetici Nazionali, che dal 2000 presentano tale valore al netto dei pompaggi

Fonte: ENEA

Tabella 5.3.3 - Superi e deficit di energia elettrica rispetto alla richiesta nelle Regioni (%)

Regioni	1990		2000		2002		2003	
	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit
Valle d' Aosta	196,7		183,2		179,3		154,2	
Piemonte		65,3		42,3		45,3		48,5
Lombardia		34,0		38,0		48,4		47,9
Trentino A. A.	63,4		90,7		51,9		23,4	
Veneto	11,5		3,7		0,2			14,7
Friuli V. Giulia		13,8		27,0		20,3		16,5
Liguria	155,2		42,1		97,5		84,6	
Emilia Romagna		31,5		50,1		47,9		15,9
Toscana		17,2		4,3		7,9		12,5
Umbria		61,0		43,4		50,1		28,0
Marche		88,7		82,5		58,0		58,4
Lazio	27,5		45,4		35,0		27,2	
Abruzzo		75,5		34,7		39,9		34,4
Molise		72,8		15,4		24,1		19,8
Campania		79,7		81,6		82,7		81,1
Puglia	3,4		39,3		58,8		58,1	
Basilicata		76,5		55,1		55,2		51,8
Calabria	72,7		26,6		8,5		46,9	
Sicilia	19,7		16,8		16,0		14,0	
Sardegna		3,8		4,4	7,6		3,9	
Italia		14,7		14,9		16,3		15,9

Fonte: GRTN

Tabella 5.3.4 - Consumi finali d'energia per fonte e per Regione. Anno 2001

Regioni	Comb. solidi	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Energia elett.	Totale	Comb. solidi	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Energia elett.	
	ktep						%					
Piemonte	129,1	4.567,0	4.625,0	355,0	2.159,4	11.835,5	1,1	38,5	39,1	3,0	18,3	
Valle D'Aosta	3,1	265,2	70,7	27,7	73,4	440,1	0,7	60,3	16,1	6,3	16,7	
Lombardia	203,0	9.766,7	9.253,8	217,8	5.122,0	24.563,2	0,8	39,8	37,7	0,9	20,9	
Trentino A. A.	5,0	1.295,6	611,0	41,8	467,3	2.420,7	0,2	53,5	25,2	1,7	19,3	
Veneto	155,7	4.832,7	4.146,9	49,9	2.410,2	11.595,5	1,3	41,7	35,8	0,4	20,8	
Friuli V. Giulia	262,6	1.322,3	1.266,7	30,2	761,4	3.643,2	7,2	36,3	34,8	0,8	20,9	
Liguria	449,9	1.540,8	886,9	48,7	524,2	3.450,5	13,0	44,7	25,7	1,4	15,2	
Emilia Romagna	31,4	4.897,5	5.788,0	35,4	2.026,2	12.778,5	0,2	38,3	45,3	0,3	15,9	
Toscana	371,6	3.424,8	2.787,0	72,0	1.613,4	8.268,8	4,5	41,4	33,7	0,8	19,5	
Umbria	20,0	1.006,4	705,3	21,6	474,0	2.227,4	0,9	45,2	31,7	1,0	21,3	
Marche	13,8	1.401,4	867,7	87,5	516,5	2.886,9	0,5	48,5	30,1	3,0	17,9	
Lazio	32,5	5.750,1	2.021,3	206,8	1.701,0	9.711,7	0,3	59,2	20,8	2,1	17,5	
Abruzzo	2,1	1.206,6	782,9	32,6	539,7	2.563,9	0,1	47,1	30,5	1,3	21,0	
Molise	4,7	269,4	156,7	11,2	112,6	554,7	0,8	48,6	28,3	2,0	20,3	
Campania	21,8	3.675,0	1.365,9	67,0	1.283,3	6.413,0	0,3	57,3	21,3	1,0	20,0	
Puglia	2.220,0	3.524,1	1.580,6	31,7	1.327,5	8.683,9	25,6	40,6	18,2	0,4	15,3	
Basilicata	0,7	448,0	349,9	12,0	208,4	1.018,8	0,1	44,0	34,4	1,1	20,5	
Calabria	0,8	1.242,0	244,2	11,8	398,4	1.897,1	0,0	65,5	12,9	0,6	21,0	
Sicilia	56,4	4.464,3	1.164,6	31,8	1.266,5	6.983,7	0,8	63,9	16,7	0,5	18,1	
Sardegna	6,7	2.454,7	0,0	20,0	849,7	3.331,1	0,2	73,8	0,0	0,5	25,5	
Italia *	3.990,9	57.354,6	38.675,1	1.412,5	23.835,1	125.268,2	3,2	45,8	30,9	1,1	19,0	

(*) ottenuta come somma dei valori regionali; per effetto di arrotondamenti potrebbero esserci delle differenze con i totali dei bilanci di sintesi.

Fonte: ENEA

Tabella 5.3.5 - Consumi finali d'energia per settore economico e per Regione. Anno 2001 (ktep)

Regioni	Agricoltura e pesca	Industria	Residenziale	Terziario	Trasporti	Totale	Agricoltura e pesca	Industria	Residenziale	Terziario	Trasporti
Piemonte	211,0	4.136,0	3.389,0	1.050,0	3.049,0	11.835,5	1,8	34,9	28,6	8,9	25,8
Valle D'Aosta	1,4	87,1	154,6	54,8	142,2	440,1	0,3	19,8	35,1	12,5	32,3
Lombardia	407,3	7.982,1	6.666,5	2.614,9	6.892,4	24.563,2	1,7	32,5	27,1	10,6	28,1
Trentino A. A.	57,3	556,5	705,3	222,8	878,9	2.420,7	2,4	23,0	29,1	9,2	36,3
Veneto	161,4	4.011,6	2.832,6	1.174,7	3.415,2	11.595,5	1,4	34,6	24,4	10,1	29,5
Friuli V. Giulia	203,6	1.622,2	681,3	296,3	839,8	3.643,2	5,6	44,5	18,7	8,1	23,1
Liguria	85,6	856,6	1.018,2	352,4	1.137,6	3.450,5	2,5	24,8	29,5	10,2	33,0
Emilia Romagna	439,3	4.237,2	2.849,5	1.388,0	3.864,6	12.778,5	3,4	33,2	22,3	10,9	30,2
Toscana	140,0	2.683,8	1.791,0	914,0	2.740,0	8.268,8	1,7	32,5	21,6	11,1	33,2
Umbria	58,0	950,8	350,2	163,7	704,7	2.227,4	2,6	42,7	15,7	7,4	31,6
Marche	106,4	693,8	614,9	284,9	1.186,8	2.886,9	3,7	24,0	21,3	9,9	41,1
Lazio	174,9	1.038,9	2.265,2	1.350,4	4.882,4	9.711,7	1,8	10,7	23,3	13,9	50,3
Abruzzo	79,1	780,3	535,3	216,1	953,2	2.563,9	3,1	30,4	20,9	8,4	37,2
Molise	26,9	193,8	94,0	43,6	196,4	554,7	4,8	34,9	16,9	7,9	35,4
Campania	172,0	1.408,8	1.478,2	563,0	2.791,0	6.413,0	2,7	22,0	23,0	8,8	43,5
Puglia	427,8	4.389,8	1.123,9	472,4	2.270,1	8.683,9	4,9	50,6	12,9	5,4	26,1
Basilicata	47,0	394,8	174,0	99,0	304,0	1.018,8	4,6	38,8	17,1	9,7	29,8
Calabria	72,3	232,6	370,3	205,0	1.016,9	1.897,1	3,8	12,3	19,5	10,8	53,6
Sicilia	240,0	2.445,5	1.022,8	528,1	2.747,2	6.983,7	3,4	35,0	14,6	7,6	39,3
Sardegna	102,7	1.319,0	462,0	241,7	1.205,9	3.331,1	3,1	39,6	13,8	7,3	36,2
Italia*	3.213,0	40.021,2	28.578,8	12.235,8	41.218,3	125.268,2	2,6	31,9	22,8	9,8	32,9

(*) ottenuta come somma dei valori regionali

Fonte: ENEA

5.3.3 Indicatori regionali di efficienza energetica

Nella tabella 5.3.6 sono riportate, per ciascuna Regione e per l'Italia nel suo complesso, le intensità energetiche finali (totale ed elettrica) rispetto al Pil 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. Generalmente le Regioni del Mezzogiorno hanno consumi pro-capite più bassi della media nazionale ad esclusione della Puglia e della Sardegna, dove vi sono dei forti consumi in industrie *energy intensive*.

Le intensità energetiche differiscono anche in modo significativo tra le Regioni e dalla media nazionale.

Nel 2001 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.

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

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.

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

Tabella 5.3.6 - Principali indicatori di efficienza energetica regionale. Anno 2001

Regioni	Intensità energetica finale del Pil	Intensità elettrica finale del Pil	Consumi finali pro capite
	(tep/M euro95)	(MWh/M euro95)	(tep/ab)
Piemonte	134,6	283,3	2,8
Valle D'Aosta	149,9	298,0	3,7
Lombardia	116,6	287,6	2,7
Trentino A. A.	108,6	244,7	2,6
Veneto	121,5	244,0	2,6
Friuli V. Giulia	150,8	368,2	3,1
Liguria	109,3	205,3	2,2
Emilia Romagna	140,3	260,2	3,2
Toscana	117,6	272,7	2,4
Umbria	152,4	378,3	2,7
Marche	106,8	245,1	2,0
Lazio	94,9	198,3	1,9
Abruzzo	129,2	319,0	2,0
Molise	119,7	281,3	1,7
Campania	96,4	228,1	1,1
Puglia	178,6	324,6	2,2
Basilicata	131,7	317,5	1,7
Calabria	83,0	204,6	0,9
Sicilia	114,8	294,8	1,4
Sardegna	147,9	493,1	2,0
Italia	121,1	276	2,2

Fonte: elaborazione ENEA da dati di origine diversa

5.4 VALUTAZIONI SETTORIALI IN ATTUAZIONE DELLE POLITICHE DI CONTENIMENTO DEI GAS SERRA

5.4.1 *La situazione al 2001 delle emissioni regionali di CO₂*

Sulla base delle quantità di prodotti trasformati e consumati, ricavati dai bilanci energetici regionali redatti da ENEA e riferiti all'anno 2001, sono state stimate le emissioni di CO₂ per settore e per fonte.

A livello nazionale, da un valore di circa 401 milioni di tonnellate di CO₂ emesse nel 1990, si è passati a 443 milioni nel 2001 (tabella 5.4.1), con un incremento del 10,5%.

Nel 1990 le emissioni di CO₂ provenivano per il 64% da prodotti petroliferi. Nel 2001 è aumentata la quota relativa al gas metano, mentre si è ridotta in modo significativo la quota dei consumi petroliferi e solidi, con le relative emissioni.

Le emissioni di CO₂ sono diverse a livello regionale, 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.

A livello nazionale, nel 2001 la ripartizione delle emissioni di CO₂ per settore (tabella 5.4.1) è del 31,1% dal Termoelettrico, del 17,7% dall'Industria, del 27,4% dai Trasporti, del 16,4% dal Civile.

In sei Regioni (Veneto, Liguria, Lazio, Calabria e Sardegna), la produzione termoelettrica è responsabile delle emissioni per oltre il 40%. In altre, l'incidenza del termoelettrico va dal 8,8% della Campania al 39,5% della Puglia; casi del tutto singolari devono considerarsi il Trentino (2,6%) e la Val d'Aosta (0%) dove l'energia elettrica è prodotta utilizzando unicamente la rilevante fonte idroelettrica, con bilanci elettrici regionali fortemente eccedentari.

Dal settore Trasporti si hanno emissioni per oltre il 40% in 5 Regioni: Val D'Aosta, Trentino, Marche, Abruzzo e Campania.

L'Industria presenta una percentuale massima di emissioni in Basilicata, con il 26,1%. Nelle altre Regioni, ad esclusione del Lazio e della Calabria, sotto al 6%, le percentuali di questo settore di consumo sono comprese tra il 12% della Liguria e il 25% della Puglia. Infine dal settore civile provengono emissioni più modeste, con il terziario compreso tra lo 0,9% della Sicilia ed il 9,9% della Lombardia, ed il residenziale tra i valori minimi del 3,63,7% della Puglia e della Sicilia ed il massimo del 34,6% della Val d'Aosta.

Si rileva che le emissioni di CO₂ associate ai settori di consumo sono quelle relative ai soli consumi di combustibili non essendo state messe in conto le emissioni associate ai consumi elettrici in quanto queste sono considerate settorialmente nella produzione termoelettrica.

Valutazioni più qualitative per le emissioni di CO₂ possono essere fatte con l'ausilio degli indicatori. La tabella 5.4.2 confronta i valori dell'anno 2000 con quelli del 2001 di 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 239,4 tCO₂/M€ della Campania a 1086,8 tCO₂/M€ della Puglia, tali Regioni presentavano anche nell'anno 2000 i due estremi nazionali precisamente con 243,6 tCO₂/M€ per la Campania e 1006,5 tCO₂/M€ per la Puglia. La Puglia rappresenta anche la Regione che ha le più alte intensità energetiche, sia in consumi finali che lordi, come pure risultava per l'anno 2000.

L'indicatore di emissione di CO₂ per abitante, pone la Liguria insieme alla Puglia ad avere il valore più elevato e la Campania il più basso, la stessa situazione si verificava nell'anno 2000.

Rispetto ai consumi interni lordi di energia, le emissioni di CO₂ superano il valore di 3 tCO₂ /tep_{CIL} in Calabria, Lazio, Sicilia, Puglia e Liguria, rispetto all'anno 2000 la Sardegna è passata da un valore superiore alle 3 tCO₂ /tep_{CIL} ad uno inferiore (2,77 tCO₂ /tep_{CIL}).

Si tenga conto che in queste Regioni 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 potrebbero essere programmate e controllate.

Tabelle 5.4.1 - Emissioni regionali di CO₂ per settori. Anno 2001 (Mt)

	Termoelettrico		Trasporti		Residenziale		Terziario		Industria		Settore energia		Agricoltura		Totale settori	
		%		%		%		%		%		%		%		% Italia
Piemonte	3835	12,6	8897	29,3	6585	21,7	1673	5,5	7578	24,9	1472	4,8	369	1,2	30408	6,9
Val d'Aosta	0	0,0	420	42,6	341	34,6	98	9,9	124	12,6	0	0,0	3	0,3	986	0,2
Lombardia	15109	21,9	20324	29,5	14154	20,5	3973	5,8	12725	18,5	1606	2,3	1075	1,6	68965	15,6
Trentino	146	2,6	2546	45,9	1617	29,2	236	4,3	876	15,8	0	0,0	120	2,2	5542	1,3
Veneto	17848	41,0	10069	23,1	5956	13,7	1655	3,8	7085	16,3	573	1,3	318	0,7	43502	9,8
Friuli V.G.	4578	35,7	2464	19,2	1418	11,1	408	3,2	3191	24,9	140	1,1	609	4,8	12808	2,9
Liguria	11611	55,6	3304	15,8	2116	10,1	414	2,0	2509	12,0	680	3,3	261	1,3	20896	4,7
E. Romagna	4888	14,6	11339	33,8	5941	17,7	2247	6,7	7876	23,5	118	0,4	1173	3,5	33582	7,6
Toscana	9340	32,1	8051	27,6	3496	12,0	1293	4,4	5224	17,9	1346	4,6	379	1,3	29128	6,6
Umbria	1732	27,4	2074	32,8	642	10,2	206	3,3	1508	23,9	0	0,0	154	2,4	6317	1,4
Marche	1108	14,8	3476	46,3	1167	15,5	370	4,9	1028	13,7	61	0,8	298	4,0	7508	1,7
Lazio	15750	40,7	14454	37,3	3901	10,1	1678	4,3	1747	4,5	705	1,8	470	1,2	38706	8,7
Abruzzo	1166	16,8	2824	40,7	1261	18,2	245	3,5	1197	17,3	19	0,3	222	3,2	6935	1,6
Molise	487	28,8	584	34,5	154	9,1	38	2,2	364	21,6	0	0,0	63	3,7	1689	0,4
Campania	1402	8,8	8245	51,8	2646	16,6	484	3,0	2579	16,2	78	0,5	477	3,0	15911	3,6
Puglia	20876	39,5	6731	12,7	1935	3,7	513	1,0	13210	25,0	8380	15,9	1187	2,2	52831	11,9
Basilicata	559	20,2	903	32,7	309	11,2	131	4,7	721	26,1	14	0,5	125	4,5	2762	0,6
Calabria	3743	46,1	2982	36,7	517	6,4	169	2,1	477	5,9	52	0,6	188	2,3	8127	1,8
Sicilia	14857	37,3	8196	20,6	1441	3,6	350	0,9	5983	15,0	8372	21,0	628	1,6	39827	9,0
Sardegna	8937	53,7	3612	21,7	872	5,2	245	1,5	2564	15,4	133	0,8	271	1,6	16633	3,8
Italia	137971	31,1	121494	27,4	56469	12,7	16425	3,7	78566	17,7	23748	5,4	8390	1,9	443063	100,0

Fonte: elaborazione ENEA

Tabella 5.4.2 - Indicatori regionali di consumo energetico e di emissioni di CO₂. Anni 2000-2001

REGIONI	Emissioni di CO ₂ (kt)		PIL (M€)		Numero di abitanti		cons.int. lordo* (ktep)		Int.carb.Pil(tCO ₂ /M€)		Emiss.proc.(tCO ₂ /ab)		Int.carb(tCO ₂ /tep _{CIL})	
	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001
Piemonte	31.493	30408	87.439,0	87.885,6	4.287.465	4.289.731	16.024	15.576	360,2	346,0	7,3	7,1	1,97	1,95
Val d'Aosta	941	986	2.807,0	2.936,8	120.343	120.589	586	604	335,1	335,8	7,8	8,2	1,61	1,63
Lombardia	68.427	68965	206.489,2	210.608,2	9.065.440	9.121.714	33.293	33.833	331,4	327,5	7,5	7,6	2,06	2,04
Trentino	5.468	5542	22.024,5	22.285,6	936.256	943.123	3.177	3.258	248,2	248,7	5,8	5,9	1,72	1,70
Veneto	45.514	43502	94.392,4	95.465,5	4.511.714	4.540.853	15.825	16.177	482,2	455,7	10,1	9,6	2,88	2,69
Friuli V.G.	12.234	12808	23.841,7	24.161,7	1.185.172	1.188.594	4.880	5.030	513,1	530,1	10,3	10,8	2,51	2,55
Liguria	19.210	20896	30.709,4	31.578,2	1.625.870	1.621.016	5.012	4.593	625,5	661,7	11,8	12,9	3,83	4,55
E. Romagna	34.021	33582	89.756,8	91.075,9	3.981.146	4.008.663	15.765	16.215	379,0	368,7	8,5	8,4	2,16	2,07
Toscana	29.009	29128	69.004,9	70.252,7	3.536.392	3.547.604	11.441	11.497	420,4	414,6	8,2	8,2	2,54	2,53
Umbria	6.432	6317	14.399,5	14.612,6	835.488	840.482	3.058	3.060	446,7	432,3	7,7	7,5	2,10	2,06
Marche	7.538	7508	26.480,7	27.031,6	1.460.989	1.469.195	4.351	3.849	284,7	277,7	5,2	5,1	1,73	1,95
Lazio	39.593	38706	99.905,4	102.374,7	5.264.077	5.302.302	12.476	12.476	396,3	378,1	7,5	7,3	3,17	3,10
Abruzzo	6.486	6935	19.546,2	19.840,3	1.279.016	1.281.283	3.280	3.280	331,8	349,5	5,1	5,4	1,98	2,11
Molise	1.714	1689	4.497,8	4.633,4	327.987	327.177	763	763	381,0	364,5	5,2	5,2	2,25	2,21
Campania	15.781	15911	64.779,2	66.457,5	5.780.958	5.782.244	8.772	8.772	243,6	239,4	2,7	2,8	1,80	1,81
Puglia	48.414	52831	48.103,2	48.610,9	4.085.239	4.086.608	12.342	12.342	1006,5	1086,8	11,9	12,9	3,92	4,28
Basilicata	2.741	2762	7.765,2	7.731,9	606.183	604.807	1.385	1.385	352,9	357,2	4,5	4,6	1,98	1,99
Calabria	7.515	8127	22.310,4	22.863,6	2.050.478	2.043.288	2.680	2.680	336,8	355,5	3,7	4,0	2,80	3,03
Sicilia	39.464	39827	59.252,0	60.815,6	5.087.794	5.076.700	12.570	12.570	666,0	654,9	7,8	7,8	3,14	3,17
Sardegna	18.772	16633	21.805,1	22.507,6	1.651.888	1.648.044	6.012	6.012	860,9	739,0	11,4	10,1	3,12	2,77
Italia	440.767	443063	1.015.309,5	1.033.729,6	57.679.895	57.844.017	173.692	173.972	434,1	428,6	7,6	7,7	2,54	2,55

*CIL, al netto di bunkeraggi ed usi non energetici

Fonte: elaborazione ENEA da dati di origine diversa

5.4.2 Il settore della produzione elettrica

5.4.2.1 Attuazione della delibera CIPE 123/2002 e aggiornamento del Piano di azione Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra (PNR)

L'aggiornamento del PNR ha evidenziato che nel settore elettrico il forte aumento della domanda manifestatosi negli ultimi anni rende necessario adottare ipotesi di tassi di crescita dei consumi più sostenute, prossimi al 3% contro il 2% ipotizzato nel Piano approvato dalla delibera CIPE 123/2002.

A tale aumento della domanda dovrà corrispondere necessariamente un aumento della produzione di energia elettrica.

L'attuale impostazione del PNR si basa decisamente su un forte ricorso ai meccanismi di Kyoto da attivare nei paesi in via di sviluppo puntando per questa strada anche ad una occasione di rilancio dell'industria italiana: il Governo italiano ha stabilito di ricorrere ai meccanismi di Kyoto, cioè i programmi internazionali *Joint Implementation (JI)* e *Clean Development Mechanism (CDM)*, per almeno il 50% del suo sforzo di riduzione (stimabile pari a 132,7 Mt CO₂).

D'altro lato in questo modo potrebbero non essere affrontati adeguatamente alla radice le cause interne dell'alto livello di emissioni di CO₂ in particolare nel settore dei trasporti ma anche in quello della produzione elettrica dove non si va molto oltre la previsione di cicli combinati a gas in sostituzione dei vecchi gruppi ad olio combustibile, un moderato sviluppo delle fonti rinnovabili ed una riproposizione del carbone non ben definita in termini di innovazione tecnologica ai fini di una avanzata efficienza e di una adeguata accettabilità ambientale.

Il confronto operato tra gli obiettivi previsti nella delibera 123/02 e nella sua recente revisione operata con il nuovo PNR evidenzia che nel settore termoelettrico, a differenza degli altri settori, risulta una previsione al 2010 di emissioni di CO₂ nello scenario di riferimento maggiore di quella relativa allo scenario tendenziale (tabelle 5.4.3 e 5.4.4).

Tabella 5.4.3 - Emissioni di CO₂ dagli usi energetici

MtCO ₂	1990	2010 Kyoto*	2010 tendenziale	2010 riferimento	Ulteriore divario
CIPE 123	416	389	476.5	437	48
Revisione 2004	409	382	515	473	91

Tabella 5.4.4 - Emissioni di CO₂ dal settore termoelettrico

MtCO ₂	1990	2010 Kyoto*	2010 tendenziale	2010 riferimento	Ulteriore divario
CIPE 123	125	117	150	124	7
Revisione 2004	118	110	160	162	52

*valori calcolati applicando al particolare settore e per le sole emissioni di CO_t l'obiettivo del raggiungimento al 2010 di un livello pari al 93,5% dei corrispondenti livelli verificatisi nel 1990.

5.4.2.2 Caratterizzazione dei sistemi elettrici regionali

Nella tabella 5.4.5 sono riportati i dati più significativi della domanda e dell'offerta di energia elettrica verificatisi nelle Regioni italiane nell'anno 2002.

La richiesta di potenza alla punta è calcolata per tutte le Regioni sulla base di 5.900 ore di utilizzazione della potenza alla punta, risultanti dalla richiesta di quasi 52.600 MW verificatisi il 12 dicembre 2002.

Dalla tabella si può rilevare come complessivamente il livello di effettiva disponibilità del parco elettrico nazionale sia tale che, considerando l'apporto dell'importazione pari a circa 6500 MW, solo il 60% della potenza efficiente netta è risultato disponibile alla richiesta di punta.

Nella tabella 5.4.6 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 2002.

A livello nazionale si rileva che dal 1990 al 2002:

- la potenza efficiente lorda è passata da 39.116 a 56.995 MW, con un incremento del 45,7%;
- le ore equivalenti/anno di funzionamento nel termoelettrico a potenza efficiente sono diminuite, passando da 4.496 a 4041;
- l'emissione specifica media è diminuita da 725 a 635 gCO₂/kWh.

Nelle figure 5.4.1 e 5.4.2 sono riportate le produzioni termoelettriche e le relative emissioni di CO₂ nelle varie Regioni per gli anni 1990, 2000 e 2002. Tali valori collimano con le valutazioni CIPE per il 1990 e con quelle 2000 per il settore termoelettrico.

Tabella 5.4.5 - Situazione dei fabbisogni regionali alla punta. Anno 2002

	Richiesta potenza alla punta *	Produzione netta al consumo (GWh)	Potenza da produzione	Potenza da import distribuito	Potenza da import interconnesso	Da produzione + import distribuita	Da produzione + importazione interconnessa	Fabb./surplus con import distribuito	Fabb./surplus con import interconnesso
Piemonte	4587	14798	2626	566	2567	3192	5193	-1395	606
Valle D'Aosta	177	2910	516	22	421	538	938	362	761
Lombardia	10788	32850	5830	1331	2477	7161	8307	-3627	-2481
Trento e Bolzano	1020	9142	1622	126		1748	1622	728	603
Veneto	5139	30391	5393	634	230	6028	5623	889	485
Friuli V.G.	1667	7837	1391	206	664	1597	2055	-71	388
Liguria	1175	13688	2429	145	140	2574	2570	1399	1395
Emilia Romagna	4405	13543	2404	544		2947	2404	-1458	-2001
Toscana	3536	19221	3411	436		3848	3411	312	-125
Umbria	1008	2965	526	124		650	526	-357	-482
Marche	1266	3136	557	156		713	557	-553	-709
Lazio	3732	29730	5276	461		5737	5276	2005	1544
Abruzzo	1136	4029	715	140		855	715	-281	-421
Molise	253	1132	201	31		232	201	-21	-52
Campania	2867	2923	519	354		872	519	-1994	-2348
Puglia	2949	27627	4903	364		5267	4903	2318	1954
Basilicata	472	1248	222	58		280	222	-192	-250
Calabria	968	6196	1100	119		1219	1100	251	131
Sicilia	3469	23742	4214	428		4642	4214	1173	745
Sardegna	2052	13023	2311	253		2564	2311	512	259
ITALIA	52665	260129	46165	6500	6500	52665	52665	0	0

N.B.: i dati di Toscana e Lazio sono al netto della geotermia

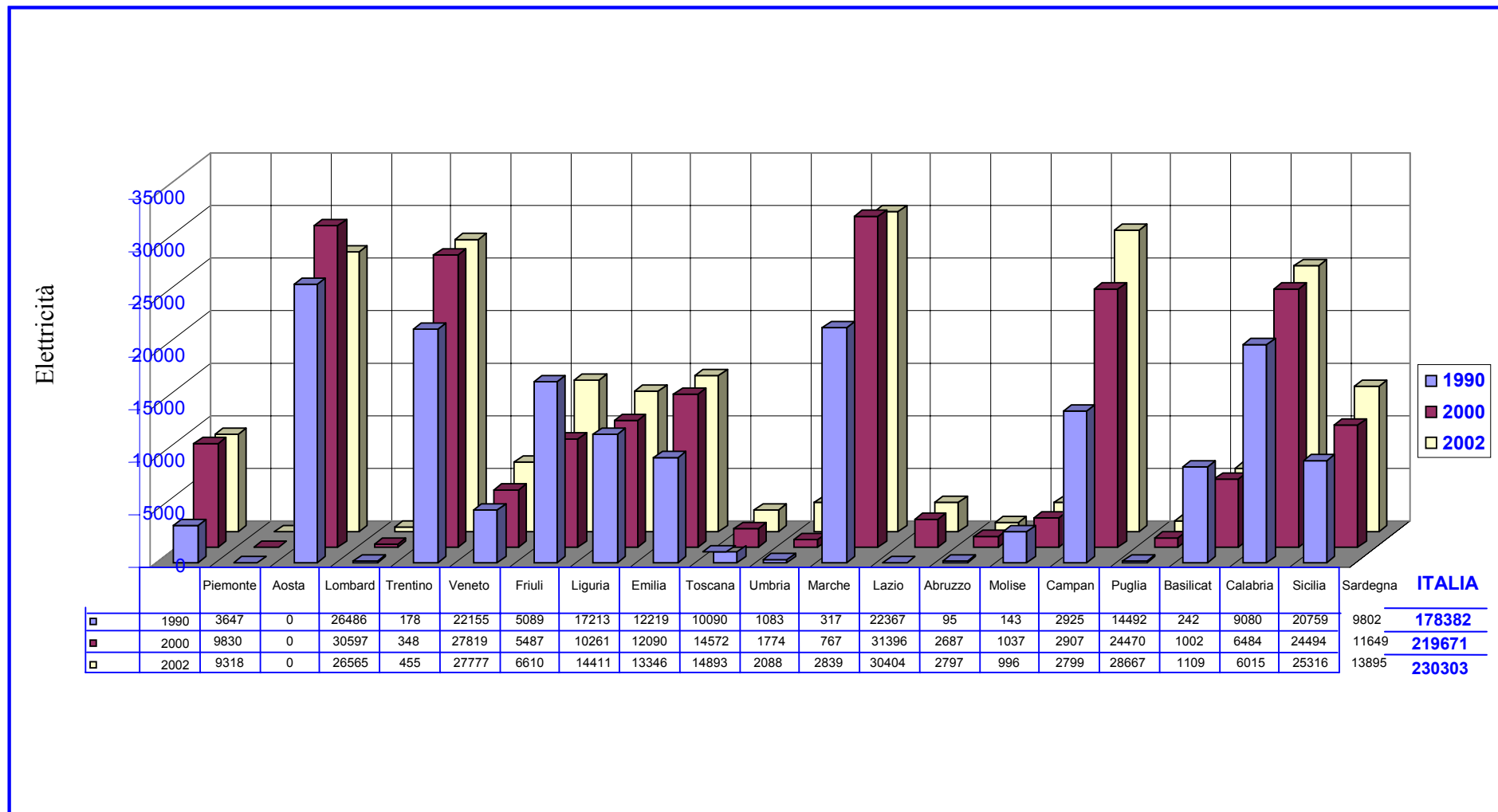
Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

Tabella 5.4.6 - Struttura e indicatori della produzione elettrica nelle Regioni. Anno 2002											
Regioni	P.eff. lorda tot.	P.eff. lorda CTE	Prod. lorda totale	Prod. termoeel.	Prod. lorda FER	Emissioni CO ₂	funzion. a pot.eff. termoeel.	prod. FER / consumo en.elettrica	CO ₂ su termoeel.	CO ₂ su prod. totale	CO ₂ evitata da prod. FER
	MW	MW	GWh	GWh	GWh	kt	ore	%	gr/KWh	gr/KWh	kt
Piemonte	5621	2384	17852	9318	8534	3945	3909	31,5	423	221	5421
Val d'Aosta	846	1	2951	0	2951	0	0	283,3	-	0	1875
Lombardia	13548	7892	38500	26565	11935	14175	3366	18,8	534	368	7582
Trentino	3116	89	9552	455	9097	171	5136	151,2	377	18	5779
Veneto	6637	5559	31774	27777	3997	18666	4997	13,2	672	587	2539
Friuli V.G.	1892	1433	8268	6610	1658	5218	4613	16,9	789	631	1053
Liguria	3711	3639	14630	14411	219	12508	3960	3,2	868	855	139
E. Romagna	5156	4542	14725	13346	1378	6534	2939	5,3	490	444	876
Toscana	4261	3276	20218	14893	5325	9248	4546	25,5	621	457	3382
Umbria	1085	576	3136	2088	1048	1701	3628	17,6	815	543	665
Marche	836	620	3176	2839	337	1529	4577	4,5	539	481	214
Lazio	8375	7946	31111	30404	707	17292	3826	3,2	569	556	449
Abruzzo	1596	487	4367	2797	1570	1158	5748	23,4	414	265	997
Molise	623	513	1179	996	183	483	1942	12,2	485	410	116
Campania	3111	1513	5001	2799	2202	1369	1850	13,0	489	274	1399
Puglia	5890	5676	29700	28667	1033	23702	5051	5,9	827	798	656
Basilicata	458	269	1306	1109	197	566	4131	7,1	510	433	125
Calabria	2592	1874	6548	6015	533	2868	3210	9,3	477	438	339
Sicilia	6000	5245	25987	25316	671	15045	4827	3,3	594	579	426
Sardegna	3972	3464	14422	13895	528	10112	4011	4,4	728	701	335
Italia	79325	56995	284401	230300	54102	146291	4041	17,4	635	514	34366

N.B.: i dati di Toscana e Lazio sono al netto della geotermia

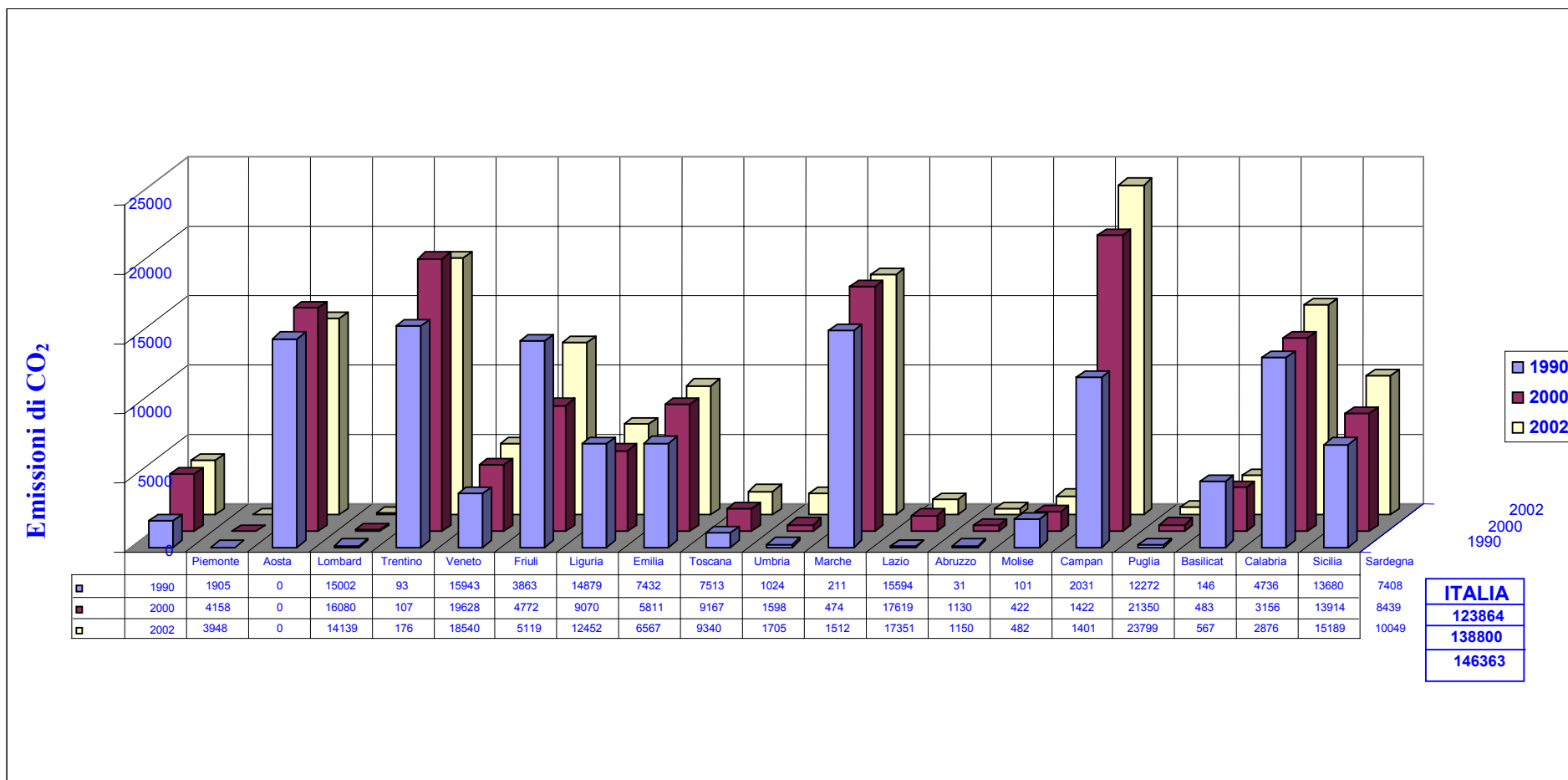
Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

Figura 5.4.1 - Produzioni termoelettriche. Anni 1990, 2000 e 2002 (GWh)



Fonte: GRTN

Figura 5.4.2 - Emissioni di CO₂ nella produzione termoelettrica. Anni 1990, 2000 e 2002 (kt)



Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

5.4.2.3 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.

Previsione della domanda al 2012

Per la previsione della richiesta di energia elettrica al 2012 si ipotizza nel periodo di riferimento 2002-2012 un tasso di crescita medio annuo pari a quello verificatosi negli ultimi sei anni consuntivati dal 1996 al 2002.

Questo modello previsionale, che dà luogo ad un tasso medio annuo a livello nazionale pari al 3,03%, è però applicato come risultante di dinamiche regionali differenziate così come esse si sono effettivamente verificate nel periodo 1996-2002.

L’assunzione di tali ipotesi, peraltro molto semplificate, è stata operata sia per adottare un tasso di crescita sostanzialmente in linea con la previsione del GRTN che per introdurre d’altra parte nelle valutazioni le specifiche dinamiche regionali verificatesi negli ultimi anni.

La tabella 5.4.7 riporta i bilanci al 2012 in termini di previsioni di richiesta di potenza alla punta nelle due ipotesi di importazione distribuita su tutte le Regioni oppure solo sulle Regioni interconnesse e considerando invariata la struttura della produzione elettrica.

In questa tabella la richiesta di potenza alla punta al 2012 è valutata, coerentemente con le indicazioni del GRTN, sulla base di 5717 ore di utilizzazione per tener conto, con una sovrastima conservativa, della richiesta alla punta in condizioni di inverno rigido ed estate torrida.

Copertura dei fabbisogni con le nuove centrali previste al 2012

Nella tabella 5.4.7 vengono riprese le due colonne della tabella 5.4.8 relative alla potenza che al 2012 verrebbe richiesta ai sistemi produttivi regionali per far fronte alle punte nei due casi di importazione considerata distribuita tra tutte le Regioni (proporzionalmente alla richiesta d'energia) e di importazione ripartita nelle sole Regioni interconnesse.

Da questi valori di fabbisogno per ogni Regione vengono poi sottratte le potenze elettriche corrispondenti a:

- le centrali che, in arresto di lunga durata nel 2002, saranno di nuovo in esercizio nel 2012;
- le centrali autorizzate e già cantierate;
- i progetti di centrale già autorizzate dal MAP.

I valori di fabbisogno regionale risultanti da questa operazione danno luogo ad un surplus complessivo nazionale di oltre 6700 MW (quindi superiore alla attuale quota di importazione)

Il surplus nazionale rispetto alle previsioni della richiesta di potenza al 2012 sale ad oltre 8800 MW se si considera l'apporto degli ulteriori impianti per i cui progetti alla data del 1° di settembre 2004 risultano già emessi dal MATT i decreti di valutazione di impatto ambientale.

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 direttiva 2004/8/CE dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e la bozza di decreto per promuovere la realizzazione di progetti pilota a rapida cantierabilità nel settore della piccola cogenerazione diffusa che il Ministero dell'Ambiente ha predisposto con una assegnazione finanziaria di 37.500.000 euro, nell'ambito delle misure per la riduzione delle emissioni di gas serra previste nella legge 120/02)

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 5.4.7 - Previsioni nei fabbisogni di potenza al 2012 (senza nuovi impianti) (MW)

Regioni	Richiesta potenza alla punta**	Potenza da import distribuito	Richiesta alla produz. import distribuito	Potenza da import interconnesso	Richiesta alla produz. import interconnesso	Potenza da produzione 2002	Deficit potenza con import distrib.	Deficit potenza con import interconnesso
Piemonte	5643	516	5126	2567	3076	2626	-2500	-450
Valle D'Aosta	238	22	217	421	-183	516	300	699
Lombardia	14700	1346	13354	2477	12223	5830	-7524	-6393
Trento e Bolzano	1454	133	1321		1454	1622	302	169
Veneto	7226	661	6565	230	6996	5393	-1171	-1603
Friuli V.G.	2390	219	2171	664	1726	1391	-780	-335
Liguria	1368	125	1243	140	1227	2429	1186	1202
Emilia Romagna	6320	578	5741		6320	2404	-3338	-3916
Toscana	4829	442	4387		4829	3411	-976	-1418
Umbria	1369	125	1243		1369	526	-717	-843
Marche	1938	177	1761		1938	557	-1204	-1381
Lazio	4850	444	4406		4850	5276	870	426
Abruzzo	1642	150	1491		1642	715	-776	-927
Molise	406	37	369		406	201	-168	-205
Campania	3540	324	3216		3540	519	-2698	-3022
Puglia	3928	360	3569		3928	4903	1334	975
Basilicata	694	63	630		694	222	-409	-472
Calabria	1106	101	1005		1106	1100	95	-7
Sicilia	4706	431	4275		4706	4214	-62	-492
Sardegna	2667	244	2423		2667	2311	-112	-356
ITALIA	71013	6500	64513	6500	64513	46165	-18348	-18348
** la potenza alla punta è calcolata su 5717 ore								

Fonte: elaborazione ENEA su dati GRN

Tabella 5.4.8 - Copertura dei fabbisogni di potenza al 2012 con le previsioni per le nuove centrali

	Potenza da produzione 2002	Potenza richiesta con import.distr.	Potenza richiesta con import.intercon.	Centrali in rientro per arresti lunga durata	Autorizzate con cantiere aperto	Centrali autorizzate	Surplus 2012 import.distr.	Surplus 2012 import.intercon.	Ulteriori centrali con decreto VIA*	Surplus finale import.distr.	Surplus finale import.intercon.
Piemonte	2626	5126	3076		1690	250	-560	1490		-560	1490
Valle D'Aosta	516	217	-183				300	699		300	699
Lombardia	5830	13354	12223	1200	2860		-3464	-2333	190	-3274	-2143
Trento e Bolzano	1622	1321	1454				302	169		302	169
Veneto	5393	6565	6996			400	-771	-1203		-771	-1203
Friuli V.G.	1391	2171	1726		800		20	465		20	465
Liguria	2429	1243	1227	600		150	1936	1952		1936	1952
Emilia Romagna	2404	5741	6320		2375	940	-23	-601		-23	-601
Toscana	3411	4387	4829	300		400	-276	-718	390	114	-328
Umbria	526	1243	1369		380		-337	-463		-337	-463
Marche	557	1761	1938				-1204	-1381		-1204	-1381
Lazio	5276	4406	4850	380	200		1450	1006	750	2200	1756
Abruzzo	715	1491	1642			760	-16	-167		-16	-167
Molise	201	369	406		750		582	545		582	545
Campania	519	3216	3540			1980	-718	-1042		-718	-1042
Puglia	4903	3569	3928	900	360	2310	4904	4545		4904	4545
Basilicata	222	630	694				-409	-472	750	341	278
Calabria	1100	1005	1106	400	800	3200	4495	4393		4495	4393
Sicilia	4214	4275	4706	600			538	108		538	108
Sardegna	2311	2423	2667		150		38	-206		38	-206
ITALIA	46165	64513	64513	4380	10365	10390	6787	6787	2080	8867	8867

* si tratta dei progetti di centrale per i quali alla data del 1° settembre 2004 risultano emessi dal MATT i decreti VIA ma non ancora i decreti di autorizzazione dal MAP

5.4.3 *La promozione dell'efficienza energetica*

Nella G.U. del 1 settembre 2004 sono stati pubblicati i nuovi decreti per la promozione dell'efficienza energetica finalizzati alla emanazione dei "Titoli di Efficienza" che abrogano i precedenti del 24 aprile 2001.

DECRETO 20 luglio 2004, pag. 10

Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

DECRETO 20 luglio 2004, pag. 19

Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il decreto per i distributori di gas metano (ex art. 16 decreto legislativo 164/2000) stabilisce gli obiettivi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili (che devono essere conseguiti, in prima applicazione, dalle imprese di distribuzione di gas naturale che forniscono non meno di 100.000 clienti finali.

Gli obiettivi di risparmio fissati sono ottenuti attraverso misure e interventi che comportano una riduzione dei consumi di energia primaria secondo le seguenti quantità e cadenze:

- a) 0,10 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2005;
- b) 0,20 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2006;
- c) 0,40 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2007;
- d) 0,70 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2008;
- e) 1,30 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2009.

Relativamente ai programmi per gli usi efficienti, i nuovi decreti sull'efficienza energetica costituiscono un impegno importante per le Regioni.

Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, le Regioni e le Province Autonome, nel quadro degli obiettivi e delle modalità di conseguimento previsti dal presente decreto, sentiti gli organismi di raccordo Regioni-Autonomie locali e tenuto conto delle connesse risorse economiche aggiuntive, determinano con provvedimenti di programmazione regionale i rispettivi obiettivi di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili e le relative modalità di raggiungimento, nel cui rispetto operano le imprese di distribuzione.

In sede di Conferenza Unificata è verificata annualmente la coerenza degli obiettivi regionali con quelli nazionali e sono individuate le azioni correttive eventualmente necessarie. Resta ferma la facoltà delle Regioni e delle Province Autonome di individuare propri obiettivi di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, aggiuntivi rispetto a quelli nazionali, e di stabilire le modalità per il relativo conseguimento.

Tenuto conto degli indirizzi di programmazione energetico-ambientale regionale e locale, le imprese di distribuzione soggette agli obblighi di cui al presente decreto formulano il piano annuale delle iniziative volte a conseguire il raggiungimento degli obiettivi specifici ad essi assegnati e lo trasmettono alle Regioni o Province Autonome interessate.

Sentite le Regioni e le Province Autonome, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas predispone e pubblica linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione consuntiva dei progetti e le modalità di rilascio dei titoli di efficienza energetica.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas delibera gli atti di indirizzo ai quali devono conformarsi le attività di valutazione e certificazione della riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguita dai progetti sulla base delle tipologie di intervento ammesse, ivi inclusi i necessari controlli a campione, e può individuare uno o più soggetti ai quali affidare lo svolgimento di tali attività. L'Autorità coordina la propria attività con le eventuali iniziative che le Regioni e le Province Autonome intendano assumere in materia di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili. In particolare, successivamente al 2005, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas stabilisce la data dalla quale, su richiesta delle Regioni e delle Province Autonome, le attività di valutazione e certificazione della riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguita dai progetti in ciascun contesto regionale, ivi inclusi i necessari controlli a campione, possono essere svolte, nel rispetto degli atti di indirizzo di cui al comma 1, direttamente dalle stesse Regioni e Province Autonome, anche attraverso soggetti da esse controllati.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas predisponde e pubblica annualmente un rapporto sull'attività eseguita e sui progetti che sono realizzati nell'ambito del presente decreto, ivi inclusa la localizzazione territoriale.

Al fine di consentire allo Stato e alle Regioni e Province Autonome il monitoraggio delle azioni attuate, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio provvede all'inserimento dei dati del rapporto di cui al comma 3 nel "Sistema cartografico di riferimento" previsto dall'Accordo fra Stato e Regioni del 30 dicembre 1998 e successive modifiche.

Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, d'intesa con la Conferenza Unificata, è approvato un programma di misure e interventi su utenze energetiche la cui titolarità è di organismi pubblici, unitamente ai criteri per la relativa attuazione e alla distribuzione delle misure e degli interventi tra le Regioni e le Province Autonome. Il programma è finalizzato, tra l'altro, a individuare le modalità e le condizioni per l'effettuazione di diverse tipologie di intervento nei vari contesti regionali.

Il programma e i relativi criteri di attuazione sono trasmessi dal Ministero delle Attività Produttive alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, che provvede alla ripartizione tra le Regioni e le Province Autonome delle risorse per la relativa esecuzione; le risorse finanziarie sono destinate alla effettuazione di diagnosi energetiche e alla progettazione esecutiva delle misure e degli interventi definiti nel programma nonché all'esecuzione di campagne informative e di sensibilizzazione a supporto del risparmio energetico e dello sviluppo delle fonti rinnovabili. 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 0,1 Mtep del 2005 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, oltre 20 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.

Risulta evidente l'importanza per entrambi i soggetti (Regioni e Aziende distributrici) di realizzare un'intesa, un accordo di programma per la convergenza delle rispettive azioni agli obiettivi comuni.

Nella tabella 5.4.9 è stata operata a titolo indicativo una ripartizione regionale degli obiettivi dei due decreti, quantificati in tep ed anche in emissioni di CO₂ evitate, ipotizzando una ripartizione degli obiettivi in proporzione ai quantitativi totali di energia elettrica e gas territorialmente distribuiti.

Tabella 5.4.9 - Stima degli effetti attesi a livello regionale dall'attuazione dei decreti per l'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: elaborazione ENEA							

5.5 L'ENERGIA NEI 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 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 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.

5.5.2 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.

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.

5.5.3 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).

5.5.4 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.

Nella tabella 5.5.1 si riassume il quadro finanziario della Misura 1.2 del PON-ATAS.

Tabella 5.5.1 - Piano finanziario della Misura 1.2 del PON-ATAS

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%

5.5.5 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, Crotona 0,96 milioni di euro, Vibo Valentia 2,1 milioni di euro, Reggio Calabria 5,7 milioni di euro.

È stato avviato dalla Regione nel 2003 un programma d’interventi, denominato «Il Sole in cento scuole», il cui obiettivo principale è la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili e di risparmio energetico nelle scuole elementari e medie della Calabria.

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 impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica, di potenza nominale non superiore a 20 kW, da installare in complessi edilizi destinati all'attività produttiva della sede della società, ovvero in strutture dell'unità locale o in siti di cui si 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.

La tabella 5.5.2 riassume i dati finanziari relativi alle misure energetiche dell'Obiettivo 1.

Tabella 5.5.2 - 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.

5.5.6 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 dei 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 tre bandi, il primo (Aiuti alle imprese per investimenti a finalità ambientali) nel settembre 2002, il secondo e il terzo (Ottimizzazione del sistema energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili) rispettivamente nel gennaio 2003 e nel marzo 2004.

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 edifici di proprietà pubblica o utilizzati dalla pubblica amministrazione per lo 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 in programma 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.

La tabella 5.5.3 riassume i dati finanziari relativi alle misure in campo energetico nei DOCUP dell'obiettivo 2.

Tabella 5.5.3 - 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

5.6 PROGRAMMI MINISTERIALI SULLE FONTI RINNOVABILI

5.6.1 Programma "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; l'altro sottoprogramma (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 in conto capitale previsto 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 (tabella 5.6.1).

Tabella 5.6.1 - Finanziamenti del sottoprogramma Regioni per la realizzazione di impianti fotovoltaici (M€)

	MATT	Regione	Totale
Abruzzo	0,45	0,19	0,65
Basilicata	0,22	0,10	0,32
Calabria	0,75	0,32	1,08
Campania	2,05	0,88	2,93
Emilia R.	1,42	0,77	2,20
Friuli V.G.	0,44	0,19	0,62
Lazio	1,87	0,80	2,67
Liguria	0,61	0,26	0,87
Lombardia	3,22	1,38	4,60
Marche	0,52	0,22	0,74
Molise	0,12	0,05	0,17
Piemonte	1,57	0,67	2,24
Puglia	1,47	0,52	1,98
Sardegna	0,60	0,26	0,86
Sicilia	1,81	0,77	2,58
Toscana	1,28	0,93	2,21
Umbria	0,30	0,13	0,42
Valle d'Aosta	0,04	0,02	0,06
Veneto	1,59	0,69	2,28
Prov. A. Bolzano	0,16	0,07	0,23
Prov. A. Trento	0,16	0,07	0,23
Totale	20,66	9,29	29,95

Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT

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%. La ripartizione delle risorse tra le Regioni è indicata nella tabella 5.6.2. 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). La ripartizione delle risorse tra le Regioni è indicata nella tabella 5.6.3. In tabella 5.6.4 sono riportati gli impianti il cui finanziamento è stato approvato dal MATT.

Tabella 5.6.2 – Finanziamenti di impianti fotovoltaici da parte del sottoprogramma Regioni in seguito ai rifinanziamenti da parte del MATT (M€)

Regioni	Decreto MATT GU n. 199 del 26/08/2002	Decreto MATT GU n. 223 del 25/09/2003
Abruzzo	0,31	0,23
Basilicata	0,15	0,11
Calabria	0,51	0,38
Campania	1,38	1,03
Emilia R.	0,96	0,71
Friuli V.G.	0,29	0,22
Lazio	1,26	0,94
Liguria	0,41	0,31
Lombardia	2,17	1,61
Marche	0,35	0,26
Molise	0,08	0,06
Piemonte	1,05	0,78
Puglia	0,99	0,73
Sardegna	0,40	0,30
Sicilia	1,22	0,90
Toscana	0,86	0,64
Umbria	0,20	0,15
Valle d'Aosta	0,03	0,02
Veneto	1,07	0,80
Prov. A. Bolzano	0,11	0,08
Prov. A. Trento	0,11	0,08
Totale	13,89	10,34

Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT

Tabella 5.6.3 - Rifinanziamento del sottoprogramma Soggetti Pubblici per la realizzazione di impianti fotovoltaici (M€)

Regioni	MATT
Abruzzo	0,22
Basilicata	0,44
Calabria	1,33
Campania	1,44
Emilia R.	0,67
Friuli V.G.	0,24
Lazio	0,82
Liguria	0,45
Lombardia	0,29
Molise	0,05
Piemonte	0,11
Puglia	1,06
Sardegna	0,22
Sicilia	0,42
Toscana	0,76
Valle d'Aosta	0,03
Veneto	0,95
Prov. A. Bolzano	0,05
Totale	9,55

Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT

Tabella 5.6.4 - Impianti fotovoltaici approvati al finanziamento del MATT nell'ambito del sottoprogramma rivolto ai Soggetti Pubblici

Regione	N. impianti	Potenza (kW)
Abruzzo	17	244
Basilicata	11	162
Calabria	33	504
Campania	49	795
Emilia R.	58	513
Friuli V.G.	6	107
Lazio	68	415
Liguria	13	187
Lombardia	20	248
Marche	3	58
Molise	1	20
Piemonte	16	220
Puglia	26	447
Sardegna	5	81
Sicilia	53	352
Toscana	50	627
Valle d'Aosta	1	11
Veneto	26	321
Prov. A. Bolzano	2	16
Totale	458	5.328

Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT

5.6.2 Programma "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. Sono inoltre impegnati 2,5 miliardi di 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.

Il programma "Solare termico" è stato varato con il decreto n. 100 del 2000 del Ministero dell'Ambiente, e modificato parzialmente, per quanto riguarda la natura dei soggetti ammessi al finanziamento, con il decreto direttoriale 10 settembre 2001 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 15 dicembre 2001, n. 291.

Le tipologie di intervento sono quelle relative ad impianti per la produzione di acqua calda sanitaria per edifici, impianti sportivi, per riscaldamento acqua piscine e per riscaldamento ambienti tramite pannelli radianti, aventi una superficie captante netta non inferiore a 20 m². Tale superficie potrà essere raggiunta dalla somma di più impianti singoli a condizione che la superficie minima degli stessi sia pari a 6 m^q.

Gli interventi sono finanziati con un contributo massimo del 30%. È richiesta la sottoscrizione da parte dell'installatore di un contratto "Garanzia del risultato solare". Il sistema di monitoraggio è a carico del MATT nella misura massima del 10% del costo di investimento ammesso.

La tabella 5.6.5 riepiloga i progetti finanziati dal Ministero dell'Ambiente nell'ambito del programma "Solare termico" per Enti pubblici ed Aziende del Gas.

Il decreto direttoriale 972 del 21 dicembre 2001 ha avviato il Programma "Solare termico: bandi regionali", finalizzato all'incentivazione in conto capitale, nella misura massima del 30%, di sistemi solari termici per la produzione di calore a bassa temperatura, destinato ai soggetti pubblici e privati selezionati da bandi pubblici, in corso di emissione, a cura delle Regioni e delle Province Autonome.

Con il decreto 24 luglio 2002 del MATT, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 30 settembre 2001, è stata effettuata una ripartizione, secondo il numero degli abitanti, come riportato in tabella 5.6.6, delle risorse finanziarie tra le Regioni e le Province Autonome che hanno aderito al programma "Solare termico - bandi regionali". Le Regioni e Province Autonome concorrono al Programma con un cofinanziamento pari al 50%.

La Regione Lombardia non riceve finanziamenti nell'ambito del programma "Solare termico - bandi regionali", in quanto in base all'accordo di programma Regione Lombardia-Ministero dell'Ambiente, ha percepito dallo stesso Ministero 2 miliardi di lire per finanziare, con contributi del 30%, l'installazione di collettori solari termici da parte di soggetti privati. La Regione Lombardia partecipa all'iniziativa con altri 2 miliardi di lire.

Tabella 5.6.5 - Progetti approvati al finanziamento del programma “Solare termico” per Enti pubblici ed Aziende del Gas

Regione	N. Progetti approvati
Abruzzo	5
Basilicata	4
Calabria	
Campania	17
Emilia R.	14
Friuli V.G.	1
Lazio	15
Liguria	2
Lombardia	
Marche	4
Molise	
Piemonte	8
Puglia	4
Sardegna	
Sicilia	7
Toscana	9
Trentino Alto Adige	
Umbria	
Valle d’Aosta	1
Veneto	2

Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT

Tabella 5.6.6 - Ripartizione delle risorse tra le Regioni del programma “Solare termico: bandi regionali”

Regione	Risorse (euro)
Abruzzo	219.371
Basilicata	107.226
Calabria	363.589
Campania	988.844
Emilia R.	533.418
Friuli V.G.	210.346
Lazio	902.802
Liguria	294.405
Lombardia	
Marche	251.011
Molise	58.116
Piemonte	755.658
Puglia	708.119
Sardegna	289.481
Sicilia	872.245
Toscana	619.963
Prov. A. Bolzano	77.366
Prov. A. Trento	79.007
Umbria	142.582
Valle d’Aosta	20.362
Veneto	769.398
Totale	8.263.310

Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT

5.6.3 Fonti rinnovabili: riepilogo degli interventi regionali

Tutte le Regioni italiane hanno attivato iniziative nel campo delle fonti energetiche rinnovabili (FER), mediante tre principali linee di intervento.

La prima si realizza attraverso i programmi “Tetti fotovoltaici”, “Solare termico” e “Isole Minori” in attuazione dei decreti del Ministero dell’Ambiente emanati a partire dal 2000.

La seconda opera attraverso le misure specifiche previste all’interno dei Programmi Operativi Regionali (POR) finanziati con i Fondi Strutturali del Quadro Comunitario di sostegno 2000-2006 dell’Unione Europea. La terza utilizza i fondi previsti dalla Legge 448 del 1998 (*Carbon Tax*).

Le Regioni operano anche attraverso iniziative autonome promosse nell’ambito di Leggi e Delibere Regionali e nei Piani Energetici Regionali, dove sono fatte valutazioni delle potenzialità, dell’impatto e dei benefici ambientali nonché degli investimenti necessari e dell’apporto all’offerta locale.

Tutte le Regioni hanno aderito al sottoprogramma riservato ai soggetti pubblici del programma ministeriale “Tetti fotovoltaici” con l’esclusione di Marche, Umbria e Provincia di Trento. Nei dati riportati di seguito, per quanto riguarda tale programma, il riferimento è al sottoprogramma Regioni. Per quanto riguarda il solare termico di seguito sono riportate le situazioni relative al programma “Solare termico – bandi regionali”.

Sono delineati nel seguito gli assi portanti della politica di intervento delle singole Regioni e Province Autonome nel settore delle rinnovabili.

Abruzzo. Gli interventi nel settore delle FER riguardano soprattutto la partecipazione ai programmi “Tetti fotovoltaici” e “Solare termico” del Ministero Ambiente e Tutela del Territorio. Nell’ambito del programma “Tetti fotovoltaici” sono stati emessi due bandi nel dicembre 2001 e nel febbraio 2003, mentre nell’ambito del programma “Solare termico” è stato pubblicato un bando nel settembre del 2003. Precedentemente, nel 1998, era stata emanata la legge n. 80: “Norme per la promozione e lo sviluppo e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e del risparmio energetico”, successivamente modificata con la Legge Regionale n. 84 del 1999.

La produzione di energia elettrica da FER nella Regione è stata al 2002 di 1406,4 GWh, derivante quasi esclusivamente da impianti idroelettrici (89,3%), con una piccola produzione anche da impianti eolici (10,7%).

Basilicata. gli interventi per le FER riguardano i Fondi Strutturali e il programma “Tetti fotovoltaici”. Nel 2001 la Regione ha emesso un bando per la concessione di contributi per il fotovoltaico; un altro bando per lo stesso motivo è stato emesso nel 2003. Il bando relativo al programma “Solare termico” è stato emesso a luglio 2004.

Il PEAR (Piano Energetico-Ambientale Regionale) del 2000 valuta le potenzialità di tutte le FER, compresi i rifiuti solidi urbani.

Nel maggio 2002 è stato emesso un bando, nell’ambito del POR, per la concessione dei contributi per le FER e il risparmio energetico.

Nel 2002 la produzione di energia elettrica da FER nella Regione è pari a 214,3 GWh, ottenuta da impianti idroelettrici (45,1%), da impianti eolici (46,8%) e da impianti a biomasse (8,2%).

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 31/12/2003 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 456,3 GWh/a.

Calabria. Gli interventi sui fondi strutturali per le FER sono parte della misura 1.11 (Energie pulite e reti energetiche) del POR. Le Province hanno emesso i Bandi per la richiesta

di contributi. Nel 2003 è stato avviato il Programma di interventi «Il Sole in cento scuole» e relativo bando finanziato dal POR.

La Regione ha partecipato al programma “Tetti fotovoltaici” con un Bando del 2001. Nel luglio del 2004 la Regione ha emesso un ulteriore bando per la concessioni di contributi sia nell’ambito del programma “Tetti fotovoltaici” che in quello “Solare termico”.

Nel PEAR recentemente approvato sono stati inseriti una serie di obiettivi. La portata degli obiettivi individuati porterebbe al risparmio del 6% di combustibili fossili in ingresso alle centrali elettriche tradizionali.

La produzione elettrica da fonti rinnovabili nella Regione è stata nel 2002 pari 761,3 GWh, di cui 69,9% idroelettrica, 30% da biomasse. Da segnalare il forte aumento di produzione di energia elettrica da biomasse che dagli 80,2 GWh del 2001 passa nel 2002 a 228,4 GWh.

Secondo i dati GRTN degli impianti a FER qualificati, risultano in progetto, al 31/12/2003, impianti eolici aventi una producibilità di 1029,2 GWh/a e impianti a biomasse o rifiuti aventi una producibilità di 282,8 GWh/a.

Campania. Gli interventi nel settore delle fonti rinnovabili riguardano la partecipazione al programma “Tetti fotovoltaici” e l’utilizzo dei fondi derivanti dalla “Carbon Tax”. In relazione con la misura 1.12 del POR, è stato emesso da parte della Regione Campania un bando di sostegno alla realizzazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Il bando relativo al programma “Tetti fotovoltaici” è stato emesso nel gennaio del 2002. Mentre nel marzo 2003 sono stati assegnati i contributi derivanti dalla “Carbon Tax” relativi a diversi interventi, tra cui quelli destinati alle fonti rinnovabili.

Relativamente alla normativa in materia di energia, in data 15/11/2001 la Giunta Regionale con delibera n. 6148 ha approvato le procedure ed indirizzi per l’installazione di impianti eolici sul territorio della Regione Campania.

In data 25/11/2002 è stata pubblicata sul Bollettino Ufficiale Regionale la delibera n. 4818 “Approvazione delle linee guida in materia di politica regionale e di sviluppo sostenibile nel settore energetico. Il PEAR, in corso di approvazione, contiene molti impegni per lo sviluppo delle FER.

La produzione di energia elettrica da FER nel 2002 è stata di 875,7 GWh ottenuta da impianti idroelettrici (38,4%), eolici (53,7%), biomasse (7,6%) e Fotovoltaici (0,3%).

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 31/12/2003 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 394,8 GWh/a.

Molise. Gli interventi nel settore FER riguardano soprattutto la partecipazione ai programmi “Tetti fotovoltaici” e “Solare termico”.

La legge regionale del 1999 in applicazione del decreto legislativo 112/98, assegna funzioni e compiti della Regione e delle Province in materia di energia.

Per i “Tetti fotovoltaici” sono stati emessi due appositi bandi uno nel 2001 e l’altro nel 2003. Nella bozza di PEAR elaborato dalla Regione sono state fatte valutazioni sulle potenzialità di sviluppo delle FER. Per il programma “Solare termico” la Regione ha emesso un bando nel 2003.

Al 2002 la produzione di energia elettrica da FER è pari a 255,3 GWh, di cui da impianti idroelettrici il (49,9%), eolici (21,7%) e la quota rimanente da biomasse (28,4%).

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 31/12/2003 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 278,4 GWh/a.

Sardegna. Anche in questa Regione gli interventi per le FER riguardano la partecipazione al programma “Tetti fotovoltaici”, con la pubblicazione di un bando nel 2001 e

un altro nel luglio 2004 e la partecipazione al programma “Solare termico”, con l’emissione di un bando nel luglio 2004.

Nel 2002 per il solare termico la Regione ha emesso un bando con finanziamenti “Carbon Tax”.

Il PEAR già approvato contiene valutazioni ed obiettivi relativi allo sviluppo delle FER.

La produzione di energia elettrica da FER è stata nel 2002 pari a 227,7 GWh da impianti eolici per il 44,9%, idroelettrici per il 32,3%, da biomasse per il 22,7%, e fotovoltaici per il resto.

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 31/12/2003 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 790,9 GWh/a.

Lazio. Gli interventi nel settore delle fonti rinnovabili riguardano i fondi strutturali e la partecipazione ai programmi “Tetti fotovoltaici” e “Solare termico” del Ministero dell’Ambiente. In relazione con la misura 1.3 (Produzione di fonti energetiche rinnovabili) del Documento Unico di Programmazione (DOCUP), è stato emesso da parte della Regione Lazio un bando di sostegno alla realizzazione di interventi per la produzione di energia da fonti rinnovabili e per l’uso razionale dell’energia. Il bando relativo al programma “Tetti fotovoltaici” è stato emesso nel settembre del 2001, mentre gli incentivi della Regione Lazio per l’anno 2003-2004 prevedono il rifinanziamento degli interventi già risultati ammissibili nel Bando 2001

La Regione ha inoltre emesso un bando nell’ambito del programma “Solare termico” nel 2003.

La delibera del Consiglio regionale del Lazio del 14/02/2001 n. 45 ha approvato il PEAR, nel quale sono definiti obiettivi per lo sviluppo delle FER.

Nel 2002 la produzione di energia elettrica da FER è pari a 880,6 GWh, soprattutto idroelettrica (80,2%) e la restante parte da biomasse.

Puglia. È stato attivato il programma “Tetti fotovoltaici” con un bando nel 2001 e un altro nel 2003. La Regione ha inoltre emesso nel 2004 un bando nell’ambito del programma “Solare termico”.

Con delibera della Giunta del 2002 è stato approvato uno studio per il PEAR, dove sono fatte valutazioni per lo sviluppo delle FER.

La produzione di energia elettrica da FER nel 2002 è stata di 636,3 GWh con il 75,9% di eolico e il resto da biomasse.

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 31/12/2003 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 1800 GWh/a.

Sicilia. Gli interventi nel settore delle fonti rinnovabili riguardano i Fondi Strutturali, la partecipazione al programma “Tetti fotovoltaici” del MATT e la stipula di un Accordo di Programma Quadro per l’Energia tra il MATT e la Regione Sicilia.

Con riferimento alla misura 1.17 (Diversificazione della produzione energetica) del Programma Operativo Regionale, è stato emesso da parte della Regione Sicilia un bando per la richiesta e l’erogazione del contributo per la realizzazione di interventi finalizzati alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il bando relativo al programma “Tetti fotovoltaici” è stato emesso nel ottobre del 2002.

Nel settembre del 1999 è stata approvata un’Intesa di Programma tra lo Stato e la Regione. Tra i diversi settori di intervento è presente quello dell’energia, per il quale si è realizzato un apposito Accordo di Programma Quadro. Tale Accordo di Programma, del maggio 2002, prevede interventi volti all’autoproduzione energetica da risorse rinnovabili.

Nel 2002 l'energia elettrica prodotta da FER è stata pari a 103,6 GWh, di cui 45,5 da impianti idroelettrici, 30,7 da impianti eolici 27,2 da biomasse, ed il resto da impianti fotovoltaici.

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 31/12/2003 impianti eolici qualificati aventi una producibilità di 3008 GWh/a.

Emilia Romagna. La Regione ha aderito al programma "Tetti fotovoltaici" con due bandi emessi nel 2001 e nel 2004. La Regione ha aderito anche al programma "Solare termico", il cui bando è in corso di emissione.

Nel 2001 la Regione ha approvato il DGR: Piano regionale di azione in materia di uso razionale dell'energia, risparmio energetico, valorizzazione delle FER e limitazione dei gas serra. La Regione ha approvato inoltre il PEAR pubblicato sul BUR nel gennaio 2003, in cui sono stabiliti obiettivi per le FER e per l'abbattimento delle emissioni inquinanti.

Nel 2002 la produzione di energia elettrica da FER è stata di 1435,5 GWh. La produzione maggiore è idroelettrica (per circa due terzi), il resto da biomasse.

Secondo i dati GRTN risultano in progetto al 31/12/2003 impianti qualificati a biomasse o rifiuti aventi una producibilità di 279,7 GWh/a.

Friuli Venezia Giulia. La Regione ha dedicato particolare attenzione alla minidraulica e alle biomasse. Sono state approvate dalla Regione numerose delibere di Giunta a favore dello sviluppo delle FER ed una legge quadro sull'energia. La Regione ha aderito alla proposta del MATT di cofinanziamento del Programma "Tetti fotovoltaici" e del Programma "Solare termico".

Sono stati attivati inoltre i programmi dei Fondi Strutturali per la valorizzazione delle fonti energetiche rinnovabili.

La Regione ha recentemente approvato nel maggio 2003 una bozza di PEAR in attuazione della L.R. del novembre 2002, in cui sono definiti studi di valutazione delle potenzialità delle centrali idroelettriche e degli impianti di biomasse e rifiuti.

Nel 2002 la produzione di energia elettrica da FER nella Regione è di 1691,4 GWh, di cui solo 46 GWh da biomasse ed il resto idroelettrica.

Liguria. La Regione nel 2002 ha approvato una legge per regolare i compiti di Regione ed Enti locali in materia di ambiente, difesa del suolo ed energia. La Regione ha aderito ai Programmi ministeriali "Tetti fotovoltaici" e "Solare termico" ed inoltre ha attivato le misure per le FER previste nei Fondi Strutturali.

La Regione ha approvato il PEAR, con delibera del Consiglio Regionale, nel dicembre 2003, dove sono state fatte le valutazioni sulle potenzialità delle FER.

Nel 2002 in Regione la produzione elettrica da FER è stata di 240,8 GWh, di cui 22,4 da biomasse, solo 3 eolica e la restante parte idroelettrica.

Lombardia. La Regione ha attivato i programmi ministeriali relativi alle FER: per i "Tetti fotovoltaici" sono stati emanati i relativi Bandi; anche per il "Solare termico" è stato emanato un apposito bando. Inoltre la Regione ha attivato i programmi dei Fondi Strutturali per le FER.

Con fondi provenienti dalla "Carbon Tax", la Regione ha emanato un bando, nel gennaio 2004, con il fine di promuovere azioni di supporto economico per l'acquisizione di impianti e tecnologie a carattere innovativo e dimostrativo per la produzione di energia da fonti rinnovabili e per l'uso razionale della stessa.

Il PEAR della Regione contiene un dettagliato quadro di valutazione per le FER sia delle potenzialità delle singole fonti sia degli investimenti effettuati dal 1984 al 2000, valutate in circa 2500 miliardi di vecchie lire.

Nel 2002 la produzione di energia elettrica da FER in Regione è stata pari a 10406,1 GWh, di cui 1251,6 da biomasse e la restante parte idroelettrica.

Marche. La Regione ha emanato dal 2000 al 2003 diverse deliberazioni a favore dello sviluppo delle FER. L'ultima di queste di marzo 2003 prevede la ripartizione dei fondi nel bilancio di previsione 2003 della Regione per incentivare il risparmio energetico e le FER.

Per i "Tetti fotovoltaici" la Regione non ha partecipato al rifinanziamento del sottoprogramma riservato ai soggetti pubblici mentre per il sottoprogramma Regioni ha emesso gli appositi bandi.

La Regione ha aderito al programma ministeriale "Solare termico".

Il PEAR della Regione è in corso di elaborazione.

Nel 2002 la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 362,4 GWh, di cui 25,7 da biomasse e la restante parte idroelettrica.

Piemonte. La Regione ha sviluppato molte iniziative in campo energetico sia nel settore del risparmio energetico che delle FER. Il DGR del luglio 2002 contiene il programma regionale di applicazione delle norme per la concessione dei contributi a favore della produzione e utilizzazione delle FER nel settore agricolo. La Regione ha aderito ed avviato i programmi ministeriali "Tetti fotovoltaici" e "Solare termico" emettendo gli appositi bandi.

La Regione ha emesso nel luglio 2004 un bando per il finanziamento di interventi dimostrativi nel campo delle FER e del risparmio energetico.

Il PEAR, approvato dalla GR nel 2002, contiene valutazioni sulle potenzialità delle FER, in particolare per le biomasse ed una attenzione allo sviluppo del solare termico.

Nel 2002 la produzione di energia elettrica da FER è stata pari a 6749,4 GWh, di cui 133,6 GWh da biomasse e la restante parte idroelettrica.

Toscana. La Regione promosso ed attivato diversi programmi regionali e locali per lo sviluppo delle FER. In particolare con la delibera di ottobre 2001 vengono definiti gli accordi volontari settoriali per lo sviluppo dell'energia solare termica e fotovoltaica con l'assegnazione di fondi alle province con le Agenzie per l'energia.

La Regione ha aderito ai programmi ministeriali "Tetti fotovoltaici" e "Solare termico".

Gli accordi volontari sono stati definiti anche per l'utilizzo delle biomasse legnose di origine agricola o forestale a fini energetici. La Regione ha anche attivato i programmi relativi ai Fondi Strutturali, emettendo appositi bandi, l'ultimo dei quali è stato emesso nel marzo 2004 incentivando le FER e il risparmio energetico.

Il PEAR era stato approvato da Consiglio Regionale nel gennaio del 2000, con un dettagliato programma di sviluppo delle FER, inclusi la geotermia e l'eolico.

Nel 2002 l'energia elettrica prodotta da FER nella Regione, è stata pari a 5519 GWh, di cui 4662,3 GWh da geotermia, 196,2 da biomasse, 657,1 idroelettrica e solo 3,4 eolica.

Umbria. La Regione ha varato la legge di riordino delle funzioni del sistema regionale e locale in attuazione del decreto legislativo n. 112/98.

La Regione nel 2001 ha emesso il bando nell'ambito del Programma "Tetti fotovoltaici", mentre nel 2003 ha emanato un avviso pubblico per l'assegnazione di contributi in conto capitale destinati alla realizzazione di interventi per l'utilizzo delle biomasse e dell'energia solare sia termica che fotovoltaica, utilizzando i fondi derivanti dai programmi "Solare termico" e "Tetti fotovoltaici" e altri fondi regionali.

Nel marzo del 2004 è stato approvato dalla Giunta Regionale il PEAR, che pone grande attenzione al tema del risparmio energetico ed all'implementazione dell'uso delle fonti rinnovabili di energia.

Nel 2002 l'energia elettrica prodotta da FER è pari a 1071,7 GWh, di cui 64,1 da biomasse, 3,4 eolica e la restante parte idroelettrica.

Veneto. La Regione ha emesso la Legge Regionale del dicembre 2000 per la pianificazione energetica, l'incentivazione del risparmio energetico e lo sviluppo delle FER. Ha inoltre emanato nel 2003 la legge per interventi agro-forestali per la produzione di biomasse.

La Regione ha emesso un bando nel 2001 nell'ambito del programma ministeriale "Tetti fotovoltaici" e in seguito al rifinanziamento dell'iniziativa ha destinato i fondi per le richieste non soddisfatte dello stesso bando 2001. Per quanto riguarda il programma "Solare termico", il bando è stato pubblicato nel 2003. Inoltre ha avviato i programmi relativi ai Fondi strutturali.

Il PEAR che è in corso di definizione, contiene valutazioni sulle potenzialità delle FER.

Nel 2002 la produzione di energia elettrica da FER è pari a 4234,6 GWh, di cui 322,4 da biomasse e la restante parte idroelettrica.

Val d'Aosta. La Regione già dal 1993 aveva emanato norme in materia di risparmio energetico e sviluppo delle FER.

La Regione ha emesso nel 2001 un bando nell'ambito del programma ministeriale "Tetti fotovoltaici" e un altro nel 2003 del programma "Solare termico".

Il PEAR che è stato approvato ad aprile 2003, contiene diverse misure di contenimento dei consumi energetici e sviluppo delle FER.

Nel 2002 la produzione di energia elettrica da FER ammonta a 2951,4 GWh, tutti di origine idrica.

Provincia Autonoma di Bolzano. La Provincia ha attivato norme per lo sviluppo delle FER già dal 1993. Ha aderito al programma "Tetti fotovoltaici", emanando un proprio bando nel 2001 e un altro nel dicembre 2003.

Il Piano energetico che è stato approvato dalla Giunta nel 1997, contiene gli indirizzi e le linee di intervento anche per le FER. La Provincia è tuttavia da tempo all'avanguardia nello sviluppo delle FER, come è dimostrato dal numero dei collettori solari per abitanti. Risultati eccellenti si hanno anche per le biomasse.

Provincia Autonoma di Trento. La Provincia risulta da molto tempo attiva nel campo della promozione delle FER, in particolare per la minidraulica e per le biomasse.

Per il 2003 è stata emanata una deliberazione dalla GP, "Provvedimento per il risparmio energetico e l'utilizzazione di fonti alternative di energia", con i criteri per l'ammissione delle domande di contributi. Nell'ambito di tale iniziativa rientrano i fondi relativi al programma "Tetti fotovoltaici". La Provincia ha anche attivato programmi per le FER nell'ambito dei Fondi Strutturali. Il PEAR del 1998 è in corso di aggiornamento.

La produzione di energia elettrica da FER nel 2002 nelle Province Autonome di Trento e di Bolzano, nel 2002 è stato pari a 8989,2 GWh, di cui 74 da biomasse e la restante parte idroelettrica.

La tabella 5.6.7 riassume la situazione della produzione di energia elettrica da impianti di fonti rinnovabili nelle varie Regioni italiane.

Tabella 5.6.7 - Produzione lorda di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili in Italia nel 2002 (GWh)

Regioni	Idrica	Eolico	Fotovoltaico	Geotermia	Biomasse	Totale	Quota rispetto al totale FER Italia	Quota rispetto alla produzione regionale totale	Quota rispetto alla richiesta regionale totale	Emissione CO ₂ evitata (kt)
Piemonte	6.615,8	0,1			133,6	6.749,5	13,8%	37,8%	24,9%	4.725
Valle d'Aosta	2.951,4					2.951,4	6,0%	100,0%	283,3%	2.066
Lombardia	9.154,5				1.251,6	10.406,1	21,2%	27,0%	16,3%	7.284
Trentino Alto Adige	8.915,2				74	8.989,2	18,3%	94,1%	149,4%	6.292
Veneto	3.912,2				322,4	4.234,6	8,6%	13,3%	14,0%	2.964
Friuli Venezia Giulia	1.645,2				46,2	1.691,4	3,5%	20,5%	17,2%	1.184
Liguria	215,4	3,0			22,4	240,8	0,5%	1,6%	3,5%	169
Emilia Romagna	938,3	1,4			495,8	1.435,5	2,9%	9,7%	5,5%	1.005
Toscana	657,1	3,4		4.662,3	196,2	5519	11,3%	27,3%	26,5%	2.465
Umbria	1.004,2	3,4			64,1	1.071,7	2,2%	34,2%	18,0%	750
Marche	336,7				25,7	362,4	0,7%	11,4%	4,9%	254
Lazio	705,9	1,3			173,4	880,6	1,8%	2,8%	4,0%	616
Abruzzo	1.255,5	149,9	1			1.406,4	2,9%	32,2%	21,0%	984
Molise	127,4	55,3			72,6	255,3	0,5%	21,7%	17,1%	179
Campania	336,6	470,6	2,3		66,2	875,7	1,8%	17,5%	5,2%	613
Puglia		482,8			153,5	636,3	1,3%	2,1%	3,7%	445
Basilicata	96,6	100,2			17,5	214,3	0,4%	16,4%	7,7%	150
Calabria	532,3	0,2	0,4		228,4	761,3	1,6%	11,6%	13,3%	533
Sicilia	45,5	30,7	0,2		27,2	103,6	0,2%	0,4%	0,5%	73
Sardegna	73,6	102,2	0,1		51,8	227,7	0,5%	1,6%	1,9%	159
Totale	39.519,4	1.404,2	4,1	4.662,3	3.422,6	49.012,5	100,0%	17,2%	15,8%	32.910

Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

5.7 PIANIFICAZIONE ENERGETICO-AMBIENTALE REGIONALE E LOCALE

5.7.1 Situazione attuale

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 5.7.1. In undici ambiti regionali e nelle due Province Autonome i Piani sono stati approvati dalle rispettive Giunte o anche dai Consigli Regionali, mentre in molte altre Regioni sono in corso attività per la stesura del PEAR o l'aggiornamento di Piani precedenti.

Tabella 5.7.1 - Stato di definizione dei Piani Energetico-Ambientali Regionali. Settembre 2004

Regione/Provincia Autonoma	Stato di attuazione
Valle d'Aosta	Approvato con delibera del Consiglio Regionale nel 2003
Piemonte	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2004
Lombardia	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2003
P. A. Trento	Approvato dalla Giunta Provinciale nel 1998
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 dalla Giunta Regionale nel 2004
Emilia Romagna	Approvato dalla Giunta Regionale nel dicembre 2002
Toscana	Approvato dal Consiglio Regionale nel gennaio 2000
Umbria	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2004
Marche	In fase di progettazione
Lazio	Approvato dal Consiglio Regionale nel febbraio 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 ad ottobre 2000
Calabria	Approvato dalla Giunta Regionale nel dicembre 2002
Sicilia	In fase di definizione
Sardegna	Aggiornato e approvato dalla Giunta Regionale nel maggio 2003

Fonte: elaborazione ENEA su informazioni regionali

I Piani Energetico-Ambientali Regionali elaborati hanno lo scopo di costituire lo strumento programmatico delle Regioni per dare luogo alle politiche energetico ambientali decise dalle stesse, dai loro organi istituzionali ed esecutivi. La necessità di dotarsi dei PEAR, oltre che essere stabilita dalla legge 10/91 e dal decreto 112/98, 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 prefiggeva 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" (abbattimento al 2010-2012 delle emissioni di CO₂ a livelli inferiori del 6,5% rispetto a quelli del 1990).

Il Protocollo è stato per diverse Regioni un punto di riferimento per perseguire lo sviluppo sostenibile. Nei Piani Energetico-Ambientali definiti come strumenti quadro flessibili, sono programmate 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.

Sulla base dello schema utilizzato nella delibera 137/98 del CIPE nella quantificazione degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ da processi di combustione, si possono focalizzare gli elementi reali 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 stato concepito dalle Regioni come il principale strumento attraverso il quale si 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 è attuata anche per "regolare" ed indirizzare la realizzazione degli interventi determinati principalmente dal mercato libero dell'energia (D.Lgs 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.

I Piani realizzati sono guidati 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.

I Piani contengono le misure relative al sistema di offerta e di domanda dell'energia. Relativamente all'offerta nei Piani sono generalmente 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 costituisce 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.

In diversi casi i Piani hanno carattere di trasversalità rispetto agli altri Piani economici settoriali e territoriali della Regione, sia per la valutazione della domanda, che per l'individuazione dell'offerta, la quale è legata, per vari aspetti, alle caratteristiche tipologiche e territoriali della stessa utenza. I bacini di domanda e offerta sono individuati contemporaneamente sul territorio (casi tipici sono il teleriscaldamento, la cogenerazione industriale e per grandi servizi pubblici). Inoltre sono considerate 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. I Piani Energetico-Ambientali costituiscono uno dei punti di riferimento per le altre programmazioni.

I PEAR hanno generalmente carattere aperto e scorrevole in quanto devono 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.

In molti casi i PEAR sono stati definiti utilizzando il metodo della concertazione, sia orizzontalmente sul territorio che verticalmente con soggetti economici (imprese, operatori energetici, consumatori). La concertazione tra Regioni, Province e Comuni è stata ed è ancora un processo necessario, sulla base della ripartizione dei compiti già stabiliti nel D.Lgs 112/98.

Inoltre in alcuni casi si è operato 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 ha recepito le diverse esigenze, portando elementi di unitarietà nel territorio, dove si esercita congiuntamente l'azione di pianificazione regionale, provinciale e comunale, ciascuna secondo i precisi mandati del D.Lgs 112/98.

La concertazione con soggetti economici e sociali si è resa 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 ha tenuto conto, recepito ed utilizzato 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 è avviato un processo che potrà essere ripetuto per gli anni successivi dalle Amministrazioni regionali e locali.

5.7.2 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.

Va fatta innanzitutto una prima grande distinzione tra "Documento di studio per il Piano" e "Piano Energetico-Ambientale" vero e proprio.

5.7.2.1 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, frai 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.
- b) Quadro valutativo dei possibili interventi energetici nella Regione, fra 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 messa 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, fra 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.

5.7.2.2 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 sono stati oggetto, in alcuni casi, 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 sono ricorsi ad azioni di supporto: la funzione istituzionale dell'ENEA, da un lato, e lo sviluppo di agenzie energetiche regionali e locali, dall'altro, hanno svolto questi compiti. L'ENEA mediante 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 hanno acquisito capacità di progettazione adeguate, in grado di supportare le strategie di sviluppo locale.

In definitiva, punto fondamentale di snodo nel processo di decentramento in campo energetico-ambientale è l'affermarsi di una prassi programmatoria regionale, esplicitatesi attraverso un Piano Energetico Regionale pienamente integrato nel Piano Regionale di Sviluppo e collegato alle altre pianificazioni settoriali in una ottica di sviluppo sostenibile.

L'ENEA è intervenuto 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, 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.

5.7.3 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 dodici anni di distanza, risulta che 35 città (il 28% di quelle obbligate) hanno predisposto il Piano Energetico, anche se la popolazione complessivamente coinvolta (intorno a 8 milioni di abitanti) rappresenta il 38% 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, Bologna, Brescia, Catanzaro, Cremona, Grosseto, Lecce, Lucca, Macerata, Mantova, Milano, Modena, Pesaro-Urbino, Reggio Calabria, Sassari, Siena, Torino, Trento), hanno ritenuto opportuno dotarsi di questo strumento di programmazione. Altre Province hanno avviato programmi e progetti in campo energetico-ambientale al fine di dotarsi di documenti di piano a livello provinciale. Fra questi si possono citare le Province di Catania, Cosenza, Campobasso, Chieti, Viterbo, Ferrara, Verbania e Novara. Altre ancora hanno elaborato documenti per interventi settoriali. 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.

5.7.4 L'integrazione della variabile energetica negli strumenti di pianificazione e programmazione per lo sviluppo sostenibile del territorio

I territori urbanizzati rappresentano sistemi tecnologici di supporto alla vita in cui le relazioni "energetiche" fra gli elementi che li compongono sono numerose e complesse. Edilizia, attività produttive e ricreative, trasporti ed infrastrutture, tutte queste componenti presentano un unico fattore denominatore: sono state progettate partendo dal presupposto che l'uso e l'approvvigionamento di energia, necessari per alimentarle, sarebbe stato illimitato.

Il raggiungimento di un'efficienza energetica del territorio costituisce oggi, in molti Paesi avanzati, un obiettivo chiave delle politiche urbane e territoriali basato su di una riflessione critica puntuale in merito ai costi (economici, ambientali e sociali) che gli attuali modelli insediativi inevitabilmente producono. In questa direzione, a livello internazionale, stanno nascendo riforme legislative, approcci innovativi di *governance* urbana mirati al rilancio della pianificazione energeticamente orientata e piani strategici locali di "terza generazione", che integrano la componente energetica all'interno dei tradizionali strumenti di governo dell'ambiente urbano².

² Nel febbraio del 2004 l'Unione Europea ha diffuso una Comunicazione dal titolo "Verso una strategia tematica sull'ambiente urbano". Il documento invita i governi locali ad elaborare strategie di gestione urbana sostenibile adottando un Piano di gestione ambientale. Tale piano dovrebbe affrontare in maniera integrata consumo di energia, emissioni di gas ad effetto serra, consumo e trattamento delle risorse idriche, rifiuti, rumore, qualità dell'aria, natura e biodiversità, trasporti e mobilità, progettazione, rischi naturali e rischi antropici, edilizia sostenibile, implicazioni sanitarie e qualità della vita. Secondo la Commissione i *Piani di gestione ambientale potrebbero consentire di superare la logica della pianificazione a breve termine indotta dal processo politico, assicurando la necessaria continuità della politica ambientale delle città tra più amministrazioni successive.*

Tabella 5.7.2 - Variabili e determinanti per la pianificazione energetica locale

Variabili Pianificazione	Ricadute energetiche	Effetto sulla domanda energetica
Forma delle periferie urbane	Domanda di trasporto	Variazione nell'uso dell'energia di oltre il 20%
Uso del suolo	Domanda di trasporto	Variazione nell'uso dell'energia fino al 150%
Mix delle attività insediate	Domanda di trasporto	Variazione nell'uso dell'energia fino al 150%
Densità e mix edilizio	Lo spazio condiziona i bisogni e la fattibilità della cogenerazione caldo/freddo Fattibilità infrastrutture per il trasporto	Risparmi di oltre il 15% Efficienza nell'uso di energia primaria incrementato di oltre il 30% con distretti riscaldati e raffrescati Risparmi di oltre il 20%
Forma, orientamento e design del sito	Fattibilità d'uso del solare	Risparmi di oltre il 20%
Costruzione/Giardini Scelta di materiali esterni	Miglioramenti nel microclima	Risparmi di oltre il 5%, soprattutto in aree esposte

Fonte: Commissione Californiana per l'Energia, 1999

L'elemento comune da cui partono le esperienze citate è il riconoscimento che le caratteristiche energetiche ed ambientali del territorio dipendono dalla sua forma. Il controllo di quest'ultima, attraverso gli strumenti di pianificazione, può consentire il raggiungimento dell'efficienza energetica.

La tabella 5.7.2 mostra il collegamento significativo tra pianificazione e domanda energetica.

Come la tabella suggerisce, la pianificazione dell'uso del suolo, del mix di usi, della densità e della forma del territorio riguarda direttamente la componente energetica

La situazione italiana

In Italia l'integrazione degli obiettivi di sostenibilità energetica all'interno degli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale non trova esperienze consolidate, sia dal punto di vista disciplinare che nella prassi pianificatoria.

Molto più ricco, invece, è il quadro a livello di singole esperienze progettuali, soprattutto a scala urbana, basate sul contenimento dei consumi energetici del sistema insediativo (dal controllo della radiazione solare e dell'esposizione al vento alla progettazione delle aree verdi; dai temi dell'integrazione tra esigenze di comfort e requisiti ambientali, all'autosufficienza energetica dell'organismo edilizio ecc.).

A questa famiglia appartengono piani particolareggiati ed i programmi complessi tra cui i Programmi di Iniziativa Comunitaria URBAN, i Programmi Integrati di Intervento ed i Contratti di Quartiere.

Inoltre, molti sono gli esempi di revisione degli strumenti regolamentari e di controllo dello sviluppo edilizio attraverso l'introduzione di requisiti prestazionali dei manufatti edilizi:

dal risparmio energetico al benessere termoigrometrico, ecc. (Comune Firenze, Comune di Carugate, Comune di Rivoli, Regione Emilia Romagna ecc.).

Casi di integrazione della tematica energetica nella pianificazione territoriale

I due casi esposti di seguito possono essere considerati un primo tentativo disciplinare di integrazione fra piani territoriali e piani energetici. Nel caso della Provincia di Bologna il PTCP (Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale) non sostituisce il Piano Energetico e i due strumenti, pur convergendo verso obiettivi comuni, conservano una relativa autonomia metodologica ed istituzionale. Nel caso, invece, della Provincia di Grosseto il PTC (Piano Territoriale di Coordinamento), in assenza di un piano energetico di settore, assolve anche funzione di piano energetico provinciale.

Il PTCP della Provincia di Bologna

La Provincia di Bologna ha recentemente approvato il proprio PTCP che, tra le varie innovazioni introdotte, contiene anche disposizioni relative alla definizione di requisiti degli insediamenti in materia di ottimizzazione energetica.

Obiettivo energetico del PTCP è “contribuire, con indicazioni generali e prescrizioni specifiche, alla politica energetica nazionale e regionale, basata sul contenimento dei consumi, sul miglioramento dell’efficienza nel consumo energetico, sulla riduzione delle emissioni di gas serra, sulla razionalizzazione dei canali di trasferimento dell’energia”.

Il PTCP integra le indicazioni emerse dal PEAP (Piano Energetico Ambientale Provinciale) in merito alla gestione dell’offerta e della domanda energetica ed in particolare il risparmio energetico e lo sviluppo del potenziale da fonti energetiche rinnovabili (FER).

Obiettivi specifici del PTCP sono:

- fornire dispositivi di carattere normativo ed incentivante, intesi a definire misure specifiche finalizzate al risparmio energetico ed alla introduzione di tecnologie energetiche alternative alle fonti fossili;
- favorire la razionalizzazione del sistema di trasferimento e distribuzione dell’energia, eliminando anche le localizzazioni incompatibili e prevedendo la creazione di “corridoi tecnologici”, in cui applicare politiche di razionalizzazione del sistema di distribuzione dell’energia – creando sinergie tra localizzazione delle reti e uso del suolo – sperimentando criteri di progettazione integrata, di dotazione di servizi energetici e di insediamenti di qualità sotto il profilo paesistico-ambientale, incentivando l’eliminazione delle linee aeree in ambiti sensibili e ritenuti non idonei;
- fornire il massimo impulso alla diffusione delle tecnologie innovative che sfruttano le fonti energetiche rinnovabili, tecnologicamente consolidate, disponibili sul mercato e adatte alle condizioni geografiche e territoriali del territorio bolognese.

Pur contenendo obiettivi di natura integrata ed un approfondito quadro conoscitivo declinato dal PEAP, a livello normativo sono riportate nel piano solo disposizioni di natura generale, non differenziate sia in relazione ai bacini energetico-territoriali individuati dal PEAP, che in relazione alle diverse parti del territorio provinciale.

Il PTC della Provincia di Grosseto

Più strutturata, invece, è l’esperienza del PTC della Provincia di Grosseto. Il piano fissa il raggiungimento un obiettivo strategico del 15% del bilancio energetico provinciale da raggiungere con le fonti energetiche rinnovabili e considera il censimento, la protezione e la valorizzazione delle FER quale obiettivo strategico per lo sviluppo sostenibile.

Il Piano individua le fonti energetiche rinnovabili strategicamente importanti per la Provincia di Grosseto:

1. la fonte solare (attiva, passiva, fotovoltaica)
2. le biomasse (di fonte agricola e forestale, zootecnica, rifiuti solidi urbani)
3. la fonte eolica
4. le fonti geotermiche
5. le fonti idrauliche.

Riguardo ciascuna fonte, il Piano definisce i bacini energetico territoriali come aggregazioni di più Comuni e stabilisce un indice potenziale di sfruttamento di ciascuna risorsa.

I Bacini Energetici Territoriali (BET) ed i Siti dell'Energia (SE) – quali luoghi più adatti alla localizzazione d'impianti o sistemi di produzione di energia utilizzando FER compatibilmente ai vincoli territoriali ed ambientali – sono rappresentati in una Mappa dell'Energia da aggiornare periodicamente.

Nello specifico il PTC individua come priorità, in relazione alle vocazioni delle diverse parti del territorio provinciale:

- lo sfruttamento del vento, indicando siti da salvaguardare ove l'energia eolica per caratteristiche e condizioni si configura come risorsa e ove si possono realizzare impianti di questo tipo;
- lo sfruttamento dell'energia solare, per tutto l'ambito costiero, sia per riscaldamento, che per condizionamento degli ambienti interni, che per il funzionamento delle pompe di sollevamento dell'acqua;
- lo sfruttamento delle risorse geotermiche per gli usi tradizionali e per gli usi plurimi.

**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

6.1.1 Le Piattaforme tecnologiche della Commissione europea: l'idrogeno e il fotovoltaico

La Commissione della Comunità europea ha recentemente proposto la creazione di alcune "Piattaforme Tecnologiche Europee", con l'intento di fornire un sostanziale sostegno agli sforzi europei di ricerca e sviluppo tecnologico nelle linee ritenute strategiche per la crescita economica e la competitività dell'intero sistema europeo.

L'iniziativa nasce innanzitutto dalla consapevolezza che le attività di ricerca e sviluppo devono svolgere un ruolo primario nel sostenere la crescita economica e, inoltre, dalla valutazione che gli investimenti in ricerca e sviluppo sono attualmente (2% del Pil) assolutamente insufficienti a garantire la crescita necessaria. L'Unione europea ha infatti riconosciuto la necessità di incrementare tali investimenti (3% del Pil al 2010).

Le Piattaforme Tecnologiche si presentano quindi come strumento per ottenere un approccio coerente e focalizzato verso le attuali maggiori sfide tecnologiche, e intendono proporre un percorso più efficiente ed efficace di cooperazione pubblica e privata, raccogliendo intorno all'iniziativa la ricerca pubblica, l'industria, le istituzioni finanziarie, le autorità di regolazione e i decisori politici. L'Unione europea, nel valutare i suoi precedenti grandi investimenti in ricerca e sviluppo, ha constatato che i benefici ottenuti sono inferiori a quanto atteso, proprio per la mancanza di focalizzazione delle linee di ricerca e delle risorse finanziarie pubbliche e private, e di un coerente coinvolgimento di tutti gli attori.

Come accennato, le Piattaforme sono orientate verso quelle aree di ricerca che affrontano le maggiori sfide tecnologiche, economiche e sociali, di grande impatto sulla crescita economica e sulla competitività dell'Unione Europea. Pertanto le linee di sviluppo tecnologico di maggiore interesse industriale dovranno avere il giusto rilievo nella identificazione e nella evoluzione delle Piattaforme, in un necessario equilibrio con le indicazioni del mondo accademico, delle autorità pubbliche, del mondo finanziario e dei consumatori.

Va considerato che proprio per questo stretto collegamento richiesto con i maggiori temi di sviluppo tecnologico e di crescita economica, le linee di interesse dell'iniziativa dell'Unione Europea trovano già una situazione di ricerca attiva, con numerose attività avviate indipendentemente a livello nazionale e regionale, attraverso programmi e progetti locali; le Piattaforme si propongono quindi come primo atto quello di organizzarle in modo coerente e focalizzato, tale da garantire un più efficace raggiungimento degli obiettivi. Il meccanismo per creare la necessaria integrazione tra tali iniziative e sostenere la collaborazione pubblico/privato, individuato dalla Comunità Europea, è il "Joint European Technology Initiatives", che comprenderà uno dei principali assi del 7° Framework Programme for Research, Technological Development and Demonstration (FP VII).

Per quanto riguarda il proprio ruolo, la Commissione intende svolgere sostanzialmente un compito di "facilitatore" sia nella identificazione delle Piattaforme sia nell'aggregazione intorno ad esse di tutti gli attori pubblici e privati. Per ciascuna Piattaforma è previsto un "gruppo di progetto" che comprende, oltre a rappresentanti di tali attori, anche esperti della Commissione.

Nel percorso verso il 7° Framework (FP VII), la Comunità continuerà, specialmente attraverso l'intervento sui programmi del 6° Framework (FP VI), a sostenere la nascita e lo sviluppo delle Piattaforme. Inoltre la Comunità manterrà un ruolo di sostegno con il supporto finanziario a tali iniziative, sia nel FP VI e sia nel FP VII.

Attualmente sono state già individuate alcune Piattaforme in aree di ricerca ritenute prioritarie per il loro potenziale contributo al sistema europeo, limitate in numero per la necessità di

concentrare le risorse e raggiungere la massa critica di ricerca e di finanziamento. Le cinque aree di ricerca considerate prioritarie sono:

- a) nuove tecnologie idonee a portare cambiamenti sostanziali in un settore, se propriamente sviluppate e applicate (es. idrogeno e celle a combustibile);
- b) tecnologie legate a diversi obiettivi di *policy*, ma focalizzate verso lo sviluppo sostenibile (es. fotovoltaico e trasporti);
- c) nuove tecnologie di base per lo sviluppo di beni pubblici o servizi con difficile accessibilità, incerto profitto, ma con grande potenziale economico e sociale (es. medicina innovativa, comunicazioni (mobile e *wireless*));
- d) tecnologie di frontiera in settori di alta tecnologia con importanza strategica ed economica per l'Europa (es. aeronautica);
- e) rinnovo e rivitalizzazione di settori industriali tradizionali (es. acciaio, tessile).

In tema energetico, le due piattaforme già identificate sono “Idrogeno e celle a combustibile” e “Fotovoltaico”.

L'idrogeno come vettore energetico

L'idrogeno, e le tecnologie ad esso collegate, come le celle a combustibile, stanno ricevendo una attenzione crescente a livello internazionale, come componenti ideali di un sistema energetico sostenibile, in grado di soddisfare la domanda crescente di energia riducendo, al tempo stesso, gli effetti dannosi per l'ambiente, a livello sia locale che globale.

Lo sviluppo dell'idrogeno come vettore comporta mutamenti sostanziali nel sistema energetico e richiede tempi lunghi e notevoli investimenti, per lo sviluppo delle tecnologie e delle infrastrutture necessarie e per la graduale introduzione nel mercato; può essere quindi concepito solo con un forte sostegno pubblico (quadro politico-normativo, finanziamenti ecc.) e nell'ambito di ampie collaborazioni internazionali.

Impegnativi programmi nel settore sono in corso in Nord America, Europa e Giappone ed importanti collaborazioni internazionali vengono avviate in questa fase, come l'European Hydrogen and Fuel Cell Technology Platform descritta sopra, promossa dalla Commissione Europea e l'International Partnership for Hydrogen Economy, promossa dagli Stati Uniti.

Nel rapporto “*Energia dell'idrogeno e celle a combustibile. Prospettive per il nostro futuro*” la Commissione Europea delinea le iniziative necessarie per la transizione da un'economia basata sui combustibili fossili ad un'economia sostenibile basata sull'idrogeno.

Sono state individuate cinque azioni principali:

- 1) la creazione di un quadro politico comune per promuovere e supportare lo sviluppo delle nuove tecnologie dell'idrogeno e delle celle a combustibile.
- 2) l'istituzione di un'agenda strategica della ricerca a livello europeo, che agisca da guida concertata per i programmi comunitari e nazionali dei singoli Paesi membri.
- 3) una strategia d'introduzione nel mercato che favorisca la transizione delle tecnologie dallo stadio di prototipi a quello della commercializzazione, attraverso progetti dimostrativi, i cosiddetti programmi “Faro” che integrino sistemi stazionari di produzione di energia elettrica con le applicazioni al trasporto per costituire la colonna portante di un'infrastruttura paneuropea dell'idrogeno.
- 4) una *roadmap* europea per l'idrogeno e le celle a combustibile che agisca da guida per la transizione verso il futuro dell'idrogeno, fissando gli obiettivi e le tappe principali per la ricerca, la dimostrazione, gli investimenti e la commercializzazione.
- 5) Una Piattaforma Europea per l'idrogeno e le celle a combustibile (v. sopra), guidata da un Consiglio Consultivo, per stimolare e indirizzare le nuove iniziative e monitorarne i progressi, per consentire la realizzazione delle azioni sopraelencate.

Piattaforma europea sulle tecnologia dell'idrogeno e delle celle a combustibile

Obiettivo principale

Facilitare ed accelerare lo sviluppo e l'applicazione, a costi competitivi, di sistemi energetici basati sull'idrogeno e le celle a combustibile e di componenti per applicazioni nei trasporti e nei sistemi di generazione di energia, stazionari e mobili.

Posizione tecnologica dell'Europa

USA e Giappone sono le nazioni *leader* nella ricerca sulle celle a combustibile.

Il supporto governativo degli USA allo sviluppo delle celle include il Freedom Car Programme (150 milioni di euro per anno) e il programma SECA (Solid State Energy Conversion Alliance – 25-30 milioni di euro).

Il Giappone sostiene la ricerca e lo sviluppo tecnologico sulle celle con un programma articolato nell'arco di 28 anni (1993-2020), con un finanziamento di 2,4 miliardi di euro.

Il finanziamento pubblico totale per la ricerca sulle celle in Europa è circa pari a 50-60 milioni di euro per anno.

Principali giustificazioni tecnico-economiche e politiche della iniziativa

Appare largamente condivisa la considerazione che la politica di sviluppo sostenibile in Europa debba comprendere una strategia sull'idrogeno e le celle a combustibile. La produzione di idrogeno - in particolare da fonti rinnovabili - e delle celle può rappresentare una risposta concreta alle attuali grandi sfide rappresentate dalla crescita dei consumi energetici, dalla sicurezza degli approvvigionamenti, dall'impatto ambientale del sistema energetico. In una prospettiva di lungo termine (20-30 anni) questa linea di ricerca presenta un possibile grande impatto socio-economico e ambientale a livello mondiale, coinvolgendo le politiche della ricerca, dell'energia, dei trasporti, dell'ambiente, dell'industria.

I passi della Piattaforma Tecnologica

- ottobre 2002 – Formazione del “High Level Group on Hydrogen and Fuel cells” e pubblicazione del report “Hydrogen and fuel cells – a vision of our future”.
- giugno 2003 – Conferenza internazionale “The Hydrogen Economy – a Bridge to Sustainable Energy”.
- settembre 2003 – Proposta di una partnership europea per una Economia Sostenibile dell'Idrogeno.
- dicembre 2003 – Prima riunione del Consiglio Consultivo (35 rappresentanti di alto livello della ricerca, dell'industria, della CE).
- gennaio 2004 – Prima assemblea generale della Piattaforma.

Attività (in corso e programmate)

Sostegno finanziario di 65 progetti sull'idrogeno e le celle a combustibile nel 5° FP;

Sostegno a tutti i nuovi progetti del 6° FP;

Impegno a raccogliere nella Piattaforma tutte le iniziative e i maggiori progetti pubblici nazionali e regionali e quelli privati;

Impegno a sostenere le attività di ricerca e di attuare i collegamenti con le attività di *policy* attraverso un “*mirror group*” negli Stati membri.

Prodotti

Piano di ricerca strategica (Strategic Research Agenda)

Strategia di utilizzo e diffusione

Roadmap europea per l'idrogeno e le celle

Partnership pubblico-privato

Rapporti con la *policy*

Strategia di cooperazione internazionale

Sistema di monitoraggio dello sviluppo delle attività

Piattaforma europea sulla tecnologia fotovoltaica

Obiettivo principale

Contribuire al rapido sviluppo competitivo del fotovoltaico in Europa, per la produzione sostenibile di energia elettrica.

Posizione tecnologica dell'Europa

L'impegno finanziario di sostegno al fotovoltaico è pari in Giappone a circa 250 milioni di euro/anno; in Europa e USA il finanziamento pubblico totale è stato pari a circa 100 milioni di euro nel 2002. La Comunità Europea ha sostenuto questa tecnologia con un finanziamento pari a 250 milioni di € dal 1980 e con la priorità assegnata alla ricerca in questo campo nel Sesto Programma Quadro.

Principali giustificazioni tecnico-economiche e politiche della iniziativa

Lo sviluppo di questa linea trova la sua maggiore giustificazione nel progetto di Sviluppo Sostenibile per l'Europa ed è legato alle iniziative:

- “Electricity produced from Renewable Energy Sources (RES)”, direttiva con un obiettivo del 22% di produzione elettrica in Europa al 2010, comprendente un contributo di 3 GW da energia fotovoltaica;
- “Environmental Technology Action Plan”, con l'indicazione del fotovoltaico quale “tecnologia promettente” per lo sviluppo sostenibile.

Il mercato solare per applicazioni terrestri si è avviato solo recentemente ed ha raggiunto a livello mondiale una potenza installata di 740 MW nel 2003. Nel 2003 le imprese europee impegnate nel fotovoltaico sono al secondo posto, dopo il Giappone, con più del 28% del mercato mondiale. Tuttavia, nonostante il sostegno ottenuto, la produzione elettrica da fotovoltaico non è ancora competitiva. I costi sono stati comunque ridotti negli ultimi anni ed hanno raggiunto valori di 3 €/W per i moduli e di 8 €/W per i sistemi. L'attuale contributo alla produzione totale di energia elettrica in Europa è ancora basso, dovrebbe raggiungere un valore intorno allo 0,2% al 2010 se l'obiettivo della direttiva citata fosse raggiunto, a fronte di una potenzialità stimata del 10%.

I passi della Piattaforma Tecnologica

Dicembre 2003: Riunione del Photovoltaic Technology Research Advisory Council(PV- TRAC) a sostegno della Piattaforma Tecnologica;

febbraio 2004, Aprile 2004: Secondo e terzo incontro del PV-TRAC;

giugno 2004: 19th European PV Solar Energy Conference (Parigi);

settembre 2004: Presentazione del documento “A vision for Photovoltaics up to 2030 and beyond”, elaborato dal PV-TRAC.

Attività (in corso e programmate)

Circa 100 progetti sono attivi nel FP V (corrispondenti a circa 50 M€).

Due “PV Integrated Projects” sono stati avviati nel 2003 nel FP VI.

Una “PV Coordinating Action” è prevista nel 2004 (1,7 M€) in collegamento con le attività del PV-TRAC.

Formazione di un “European Commission Inter-Service Team”.

Preparazione di un “ERA-Net Proposal” a supporto dei programmi nazionali sul fotovoltaico.

Prodotti

Piano di ricerca strategica (Strategic Research Agenda)

Strategia di utilizzo e diffusione

Roadmap europea per il fotovoltaico, comprendente una analisi delle strategie di transizione

Partnership pubblico-privato

Rapporti con la *policy*

Strategia di cooperazione internazionale

Sistema di monitoraggio dello sviluppo delle attività

In particolare l'obiettivo della Piattaforma, avviata nel gennaio 2004, è quello di promuovere e accelerare lo sviluppo e la diffusione di tecnologie europee competitive per l'impiego dell'idrogeno e delle celle a combustibile in applicazioni stazionarie, portatili e nel trasporto. È previsto il coinvolgimento attivo di tutti i soggetti interessati, a livello europeo (aziende energetiche, industrie, utenti, organizzazioni di ricerca, strutture di governo locale e nazionale, pubblica opinione) per rendere l'Europa un *leader* e un *partner* più forte a livello internazionale nell'impiego delle tecnologie basate sull'idrogeno.

I gruppi direttivi della piattaforma hanno iniziato a individuare gli obiettivi e le priorità per la ricerca sull'idrogeno e le celle a combustibile e a sviluppare una strategia di attuazione volta a studiare le questioni e le azioni fondamentali per giungere all'efficace commercializzazione dell'idrogeno e delle celle a combustibile.

La Commissione Europea ha recentemente lanciato l'iniziativa GROWTH che ha tra le tematiche di riferimento lo sviluppo dell'idrogeno; in GROWTH saranno attivati i cosiddetti "Progetti Faro" con l'obiettivo di superare il *gap* tra R,S &D e introduzione nel mercato, dando alle industrie prospettive concrete di sviluppo; l'iniziativa dovrebbe partire nel 2005, e diventare operativa nel 2007.

Il crescente impegno per lo sviluppo di un'economia mondiale basata sull'idrogeno è stato consolidato con l'avvio nel novembre 2003 dell'International Partnership for Hydrogen Economy (IPHE), promossa dagli Stati Uniti ed alla quale aderiscono quindici Paesi, oltre l'Unione Europea (v. 6.1.2).

La *Partnership* agirà come un meccanismo per organizzare, valutare e coordinare programmi multinazionali di ricerca e sviluppo che accelerino la transizione verso una economia globale dell'idrogeno. La *Partnership* rappresenta un passo in avanti per la collaborazione a livello internazionale su questioni tecniche, normative e strategiche.

Lo sviluppo dell'idrogeno da fonti rinnovabili, e delle relative tecnologie, può dare anche nella realtà italiana sensibili benefici, in termini di diversificazione delle fonti e riduzione della dipendenza dai combustibili fossili importati, riduzione delle emissioni di gas serra e dell'inquinamento locale, opportunità per l'industria nazionale di inserirsi nello sviluppo di tecnologie che hanno un forte potenziale di esportazione.

Per tali motivi l'interesse in questo settore sta rapidamente crescendo in Italia, in linea con quanto sta avvenendo nei maggiori Paesi industrializzati. Molteplici iniziative sono state avviate o sono in fase di valutazione da parte di strutture di ricerca, industrie, utenti, Pubblica Amministrazione.

Lo sviluppo di tali iniziative è favorito anche dai crescenti finanziamenti resi disponibili a livello nazionale, soprattutto per attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione. I più rilevanti in tal senso sono quelli previsti nell'ambito del Fondo Integrativo Speciale per la Ricerca (FISR) del Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca che ha reso disponibili circa 90 M€ per progetti triennali su idrogeno e celle a combustibile.

In tale quadro si inserisce l'azione dell'ENEA, che è attivo da tempo nello sviluppo delle tecnologie dell'idrogeno e delle celle a combustibile e sta potenziando in questa fase le sue attività in questo campo, collaborando con le maggiori strutture nazionali interessate e utilizzando le competenze disponibili al suo interno su molte delle tematiche critiche per lo sviluppo del settore.

L'intervento dell'ENEA nel settore dell'idrogeno riguarda in generale:

- lo sviluppo di tecnologie avanzate, essenziali nei settori della produzione (sia da fossili che da rinnovabili), dell'accumulo e dell'utilizzo dell'idrogeno;
- il superamento delle barriere connesse con i problemi di sicurezza e di accettabilità delle tecnologie (sviluppo di un quadro normativo adeguato, informazione, partecipazione a progetti dimostrativi).

L'ENEA partecipa a diversi progetti dimostrativi, che si pongono l'obiettivo di verificare sul campo le tecnologie dell'idrogeno e di favorire l'accettazione delle stesse da parte degli utenti e della pubblica opinione. Tra questi, ricordiamo:

- il “Progetto Bicocca”, esempio di progetto integrato per la produzione, distribuzione e impiego dell’idrogeno in diverse applicazioni all’interno delle aree urbane, promosso da Comune di Milano, AEM, Zincar, Regione Lombardia, con la partecipazione di diversi *partner*;
- il progetto “Idrogeno per Arezzo”, che prevede la realizzazione di una rete di distribuzione dell’idrogeno per utenti del comparto orafa (che impiegano già l’idrogeno nel loro ciclo di lavorazione) e la sperimentazione presso gli stessi di cogeneratori a celle a combustibile di piccola taglia (5-10 kW).

Lo sviluppo di un nuovo vettore energetico come l’idrogeno pone problematiche ampie e diversificate e richiede che lo sviluppo e dimostrazione delle diverse tecnologie sia affiancato da azioni parallele, tendenti ad analizzare il sistema nel suo insieme e le diverse linee di sviluppo, in modo da orientare al meglio le diverse attività. Studi di fattibilità e valutazioni tecnico-economiche vengono condotte sia in ambito nazionale che europeo. In particolare ENEA è attualmente impegnato, in collaborazione con altri *partner*, in due progetti europei:

- HySociety (The European Hydrogen based Society” Project), finanziato all’interno del V Programma Quadro, tendente ad analizzare le barriere non tecniche che ostacolano la diffusione dell’idrogeno in Europa;
- Hyways, finanziato nel quadro del VI Programma Quadro, che ha l’obiettivo di sviluppare e valutare una *roadmap* per un sistema energetico europeo armonizzato, che possa prevedere nel futuro un ricorso significativo all’uso dell’idrogeno.

Le celle a combustibile

Le celle a combustibile sono fra i sistemi più promettenti per la produzione di energia elettrica, sia per le loro positive caratteristiche energetiche ed ambientali che per l’ampiezza delle possibili applicazioni. La tecnologia trova impiego in settori che vanno dalla generazione distribuita per le aziende elettriche alla cogenerazione residenziale e industriale, alla generazione portatile e alla trazione.

Attualmente le celle a combustibile stanno riscuotendo notevole interesse in quanto costituiscono, per la loro capacità di utilizzare in maniera ottimale l’idrogeno, un elemento essenziale per lo sviluppo di questo vettore energetico, prodotto sia a partire da fonti fossili che rinnovabili.

Esistono diversi tipi di cella, con differenti caratteristiche e diverso grado di maturità tecnologica. Accanto alle celle ad acido fosforico, in fase di prima commercializzazione per cogenerazione di piccola taglia (100-200 kW, con gas naturale come combustibile), sono in via di sviluppo altre tecnologie, come le celle ad elettrolita polimerico, interessanti soprattutto per la trazione elettrica e la generazione/cogenerazione di piccola taglia, e le celle a carbonati fusi e ad ossidi solidi, promettenti nel medio-lungo termine per la generazione elettrica e la cogenerazione. Attività di ricerca sono anche in corso su nuovi tipi di celle come quelle a scambio di protoni (PEMFC – Proton Exchange Membrane Fuel Cell), promettenti per l’alta densità di potenza e il rapido tempo di attivazione, e le “Biofuel Cells”, che usano biocatalizzatori per convertire l’energia chimica in energia elettrica (*microbial-based* o *enzymatic biofuel cells*) e che, utilizzando energia da fonti biologiche, permettono dispositivi di dimensioni estremamente ridotte con ampie nuove possibilità applicative.

I governi dei maggiori Paesi industrializzati stanno dedicando risorse ingenti e crescenti allo sviluppo della tecnologia. Si stima che negli Stati Uniti i finanziamenti pubblici in questo settore sono dell’ordine di 100 milioni di dollari l’anno e quelli privati almeno doppi; risorse analoghe vengono investite in Giappone. Per l’Europa si prevede una crescita notevole per i prossimi anni nell’ambito della European Hydrogen and Fuel Cells Technology Platform (v. sopra) e dei prossimi Programmi Quadro.

Bisogna notare che a livello internazionale le attività di ricerca e sviluppo sulle celle a combustibile sono fortemente integrate con quelle relative all'idrogeno. Obiettivo strategico della Commissione Europea è quello di sviluppare in Europa sistemi e servizi energetici sostenibili.

Nelle sue strategie d'intervento la Commissione assegna notevole priorità a vettori e tecnologie pulite come idrogeno e celle a combustibile.

L'Unione Europea sostiene la ricerca sulle celle a combustibile dal 1989 e la crescente importanza che le assegna è testimoniata dal significativo aumento dei finanziamenti erogati, passato dagli 8 milioni di euro stanziati nel periodo 1988-1992, ai 150 milioni del periodo 1999-2002. Al momento il contributo dell'UE a tali attività ammonta a 95 milioni di euro. Nell'ambito del VI Programma Quadro dovrebbero essere stanziati circa 300 milioni di euro per la ricerca su idrogeno e celle a combustibile.

L'interesse per le celle a combustibile sta rapidamente crescendo in Italia, in linea con quanto sta avvenendo a livello internazionale. Molte iniziative sono state avviate o sono in fase di avvio da parte di strutture di ricerca, industrie, utenti, Pubblica Amministrazione. Lo sviluppo di tali iniziative è favorito anche dai finanziamenti stanziati nell'ambito del Fondo Integrativo Speciale per la Ricerca (FISR 2002), che per la tematica "Celle a Combustibile" prevedeva un contributo di circa 38,7 milioni di euro.

L'ENEA lavora dagli inizi degli anni 80 nel settore delle celle a combustibile, svolgendo attività di ricerca presso i suoi laboratori, collaborando con diverse industrie (Ansaldo Fuel Cells, Nuvera Fuel Cells, Arcotronics Fuel Cells) e strutture di ricerca (Centro Ricerche FIAT, CESI, Istituti del CNR e Università) attive nel settore e coordinando, per conto dei Ministeri, importanti progetti nazionali.

LE DIVERSE TIPOLOGIE DI CELLA

Celle alcaline (AFC, Alkaline Fuel Cell), usano un elettrolita costituito da idrossido di potassio ed operano a temperature intorno a 120 °C. Hanno raggiunto un buon grado di maturità tecnologica soprattutto per usi speciali (applicazioni militari e spaziali). Le loro caratteristiche (richiedono gas di alimentazione estremamente puri) ne hanno limitato fortemente la diffusione, tanto che oggi non vi sono programmi di sviluppo in corso.

Celle ad elettrolita polimerico (PEFC, Polymer Electrolyte Fuel Cell), usano come elettrolita una membrana polimerica ad elevata conducibilità protonica e funzionano a temperature comprese tra 70 e 100 °C; sono sviluppate soprattutto per la trazione e la generazione/cogenerazione di piccola taglia (1-250 kW).

Celle ad acido fosforico (PAFC, Phosphoric Acid Fuel Cell), operano a temperature prossime ai 200 °C con un elettrolita costituito da una soluzione concentrata di acido fosforico; rappresentano la tecnologia più matura per gli usi stazionari, con commercializzazione già avviata per le applicazioni di cogenerazione nei settori residenziale e terziario (100-200 kW).

Celle a carbonati fusi (MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell), usano come elettrolita una soluzione di carbonati alcalini fusa alla temperatura di funzionamento della cella (650 °C) e contenuta in una matrice ceramica porosa; sono promettenti soprattutto per la generazione di energia elettrica e la cogenerazione da qualche centinaio di kW ad alcune decine di MW.

Celle ad ossidi solidi (SOFC, Solid Oxide Fuel Cell), funzionano a temperatura elevata (circa 900-1000 °C) per assicurare una conducibilità sufficiente all'elettrolita, costituito da materiale ceramico (ossido di zirconio drogato con ossido di ittrio); come le celle a carbonati, sono promettenti soprattutto per la generazione di energia elettrica e la cogenerazione da qualche kW ad alcune decine di MW.

Celle a metanolo diretto (DMFC, Direct Methanol Fuel Cell), operano a temperature tra 70 e 120 °C e come le PEFC utilizzano come elettrolita una membrana polimerica. Sono ancora nello stadio di ricerca di laboratorio.

Le linee di sviluppo attuali riguardano le celle ad elettrolita polimerico, per applicazioni stazionarie e per trazione, e le celle a carbonati fusi per applicazioni stazionarie (generazione/cogenerazione da qualche centinaio di kW a qualche decina di MW).

L'ENEA, nell'ambito di un programma biennale parzialmente finanziato dal MIUR avviato nel 2003, coordina due progetti riguardanti lo sviluppo delle tecnologie delle celle a combustibile ad elettrolita polimerico e a carbonati fusi. I progetti comprendono attività che riguardano:

- il miglioramento della tecnologia della cella e dello *stack*, attraverso azioni di ricerca e sviluppo di materiali, componenti, processi di produzione, configurazione di cella, che consentano di superare i limiti attuali in termini di prestazioni e costi;
- lo sviluppo e la sperimentazione di sistemi per le diverse applicazioni.

È in fase di avvio un nuovo progetto triennale, finanziato nell'ambito del citato FISR 2002. Il progetto prevede lo sviluppo di materiali, componenti di cella e *stack* e la realizzazione e dimostrazione di sistemi di diversa taglia (alcuni kW per le celle polimeriche, 125 kW per le celle a carbonati fusi).

Il progetto, coordinato dall'ENEA e al quale è stato concesso un finanziamento che ammonta a circa 7,5 milioni di euro, coinvolge, su linee diverse, importanti strutture industriali nazionali (come Ansaldo Fuel Cells, Arcotronics Fuel Cells e Nuvera Fuel Cells) e si pone l'obiettivo di sviluppare conoscenze e soluzioni innovative che forniscano all'industria il supporto necessario per lo sviluppo di prodotti commerciali.

L'ENEA partecipa inoltre a diversi progetti finanziati nell'ambito del V e VI Programma Quadro della Commissione Europea, finalizzati sia allo sviluppo della tecnologia, che alla realizzazione di impianti dimostrativi (Progetto MCTWINS per la realizzazione di un impianto a carbonati fusi da 500 kW) e a numerose collaborazioni internazionali nel settore, come gli Implementing Agreements dell'IEA sulle celle a combustibile, la International Partnership for Hydrogen Economy (IPHE), la European Hydrogen and Fuel Cells Technology Platform della Commissione Europea.

Nell'ambito di un accordo scientifico Italia-Cina, l'ENEA ha attivato una collaborazione con il Ministero della Ricerca Scientifica Cinese (MOST) inerente lo scambio d'informazioni e lo sviluppo delle tecnologie relative alle celle a combustibile ad elettrolita polimerico.

I sistemi fotovoltaici

Il solare fotovoltaico si distingue, nel panorama delle fonti rinnovabili, per la semplicità del sistema di conversione energetica, il basso impatto ambientale e la richiesta di manutenzione molto contenuta. La tecnologia fotovoltaica, infatti, è caratterizzata da un processo di conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica, che avviene interamente all'interno della cella. La cella costituisce l'unità elementare di un impianto di produzione, la cui potenza nominale può quindi variare in un intervallo molto esteso (da qualche centinaio di W a decine di MW). Inoltre, essendo la fonte solare diffusa sul territorio e con livelli d'insolazione quasi sempre compatibili con il fotovoltaico, è anche possibile produrre *in loco*, e nelle quantità volute, l'energia richiesta dall'utenza.

La tecnologia fotovoltaica è molto giovane; essa risale alla fine degli anni Cinquanta nell'ambito dei programmi spaziali, per i quali era necessario disporre di una fonte di energia affidabile e inesauribile, e solo nei primi anni Ottanta (essenzialmente a seguito della prima crisi petrolifera) si è rapidamente affermata anche nel settore delle applicazioni terrestri.

Sebbene la tecnologia fotovoltaica non sia ancora matura, e quindi non competitiva, nella produzione di energia elettrica, rispetto, ad esempio, alla fonte eolica, essa comunque, grazie ad alcune sue peculiarità, come la modularità e la semplicità di utilizzo, risolve già efficacemente i problemi di elettrificazione delle utenze isolate (tipicamente nei Paesi in via di sviluppo). Dopo un primo periodo in cui il fotovoltaico è stato impiegato nella realizzazione di impianti di grossa taglia (con potenze nominali comprese tra le centinaia e le migliaia di kW), si sta sempre più affermando

un suo impiego nella generazione distribuita di energia, soprattutto attraverso l'integrazione dei sistemi nel settore residenziale ("building integration"), dei servizi e dell'arredo urbano.

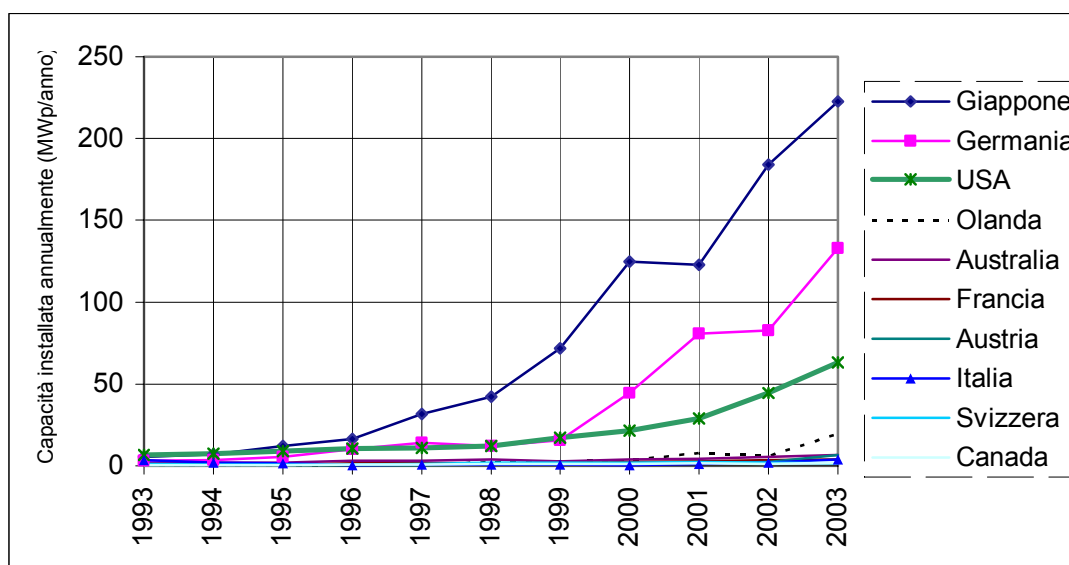
La situazione italiana nel contesto internazionale

Il mercato fotovoltaico mondiale ha conosciuto negli ultimi anni notevoli sviluppi con tassi di crescita annuali, nell'ultimo periodo, tra il 30% e il 35%; la capacità produttiva è passata dai 45 MW del 1990 a valori compresi tra 600 e 750 MW (fonti IEA e PV-TRAC dell'UE) del 2003, mentre la potenza cumulativa installata nel mondo ha raggiunto, a fine 2003, valori compresi tra 2,2 e 2,5 GW_p (fonti IEA e PV-TRAC dell'UE), dei quali circa 560 MW_p in Europa.

Alcuni Paesi con un elevato livello di industrializzazione, come gli USA, il Giappone e la Germania, investono da tempo nel settore fotovoltaico attraverso consistenti programmi di finanziamento alla ricerca e di sostegno della domanda. Ma più recentemente, anche altri Paesi, come l'Austria, la Svizzera, l'Olanda, la Spagna e l'Australia hanno approntato ambiziosi programmi nazionali in questo settore, attraverso i quali è ipotizzabile conseguire anche alcuni vantaggi competitivi sul mercato internazionale. In particolare, è stato intrapreso in Germania un programma d'investimento riguardante i tetti fotovoltaici, attraverso il quale sono stati concessi, da parte della Banca Statale, prestiti a interesse zero a favore d'installazioni con potenze d'impianto non inferiori a 1 kW_p. Il successo di questo programma è legato soprattutto alla tipologia dell'incentivo¹, alla semplicità della procedura di accesso al contributo (non passa attraverso amministrazioni pubbliche) e alla durata pluriennale, che ha permesso alle imprese di programmare gli investimenti.

Il Giappone, invece, ha adottato una politica di incentivazione in conto capitale interna, supportando un'azione alquanto protezionistica sul proprio mercato e coinvolgendo le grandi imprese di costruzione nell'integrazione del fotovoltaico nei nuovi edifici².

Figura 6.1.1 - Andamento delle installazioni fotovoltaiche nel mondo dal 1993-al 2003 (MW_p)



Fonte: elaborazione dati IEA PVPS

¹ Tariffa agevolata per l'energia prodotta dall'impianto, anziché finanziamento a fondo perduto di una parte dell'investimento.

² L'integrazione dei sistemi fotovoltaici nelle strutture edilizie, in corso sia di realizzazione che di ristrutturazione, potrebbe ridurre del 25-35% i costi complessivi che dovrebbero essere sostenuti in caso applicazioni "retrofit" (installazione del fotovoltaico in strutture esistenti).

Tale scelta ha consentito un ingente sviluppo dell'industria nazionale, il quale, oltre a portarla alla *leadership* mondiale in questo settore³, ha determinato un'interessante riduzione dei costi di realizzazione degli impianti, innescando così un circolo virtuoso (la percentuale di contributo pubblico è gradualmente scesa dal 70% del 1994 al 30% del 2001).

Per quanto riguarda l'Italia, solo nel 2001 è stato avviato il programma "Tetti fotovoltaici" (basato sull'incentivazione in conto capitale); attualmente, è in fase di definizione una normativa specifica (come prevede il DLgs 387 del 2003) per l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti alimentati da fonte rinnovabile.

La tecnologia fotovoltaica

Dal punto di vista fisico, la conversione della radiazione solare in energia elettrica avviene nella cella fotovoltaica. Al di là di quelle che possono essere le numerose varianti (tipicamente sperimentate nei laboratori di ricerca e sviluppo) sui singoli passi di processo per la realizzazione dei diversi tipi di dispositivi fotovoltaici, in termini di produzione commerciale sono oggi di fatto disponibili due tecnologie: la prima, basata sul silicio cristallino (mono- e multi-cristallino), e la seconda, basata sui film sottili (tra i quali il silicio amorfo). I moduli fotovoltaici realizzati nel 2003 con dispositivi al silicio cristallino occupano una percentuale compresa il 90% e il 95% (fonti IEA e PV-TRAC dell'UE) del mercato mondiale, mentre la restante parte del mercato riguarda essenzialmente quelli al silicio amorfo e quelli basati su celle a film sottile policristallino.

L'energia elettrica che si può ottenere attraverso un sistema fotovoltaico dipende in particolare dalle caratteristiche del materiale impiegato e dai processi utilizzati nella fabbricazione del dispositivo. L'efficienza di conversione (percentuale di energia contenuta nella radiazione solare che viene convertita in energia elettrica utilizzabile) per celle commerciali al silicio cristallino è, in genere, compresa tra il 13 % e il 17 %, per moduli al silicio amorfo varia tra il 5% e il 9%, mentre realizzazioni speciali di laboratorio (dispositivi di GaAs) hanno raggiunto valori del 35%.

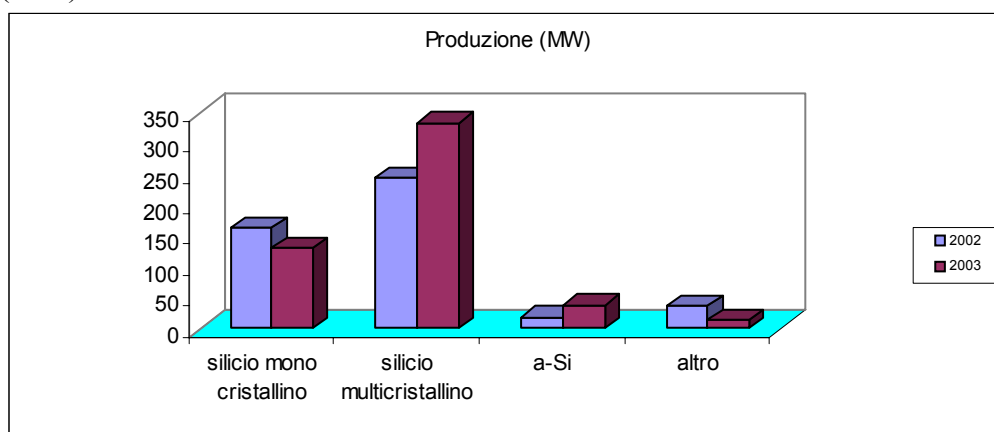
Una particolare attenzione della ricerca nel campo dei film sottili per applicazioni fotovoltaiche è rivolta al silicio microcristallino, un materiale che, rispetto al silicio amorfo, ha caratteristiche strutturali tali da consentire la realizzazione di dispositivi con un'efficienza stabile più elevata. Il progetto TEFIS dell'ENEA vuole dare un impulso in questa direzione, svolgendo un'attività di R&S di tecnologie di preparazione di film sottili di silicio microcristallino per realizzare moduli fotovoltaici di grande area, con buona efficienza stabile ($\eta > 8\%$) su substrati economici (anche flessibili). Inoltre, l'ENEA collabora nell'ambito di progetti comunitari, sia per lo sviluppo di moduli a eterogiunzione di silicio amorfo su silicio cristallino (con $\eta_{\text{cella}} > 15\%$), realizzati mediante processi interamente automatizzati, affidabili e a bassa temperatura, sia per l'industrializzazione di processi di laboratorio per celle al silicio cristallino di grande area (150 cm²), a basso costo e alta efficienza ($\eta > 17\%$).

Esiste, poi, un'intensa attività di ricerca, che registra sostanziali progressi nello sviluppo di celle a base di telluriuro di cadmio (CdTe), di diseleniuro di indio e rame (CIS), di diseleniuro di indio rame e gallio (CIGS) e di altri film sottili policristallini. I moduli al CdTe, per esempio, stanno dimostrando una buona stabilità ai vari test di invecchiamento accelerato: un'efficienza del 10,5% è stata raggiunta con moduli da 0,13 m² di produzione industriale.

Dando uno sguardo al futuro, sono state recentemente avviate, presso i principali centri di ricerca, attività esplorative su nuovi materiali e strutture del dispositivo per l'altissima efficienza ($\eta > 40\%$); è bene ricordare anche le ricerche verso dispositivi di minor costo, come quelli basati sull'uso di materiali organici (polimeri) con tecniche di stampa per la produzione di celle (*printed organic solar cell*) o altri materiali. La ricerca attuale in quest'area è rivolta al miglioramento dell'efficienza di conversione, attualmente compresa tra il 3% e il 5%, e, soprattutto, della stabilità nel tempo, stimata non superiore a qualche anno nelle migliori delle ipotesi.

³ Nel 2003 in Giappone sono stati prodotti circa 370 MW_p, cioè il 49% della produzione mondiale dell'anno.

Figura 6.1.2 - Ripartizione del mercato per tipologia di moduli fotovoltaici nel biennio 2002-2003 (MW)



Fonte: elaborazione dati IEA PVPS

Per ultimo, va osservato che le varie tecnologie di fabbricazione dei moduli flessibili (cioè a film sottile), senza vincoli nella forma, oltre a far prevedere una sensibile riduzione dei costi grazie alla limitata quantità del materiale necessario e/o alla sua economicità, offrono molte più opportunità applicative nel campo della “building integration”.

Il fotovoltaico a concentrazione: il progetto PhoCUS dell'ENEA

Tra le linee strategiche di ricerca intraprese a livello internazionale nel settore fotovoltaico al fine di accelerare il processo di riduzione dei costi di questa tecnologia, si sta lavorando anche sul fotovoltaico a concentrazione.

Il fotovoltaico a concentrazione non è così semplice come quello piano: la struttura di cella è più sofisticata (per poter ottenere alti valori di efficienza in presenza di una maggiore radiazione solare incidente), il modulo che ospita le celle presenta una maggiore complessità, dovuta alla numerosità dei componenti da assemblare e a problemi di tenuta e di smaltimento del calore e, infine, è necessario utilizzare un sistema di supporto dei moduli capace di “inseguire” il sole durante la giornata, in modo da massimizzare la raccolta dell'energia solare.

Nell'ambito del Progetto PhoCUS (Photovoltaic Concentrators to Utility Scale) dell'ENEA vengono condotte attività in questo specifico settore, sia di ricerca e sviluppo, sia di sperimentazione sul campo e dimostrazione. L'obiettivo finale consiste nella verifica della fattibilità tecnica del fotovoltaico a concentrazione e della sua attesa competitività economica rispetto al fotovoltaico piano, attraverso l'individuazione e lo sviluppo di una unità *standard* da 5 kW_p, che possa essere impiegata sia singolarmente sia come elemento base di un impianto di maggiore dimensione.

Costi

Per quanto riguarda l'aspetto economico, la maturazione della tecnologia ha portato a una diminuzione dei costi dei moduli di circa 10 volte e al raddoppio del rendimento di sistema in 20 anni. Il prezzo attuale dei moduli fotovoltaici è di circa 3,5 €/W_p e il costo d'investimento dell'impianto chiavi in mano varia tra 6.000 e 7.000 €/kW_p; inoltre, la produzione di energia elettrica dipende dall'insolazione del sito di collocazione dell'impianto stesso. Conseguentemente, il costo dell'energia può essere compreso tra 0,35 e 0,60 €/kWh. Tali costi rimangono troppo elevati per consentire la competitività commerciale della tecnologia fotovoltaica, se non in particolari nicchie di mercato o in presenza di meccanismi di incentivazione.

D'altra parte, si è constatato che le spese richieste, essendo in stretta correlazione con la crescita del mercato, si dimezzano ogni decennio. I miglioramenti attesi nelle tecnologie di fabbricazione del modulo e nel BOS (Balance-Of-System) sono, inoltre, essenziali per l'industria

fotovoltaica al fine di raggiungere i *target* di costo e affidabilità richiesti. Tutto considerato, alcuni recenti studi indicano un costo di generazione, al 2020, compreso tra 0,10 e 0,20 €/kWh.

6.1.2 Gli sviluppi tecnologici legati alle collaborazioni internazionali

Lo sviluppo delle tecnologie energetiche ed ambientali in Italia è legato, per molte tecnologie, ad accordi di collaborazione in progetti internazionali.

Si riportano di seguito alcune collaborazioni, su temi di grande rilievo, definite a livello nazionale.

a) International Partnership for the Hydrogen Economy (IPHE)

Il 20 novembre 2003 è stato firmato a Washington l'accordo internazionale denominato "*International Partnership for The Hydrogen Economy*" (IPHE); si tratta di una iniziativa con l'obiettivo di offrire ai consumatori dei Paesi partecipanti, entro il 2020, la possibilità di acquistare un veicolo ad idrogeno a prezzi competitivi e di poterlo agevolmente rifornire nelle vicinanze dell'abitazione o del posto di lavoro.

Essa ha fatto seguito alle indicazioni del Presidente Bush (*President Bush's Hydrogen Fuel Initiative*) del gennaio 2003, finalizzate alla completa conversione del parco automobilistico ad idrogeno per superare la dipendenza dal petrolio, che hanno condotto ad una richiesta al Congresso di uno stanziamento di \$ 1,7 miliardi per un piano quinquennale di sviluppo delle tecnologie dell'idrogeno.

La IPHE ha l'obiettivo di definire e coordinare programmi multinazionali di R&S tali da accelerare la transizione verso un'economia globale basata sull'impiego dell'idrogeno. L'iniziativa, secondo gli USA, sarà in grado di accrescere le attuali risorse limitate, concentrare le migliori capacità scientifiche e tecnologiche mondiali per la soluzione di problemi complessi e sviluppare *standard* tecnologici condivisi. Negli auspici dei promotori c'è anche l'obiettivo di favorire la collaborazione tra pubblico e privato, superando barriere di tipo tecnologico, finanziario ed istituzionale, per accedere ad una economia dell'idrogeno competitiva, standardizzata, ampiamente accessibile, sicura ed ambientalmente compatibile.

La IPHE prevede inizialmente una ricognizione delle azioni da svolgersi congiuntamente da parte dei Paesi partecipanti e l'identificazione di azioni ulteriori per l'avanzamento della R&S sulle tecnologie di produzione, stoccaggio, trasporto e distribuzione dell'idrogeno, sulle tecnologie delle celle a combustibile, su codici e *standard* comuni per l'utilizzo dell'idrogeno al fine del coordinamento degli sforzi internazionali.

Gli accordi bilaterali e multilaterali di cooperazione per la R&S già esistenti nel settore delle tecnologie dell'idrogeno e delle celle a combustibile continueranno ad essere uno strumento centrale; la IPHE sarà complementare ad essi, consentendo di focalizzarsi strategicamente su risorse, tecnologie e politiche emergenti, che stimoleranno una più veloce transizione verso l'economia dell'idrogeno.

Un primo gruppo di Paesi è stato chiamato ad aderire: Australia, Brasile, Canada, Cina, Francia, Germania, Islanda, India, Italia, Giappone, Corea del Sud, Russia, Gran Bretagna, oltre all'Unione Europea. Caratteristiche comuni dei partner sono:

- impegni di risorse consistenti a lungo termine in attività di R&S nel settore;
- ben definite strategie nazionali per l'avanzamento delle tecnologie e lo sviluppo delle infrastrutture;
- un impegno nazionale che si rifletta in politiche e strategie che effettivamente consentano uno sviluppo del settore privato verso un'economia dell'idrogeno.

Il gruppo dei Paesi è in gran parte coincidente con quello dei Paesi aderenti al Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), con alcuni innesti importanti non solo da un punto di vista geopolitico, ma anche da quello industriale e tecnologico, come Francia e Germania. Ad esempio la

Francia ha un programma nazionale sull'idrogeno molto importante, come testimoniato dalla Conferenza europea di Grenoble, mentre la Germania ha sviluppato da tempo notevoli competenze nel settore ed il settore automobilistico è molto avanti nella sperimentazione di veicoli ad idrogeno.

b) Altri accordi internazionali nel settore dell'idrogeno

La Commissione UE ha stanziato 198 M€ nel primo bando del VI Programma Quadro, relativo ai Sistemi Energetici Sostenibili, in cui un ruolo importante è previsto per l'Idrogeno e le Celle a Combustibile. Inoltre ha lanciato l'iniziativa GROWTH che vuole rinvigorire lo sviluppo tecnologico dei Paesi membri ed ha come tematica di riferimento lo sviluppo dell'idrogeno con 10 miliardi di euro destinati all'energia fino al 2010.

La Commissione, a seguito della costituzione di un High Level Group, ha recentemente lanciato anche la "European Hydrogen and Fuel Cell Technology Platform" (v. par. 6.1.1), una iniziativa finalizzata ad una *partnership* pubblico-privato con l'obiettivo di accelerare la transizione verso una economia dell'idrogeno. La Piattaforma sarà composta da un Consiglio Consultivo di 35 membri presieduto da J. Bentham della Shell Hydrogen: ne fanno parte gli italiani Rubbia, Airaghi (Ansaldo), Alli (Regione Lombardia) e Tettamanti (Nuvera). Tutto ciò comporterà anche l'avvio di specifici progetti di R&S.

Sulla base di quanto indicato, nell'ambito del VI PQ è stato perciò predisposto un Progetto Integrato denominato HYWAYS, con la finalità di sviluppare e valutare una *roadmap* per un sistema energetico europeo armonizzato, che possa prevedere nel futuro un ricorso significativo all'uso dell'Idrogeno.

La proposta HYWAYS garantirà alla Commissione Europea anche una piena rappresentazione degli scenari a livello di singole regioni e di intera Europa, in modo da acquisire gli elementi di conoscenza necessari a garantire un pieno sostegno alle azioni di R&S sull'idrogeno e favorire la collaborazione internazionale con le altre nazioni, creando le premesse per ampliare i mercati di interesse per l'idrogeno. Il finanziamento della Commissione al Progetto è di 4 M€, per un costo complessivo dell'attività stimabile in più di 10 M€. HYWAYS vede l'Italia particolarmente coinvolta nel progetto, in quanto essa è presente con l'ENEA ed è inserita tra gli Stati membri oggetto dello studio nella fase I ed è responsabile, tra l'altro, di un compito importante come l'analisi d'impatto ambientale.

L'Agenzia Internazionale dell'Energia, oltre ad uno specifico Implementing Agreement sull'idrogeno che fa il punto sui diversi metodi di produzione, ha costituito nel 2003 l'IEA Hydrogen Co-ordination Group il cui ruolo sarebbe il coordinamento delle varie iniziative con un valore aggiunto di tipo politico e strategico. L'obiettivo a breve è di esaminare i piani nazionali sull'idrogeno con verifica delle partecipazioni industriali, con elaborazione successiva di proposte finalizzate.

c) Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF)

Il *Carbon Sequestration Leadership Forum* (CSLF), è una iniziativa promossa dagli Stati Uniti per finalizzare e concentrare gli sforzi a livello internazionale sul problema della cattura e del confinamento dell'anidride carbonica.

L'Italia ha siglato l'accordo insieme con altri 14 Paesi (tra cui USA, Australia, Canada, Cina, India e Giappone) e dell'Unione Europea.

Incontro Interministeriale CSLF

Dal 13 al 15 settembre 2004 si è svolto a Melbourne un incontro ministeriale dei Paesi che aderiscono al Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF): Australia, Brasile, Canada, Cina, Colombia, Comunità Europea, Federazione Russa, Francia, Germania, Giappone, India, Italia, Messico, Norvegia, Regno Unito, Stati Uniti, Sud Africa.

I ministri dei Paesi membri del CSLF, riuniti a Melbourne, hanno riaffermato il loro impegno nei confronti del CSLF, quale riferimento per una cooperazione internazionale nella ricerca e nello sviluppo di tecniche per la cattura, il trasporto e l'immagazzinamento dell'anidride carbonica (CO₂).

Infatti, sulla base delle previsioni disponibili, i combustibili fossili continueranno ad essere largamente utilizzati in tutto il mondo. In ragione di ciò, i motivi che hanno condotto alla creazione del CSLF rimangono validi per consentire a cattura, trasporto ed immagazzinamento della CO₂ di diventare l'opzione per contribuire alla riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra e per promuovere in tutto il mondo uno sviluppo sostenibile.

Nell'incontro è stato dato il benvenuto ai tre nuovi Paesi membri (Francia, Germania e Sud Africa), che hanno aderito al CSLF dopo l'ultimo incontro ministeriale svoltosi a Tysons Corner, Virginia, USA, nel giugno 2003. Tale adesione rappresenta con evidenza il crescente interesse per la cattura, il trasporto e l'immagazzinamento della CO₂ quale mezzo per ridurre l'emissione dei gas ad effetto serra.

Progetti e progressi tecnici

È stata definita una *roadmap* (Piano CSLF di Sviluppo Tecnologico - *CSLF Technology Roadmap*) sviluppata dal CSFL Technical Group ed approvata dal CSLF Policy Group. Sebbene il Piano non vincoli il CSLF o i suoi membri a specifiche azioni, i Ministri lo ritengono un importante documento di riferimento che può fare da guida alle future collaborazioni tecniche tra i membri del CSLF. La *Roadmap* sarà un documento che si evolverà con lo sviluppo delle conoscenze e, in rapporto a ciò, esso dovrà essere rivisto periodicamente, per riflettere tale sviluppo.

Nel corso della riunione è stato dato un formale riconoscimento a dieci progetti proposti dagli Stati membri, che saranno condotti in un quadro di collaborazione. Tali progetti hanno obiettivi ampi e diversificati; ci si attende che essi facciano progredire le conoscenze in tutte le aree, comprese quella tecnologica, economica, ambientale e della salute. I progetti, nel loro insieme, dimostrano l'ampiezza e la varietà delle attività in corso nel mondo sulla cattura, il trasporto e l'immagazzinamento della CO₂. Ci si aspetta inoltre che essi possano gettare le basi per nuove e più intense collaborazioni tecniche promosse dal CSLF.

I dieci progetti sono:

- **ARC Enhanced Coal-Bed Methane Recovery Project (Canada, Stati Uniti e Regno Unito) [Recupero stimolato di metano da giacimenti di carbone]**. Scopo del progetto è di valutare, sia dal punto di vista ambientale che economico, il processo di iniezione della CO₂ in un giacimento profondo di carbone. Tale procedimento porta al confinamento della CO₂ ed alla simultanea produzione di metano dal giacimento.
- **CANMET Energy Technology Centre (CETC) R&D Oxyfuel Combustion for CO₂ Capture (Canada e Stati Uniti) [Combustibile ossigenato per la cattura della CO₂]**. L'obiettivo del progetto è quello di verificare l'utilizzo di combustibile ossigenato (oxifuel) e la conseguente cattura di CO₂ ad elevata purezza da impiegare per il recupero assistito di idrocarburi (EOR). Le informazioni raccolte consentiranno di progettare impianti industriali che utilizzino la stessa tecnica su larga scala.
- **CASTOR (Commissione Europea, Francia e Norvegia)**. Scopo del progetto è di validare, dal punto di vista tecnico, economico, legale e di accettabilità pubblica, le tecniche di cattura della CO₂ dopo la combustione e di immagazzinamento geologico. Enfasi viene data alla riduzione dei costi relativi alla cattura.
- **CO₂ Capture Project, Phase II (Regno Unito, Norvegia, Italia e Stati Uniti) [Cattura della CO₂, Fase II]**. Scopo del progetto è di sviluppare ulteriormente le tecniche per ridurre i costi di separazione, cattura e confinamento geologico della CO₂, agendo sugli elementi del ciclo di combustione dei carburanti, quali turbine, scambiatori, caldaie.

- **CO₂ Separation from Pressurized Gas Stream (Giappone e Stati Uniti)** [*Separazione della CO₂ da flussi di gas ad elevata pressione*]. Scopo del progetto è di valutare tecnicamente ed economicamente i procedimenti per la separazione della CO₂, tramite membrane, da flussi di gas ad elevate pressioni.
- **CO₂SINK (Commissione Europea e Germania)**. Scopo del progetto è di verificare e valutare la cattura ed il confinamento geologico della CO₂, in modo da comprenderne meglio le basi scientifiche ed i processi coinvolti. L'esperienza conseguita permetterà di definire un contesto normativo in cui regolare l'immagazzinamento geologico della CO₂.
- **CO₂STORE (Norvegia e Commissione Europea)**. Scopo del progetto è di affinare la tecnica di osservazione, già dimostrata nel progetto in corso sul giacimento di Sleipner, della CO₂ re-iniettata e di acquisire nuove conoscenze sui processi geochimici e sulla dissoluzione della CO₂.
- **Frio (Stati Uniti ed Australia)**. Il progetto prevede di effettuare la sequestrazione della CO₂ in un acquifero salino profondo a terra, con l'obiettivo di verificare i modelli concettuali e le tecniche di osservazione, provare che non si producono effetti nocivi per la salute, la sicurezza e l'ambiente, sviluppare l'esperienza necessaria per estendere la tecnica su larga scala.
- **ITC CO₂ Capture with Chemical Solvents (Canada e Stati Uniti)** [*Cattura della CO₂ tramite solventi chimici*]. Obiettivo del progetto è di dimostrare la cattura della CO₂ tramite solventi chimici, sviluppando tecniche efficaci ed a basso costo per la separazione della CO₂ dai fumi.
- **Weyburn II CO₂ Storage Project (Stati Uniti, Canada e Giappone)** [*Progetto Weyburn II per l'immagazzinamento geologico della CO₂*]. Obiettivo del progetto è di utilizzare la CO₂ per il recupero stimolato di petrolio in un giacimento di idrocarburi in Canada. Sarà studiata la migrazione della CO₂ nel giacimento, per valutare complessivamente le prestazioni e gli eventuali rischi connessi con l'utilizzo della CO₂ nel recupero assistito degli idrocarburi.

Le aspettative sono che le conoscenze generate grazie a questi progetti svolti in collaborazione consentano di valutare meglio le prestazioni, i costi ed i benefici di tali tecnologie. Notizie dettagliate sui progetti sopra indicati saranno rese disponibili attraverso il Segretariato CSLF.

È stato svolto un notevole lavoro dal Gruppo (Task Force) per gli **aspetti legali, regolamentari e finanziari**. È stato discusso il rapporto "Considerazioni sugli aspetti regolamentari per i progetti di cattura e confinamento della CO₂" redatto dal Gruppo. Le considerazioni in esso contenute sono basate sull'esperienza sviluppata in progetti di cattura, trasporto ed immagazzinamento della CO₂ nei Paesi in cui tali progetti sono stati svolti. Il rapporto può rappresentare un utile punto di riferimento nello sviluppare leggi, regolamenti e contesti normative per la cattura, il trasporto e l'immagazzinamento della CO₂.

È proseguito inoltre il lavoro per valutare il coinvolgimento dei soggetti interessati alle tematiche (*stakeholders*) e come rendere consapevole l'opinione pubblica (*public awarness*). In particolare è stato ribadita l'importanza degli *stakeholders*, proseguendo il lavoro avviato con le riunioni preparatorie svoltesi a Londra nello scorso giugno 2004. A tale scopo è stata accolta la proposta del Policy Group di istituire e gestire un registro dei soggetti coinvolti (*Stakeholder Engagement Register*) e di utilizzare il sito CSLF (www.cslforum.org) ed altri appropriati mezzi di comunicazione per sostenere un dialogo bilaterale con tutti i portatori di interesse.

Le tecniche per la cattura, il trasporto e l'immagazzinamento della CO₂ non sono note nel mondo al grande pubblico. Tuttavia è di vitale importanza che la loro **accettazione pubblica** sia basata sulla chiara ed accurata comprensione di tutti gli aspetti connessi con tali tecnologie, compresi quelli ambientali e della sicurezza. L'informazione al pubblico è, dunque, una necessità primaria perché siano accettati la cattura, il trasporto e l'immagazzinamento dell'anidride carbonica.

È stato chiesto infine al Policy Group di definire programmi per la diffusione delle tecniche di cattura, trasporto ed immagazzinamento dell'anidride carbonica che facilitino lo scambio di esperienze tra gli Stati membri del CSLF. Tali programmi dovranno avere solide basi scientifiche, tecniche, economiche ed ambientali.

L'iniziativa degli USA intende offrire una sede opportuna per finalizzare e concentrare gli sforzi a livello internazionale su tale soluzione; essa presenta la volontà americana di impegnarsi costruttivamente nel settore del cambiamento climatico, nonostante il proprio rifiuto di sottoscrivere il Protocollo di Kyoto. I Paesi invitati ad aderire hanno dimostrato di aver già avviato attività nel settore e di avere capacità e risorse necessarie per contribuire al successo dell'iniziativa.

Il CSLF appare come una risposta concreta alla 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.

Il Ministero delle Attività Produttive ha costituito un Gruppo di coordinamento della partecipazione italiana al CSLF, al quale hanno aderito rappresentanti di: ENEA, ENEL, Eni Tecnologie, Ansaldo, CESI, Sotacarbo, Assocarboni, Istituto Nazionale di Vulcanologia (INGV), Edison, Foster Wheeler, Assoelettrica e CSM. L'obiettivo è quello di esprimere un'offerta italiana qualificata di progetti di *carbon sequestration* da condividere con gli altri Paesi coinvolti nell'accordo. I lavori del Gruppo si sono focalizzati fino a questo momento sulla necessità di dotare l'Italia di una mappatura geologica in grado di definire il potenziale di *carbon sequestration* del Paese e successivamente di definire un progetto dimostrativo congruente con tale potenziale.

d) Accordo di cooperazione scientifica e tecnologica Italia-USA

Già nell'aprile 1988 era stato firmato un Accordo fra il Governo Italiano (Ministero degli Esteri) e quello degli Stati Uniti d'America (Dipartimento di Stato) per la collaborazione scientifica e tecnologica, più volte reiterato con cadenza triennale (nel giugno 2003 è stato rivisto l'ultimo Accordo).

Le tematiche di comune prioritario interesse previste dall'Accordo sono: Energia e Ambiente, Salute, Spazio, Scienze di Base. In questo quadro, le tematiche energetiche considerate nello specifico Accordo fra il Ministero delle Attività Produttive (MAP) e il Dipartimento dell'Energia (DOE) statunitense riguardano:

- 1) Clean coal technology and advanced power systems
- 2) Renewable energy technologies: Geo-thermal, fotovoltaic, biomass
- 3) Energy efficiency – alternative fuels, fuel cells
- 4) Intelligent Transportation. Systems, telematics
- 5) Electric and Hybrid Vehicles Technologies
- 6) Nuclear energy and wastes.

MAP e DOE hanno inoltre confermato l'impegno comune per lo sviluppo delle tecnologie che consentono un utilizzo sempre più pulito del carbone. Tale impegno era stato già confermato in occasione dell'adesione dell'Italia al "Carbon Sequestration Leadership Forum", nel quadro delle azioni per contrastare il cambiamento climatico.

Le suddette iniziative comuni, per il carbone pulito, la cattura ed il confinamento della CO₂, rientrano a pieno titolo nelle strategie tese a ridurre il livello dei gas serra responsabili del cambiamento climatico ed a favorire lo sviluppo di tecnologie energetiche avanzate e produzioni elettriche competitive.

e) Accordo di collaborazione Italia-USA su "scienza e tecnologia dei cambiamenti climatici"

Nell'ambito della cooperazione bilaterale Italia-USA sui cambiamenti climatici è stato avviato un primo gruppo di progetti, cofinanziati sia da parte italiana (Ministero dell'Ambiente) che da parte USA (NSF, DOE, EPA, NOAA), in vari settori, tra cui alcuni di forte valenza energetica, quali:

- Tecnologie a bassa emissione
 - ✓ Solar energy, Geothermal energy, Wind
 - ✓ Bioenergy

- ✓ Clean fossil fuel energy
- ✓ Carbon sequestration
- ✓ Advanced power systems
- Tecnologie dell'idrogeno e delle celle a combustibile
 - ✓ Hydrogen infrastructures
 - ✓ Fuel cells

Il contributo italiano sulle due suddette linee sarà sostenuto in particolare dai programmi cofinanziati con circa 90 M€ a valere sul Fondo integrativo speciale della ricerca (FISR) gestito anche dal MIUR e dal MATT.

6.1.3 Altre fonti energetiche rinnovabili

6.1.3.1 Energia eolica

Alla fine del 2003 la potenza eolica connessa alla rete elettrica nel mondo ha praticamente raggiunto 40.000 MW, corrispondente ad un investimento di circa 40 miliardi di euro. La crescita del settore, in quest'ultimo quarto di secolo, è stata esponenziale e, nello stesso periodo, il costo dell'energia generata si è ridotto di un ordine di grandezza. Anche nel 2003 è stata confermata la tendenza delineatasi negli anni precedenti, con un contributo di oltre 8.000 MW di nuova generazione, ossia il 26% d'incremento rispetto alla potenza globale alla fine del 2002.

In Danimarca la quota di energia elettrica di provenienza eolica ha raggiunto il 20%, mentre Spagna e Germania seguono con valori che già superano il 6%.

Il conseguimento di questi risultati è ascrivibile a due fattori principali: affidabilità molto elevata, sia degli aerogeneratori che dell'intero sistema di generazione elettrica e costi sempre più vicini alla competitività con le fonti tradizionali. Entrambi i fattori sono riconducibili all'evoluzione tecnologica che ha saputo trarre insegnamenti preziosi dai problemi emersi soprattutto nel decennio 80-90, immettendo nel mercato una serie di prodotti di dimensioni, potenza, disponibilità ed affidabilità crescenti, con diffusione differenziata in tutti i continenti. Segni tangibili d'innovazione tecnologica sono l'adozione del controllo del passo e della velocità variabile del rotore che permette, tra l'altro, una maggiore produzione elettrica, soprattutto nei siti a velocità del vento intorno ai 6 m/s, una riduzione delle sollecitazioni e una minore emissione di rumore.

La realizzazione di aerogeneratori senza moltiplicatore di giri è un altro segnale innovativo portato avanti da diversi anni dall'azienda costruttrice tedesca Enercon, in tutti i suoi modelli e da qualche altro costruttore. Questa configurazione non ha conquistato la supremazia nel mercato globale, ma coesiste con le altre più tradizionali. Infatti i vantaggi e svantaggi delle due diverse impostazioni sono bilanciati e, probabilmente, tale equilibrio è destinato a durare a lungo, a meno di variazioni sensibili nel costo dei componenti meccanici, elettrici ed elettronici coinvolti nelle due configurazioni. La soluzione senza moltiplicatore di giri comporta l'impiego dell'elettronica di potenza e di generatori elettrici multipolari funzionanti a bassa velocità di rotazione.

L'evoluzione del settore, per quanto riguarda la potenza delle macchine, ha consolidato il posizionamento degli aerogeneratori di grande taglia nel mercato globale, con una netta prevalenza nei Paesi nord-europei. La potenza media degli aerogeneratori installati globalmente nel 2003 è stata superiore a 1.200 kW, mentre in Germania tale valore ha raggiunto 1.552 kW e in Danimarca addirittura 2.000 kW. La diffusione di questa categoria di macchine è la prova più evidente della loro affidabilità e convenienza economica. Il prototipo tedesco Enercon E-112 della potenza di 4,5 MW, con una torre di 124 m ed un diametro del rotore di 114 m, è stato affiancato da altre due unità simili, con torri di acciaio e calcestruzzo della stessa altezza, installate in due siti della Germania settentrionale, dove sono sottoposte a sperimentazione con ottimi risultati.

La Danimarca ha contrapposto in questa sfida tecnologica i prodotti Vestas e NegMicon, rispettivamente con l'aerogeneratore V90 della potenza di 3 MW e NM80, NM92 da 2,75 MW e NM110 da 4,2 MW con diametro del rotore di 110 m. Queste due società danesi sono ora un'unica entità che si colloca nella posizione di punta in un settore che vede sempre più la formazione di alleanze strategiche tra diversi gruppi per conquistare o mantenere un posto d'*elite* in un mercato già globale e che in prospettiva lo sarà sempre di più.

La Vestas ha effettuato un balzo tecnologico rilevante nella progettazione e realizzazione della sua macchina più grande, la V90 della potenza di 3 MW. Tale prodotto, a poca distanza temporale dalla messa in commercio del suo predecessore V80 da 2 MW, grazie all'utilizzo di un materiale innovativo come le fibre di carbonio nella fabbricazione delle pale e ad altri accorgimenti e concetti di recentissima acquisizione, a fronte di un aumento della potenza del 50%, ha un peso complessivo inferiore di circa 40 tonnellate! In particolare si è agito sul *design* della pala che è stato ottimizzato appunto con l'impiego della fibra di carbonio, più resistente e leggera della fibra di vetro, nella costruzione dello *spar*, la parte strutturale e, nello stesso tempo, si è intervenuti nella riduzione dei carichi, attraverso la realizzazione di pale più sottili e con un nuovo profilo. Anche sulla torre sono state effettuate modifiche sostanziali che hanno avuto come risultato finale un manufatto più leggero e resistente, con una riduzione dei carichi a fatica e estremi ed una migliore resistenza complessiva, per mezzo di un acciaio di ottime qualità meccaniche e l'utilizzo di supporti magnetici al posto di staffe saldate.

La società svedese-norvegese Scanwind ha realizzato due prototipi da 3 MW, il primo senza moltiplicatore di giri, è stato installato nel 2003 ed ora è nella fase di prova, mentre la collocazione nel sito della seconda unità, con moltiplicatore di giri, è prevista nel corso del 2004. Anche la Spagna non intende rimanere fuori dalla competizione e, con la società Ecotecnia, sta progettando una macchina di 100 m di diametro ed una potenza di 3 MW.

In questo contesto, un discorso a parte deve essere fatto per gli Stati Uniti. Infatti, nonostante la mancata proroga del PTC, un incentivo basato sul credito fiscale, che ha contribuito in modo determinante allo sviluppo del mercato eolico americano, lo sforzo congiunto del Dipartimento governativo dell'Energia (DOE) e dell'industria procede incessantemente verso la ricerca di nuove soluzioni tecnologiche. Un'attività di ricerca seguita con particolare interesse riguarda lo sviluppo di aerogeneratori multimegawatt allo scopo di ridurre ulteriormente i costi dell'energia. Un nuovo progetto condotto dalla GE Wind Energy include la segmentazione delle pale, con l'impiego di materiali innovativi, per facilitare il loro trasporto e ridurre il livello di rumore. La Clipper Windpower sta portando avanti, sempre nell'ambito della collaborazione con il DOE, un progetto relativo all'utilizzo di generatori multipli e sistemi di controllo innovativi. Inoltre, si sta considerando la progettazione di una torre auto-installante e di un rotore a diametro variabile per prestazioni superiori in aree caratterizzate da venti di media-bassa intensità.

Anche sul fronte della componentistica eolica il DOE svolge un'intensa attività di collaborazione con diverse società per lo sviluppo di dispositivi più efficienti ed innovativi. Tra gli aspetti più considerati si segnala la riduzione dei pesi dei singoli sistemi, sottosistemi e componenti, con conseguente abbassamento dei costi e delle sollecitazioni sulla struttura. La configurazione a trasmissione diretta, senza il moltiplicatore di giri, viene valutata attentamente in termini di aumento di affidabilità e riduzione del costo dell'energia prodotta.

Di notevole entità sono le migliorie apportate dalla GE Wind Energy a tutte le macchine in produzione da 900 kW a 3,6 MW, attraverso l'adozione di nuovi materiali ed il rinforzo dei componenti principali come pale, mozzo e moltiplicatore di giri e, conseguentemente, introducendo variazioni progettuali nella torre e fondazioni in seguito al mutato profilo dei carichi.

Altre nuove applicazioni dell'energia eolica, oltre alle tecnologie *off-shore*, che interessano i ricercatori americani, riguardano pulizia, dissalazione e movimentazione dell'acqua e lo sviluppo di sistemi che permettano l'uso sinergico della fonte eolica con quella idroelettrica e l'idrogeno.

Nel campo della modellistica si conducono molteplici attività nell'individuazione di nuove aree idonee al loro sfruttamento, soprattutto in mare e in aree remote, utilizzando dati ed immagini

satellitari, addivenendo alla stesura di mappe eoliche sempre più dettagliate ed affidabili. Si ricorre ancora alla modellistica per prevedere in anticipo il regime di vento, da un minimo di poche ore sino a tre giorni, per poter fornire ai gestori delle reti elettriche, un'informazione di fondamentale importanza nella regolamentazione dei carichi sulle reti stesse. Per quanto attiene l'integrazione dell'energia prodotta da fonte eolica nel sistema elettrico si sono avuti notevoli risultati nel miglioramento della qualità dell'energia riversata, ma è unanimemente riconosciuto che in considerazione del ruolo crescente dell'eolico nei prossimi anni, ulteriori sforzi dovranno essere sostenuti sia dai costruttori di aerogeneratori che dalle società elettriche e dai gestori delle reti di trasmissione.

Grande attenzione è dedicata ai sistemi *stand-alone* per l'alimentazione di utenze isolate e, contemporaneamente, si assiste allo sviluppo di macchine di piccola-media taglia da collegare a reti elettriche deboli, in aree marginali e con prestazioni elevate. In entrambi i casi questi sistemi eolici di taglia ridotta possono essere abbinati ad altri impianti alimentati da fonti rinnovabili, come biomasse e solare, o convenzionali.

In Italia, nel corso del 2003, si sono avuti segnali importanti del coinvolgimento industriale nel settore, soprattutto con la messa in esercizio di due prototipi che si collocano nelle fasce estreme in termini di potenza: 20 kW e 1,2 MW.

La macchina di maggiori dimensioni, la Leiwind da 1,2 MW, con un diametro del rotore di 60 m ed una torre di 62 m, è stata progettata, realizzata e sottoposta a sperimentazione nell'ottobre 2003, dal gruppo alto-atesino Leitner.

Ad ispirare l'aerogeneratore Leitner è stata la tecnologia introdotta e sviluppata per gli impianti di risalita, che prevede l'azionamento diretto. Mentre l'azionamento diretto nell'impianto di risalita consente al motore elettrico di azionare direttamente la puleggia della fune, negli impianti eolici le rotazioni delle pale producono energia. L'assenza poi del riduttore rende il sistema affidabile, di facile manutenzione e silenzioso. L'utilizzazione di una macchina sincrona a magneti permanenti, al posto di un tradizionale generatore azionato da energia elettrica, incrementa ulteriormente il rendimento. Considerato poi che il generatore è accessibile dall'interno, si rivelano quanto mai agevoli le operazioni di manutenzione. Dispositivi di sicurezza antifulmine apportati alle pale garantiscono il regolare funzionamento dell'impianto eolico anche in caso di temporali.

La Leitner, per la realizzazione di questa macchina e negli sviluppi successivi previsti, è stata coadiuvata dalle Università di Trento, Bologna e Milano. In particolare, l'Università di Trento ha in corso attività di ricerca relative a dispositivi per consentire il funzionamento dell'aerogeneratore in ambienti ostili, quali quelli montani, ostacolando la formazione di ghiaccio sulle pale e, inoltre, studiando anche sistemi altamente innovativi aventi le stesse finalità.

La società Jonica Impianti ha invece messo in produzione una miniturbina eolica JIMP20 da 20 kW, dopo aver già realizzato macchine di taglia minore. Anche in questo prototipo sono stati introdotti concetti innovativi come il generatore elettrico sincrono, multipolare a magneti permanenti a flusso assiale.

L'IWT-Vestas, con sede in Taranto, ha consolidato la sua presenza industriale incrementando la produzione di aerogeneratori di media taglia (660-850 kW) per il mercato nazionale. Attualmente la capacità produttiva è di 500-600 macchine all'anno, con l'esclusiva del modello V52 da 850 kW. Nella fornitura di componenti e sistemi per aerogeneratori e centrali eoliche sono particolarmente attive una gamma di società di ogni dimensione che, in alcuni casi, si sono affermate a livello internazionale, fornendo prestazioni e prodotti (torri, mozzi, riduttori, trasformatori, macchinari, cavi e quant'altro) ai costruttori più importanti.

Tecnologia eolica offshore

Nel corso del 2003 si è registrato un impulso notevole nello sviluppo della tecnologia eolica *off-shore* manifestatosi con la realizzazione ed avviamento in Danimarca di tre impianti con macchine Vestas V80 della potenza di 2 MW e Bonus da 2,3 MW per una capacità complessiva di

circa 250 MW, corrispondente al valore cumulato nel Mare del Nord in tutti gli anni precedenti. Il 2003 si configura quindi come l'anno del decollo commerciale di questa tecnologia.

L'installazione di turbine eoliche *off-shore* presenta alcuni vantaggi rispetto all'opzione *on-shore*. Ad esempio, lo sviluppo di turbine di dimensioni sempre maggiori può determinare negli impianti problemi di trasporto, di carattere infrastrutturale e d'impatto visivo che sono mitigati ad una certa distanza dalla costa. Allo stesso modo, la riduzione del rumore emesso richiede una minore attenzione che, per questo aspetto, non introduce ulteriori costi addizionali.

A differenza di quanto avviene per gli impianti tradizionali, che vedono la loro migliore collocazione in aree marginali, generalmente con problemi di connessione alla rete, la localizzazione degli impianti *off-shore* può avvenire in prossimità di aree industrializzate, limitando le dispersioni nella trasmissione elettrica. Un esempio applicativo in questo senso è rappresentato da due impianti *off-shore* realizzati in Danimarca, ed in particolare nell'area portuale di Copenhagen.

Non si può però evitare di citare alcuni aspetti negativi che riguardano soprattutto gli investimenti necessari per fronteggiare i costi di realizzazione più alti e la difficoltà di raggiungere le turbine in mare aperto con oneri maggiori per la loro manutenzione. Considerata poi la severità delle condizioni ambientali si devono ricordare i problemi connessi alla corrosione marina e gli sforzi e sollecitazioni a cui gli impianti sono sottoposti dal moto ondoso e dall'eventuale formazione di ghiaccio.

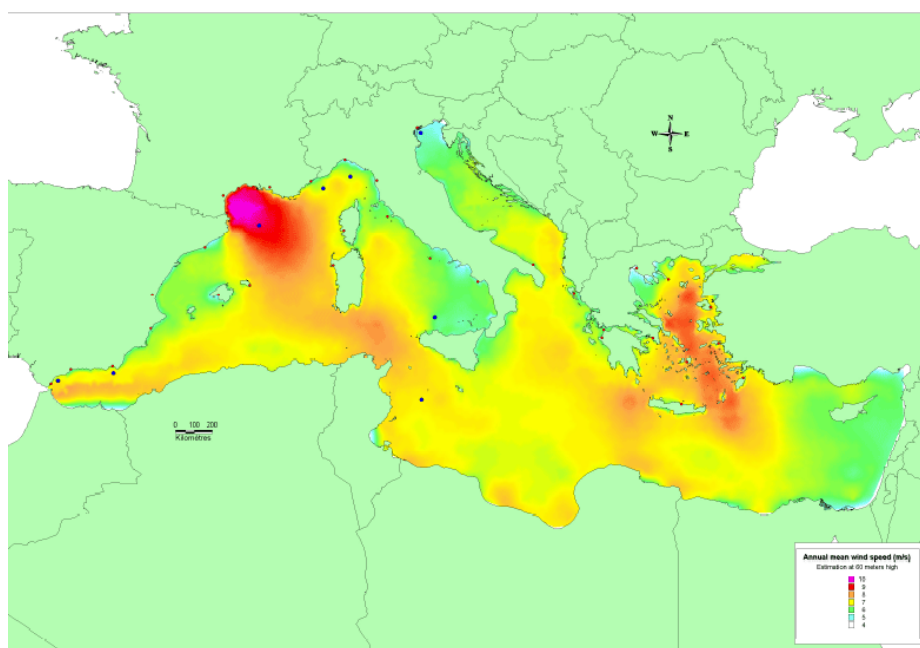
Dal punto di vista tecnologico le sfide maggiori riguardano la disponibilità delle macchine che può essere incrementata attraverso il miglioramento delle condizioni di esercizio e manutenzione ed una ottimizzazione nella disposizione degli aerogeneratori, la connessione alla rete e le fondazioni. Un altro aspetto da prendere in considerazione, in relazione allo sviluppo di mercato prevedibile, è la progettazione di una macchina dedicata, con una turbina di caratteristiche dimensionali, quindi di potenza, di concezione e di componenti, specifiche dell'ambiente *off-shore* richiedente un alto contenuto d'innovazione tecnologica. Attualmente l'aerogeneratore di maggiore potenza prodotto a livello commerciale è quello della GE Wind Energy sperimentato in un impianto dimostrativo in Spagna e successivamente installato, con altre sei unità, al largo della costa irlandese. Le principali caratteristiche di tale aerogeneratore (GE Energy 3.6s Off-shore) sono: potenza 3,6 MW, diametro del rotore 104 m e altezza della torre variabile.

Le fondazioni degli aerogeneratori in ambiente marino, a differenza di quanto avviene sulla terraferma, implicano scelte progettuali impegnative riguardo la tipologia e le modalità di messa in opera; inoltre, per tali ragioni, i costi presentano un'incidenza percentuale notevole. Attualmente l'opzione tecnologica preferita è la fondazione monopila o monopalo che, nella stragrande maggioranza delle installazioni è stata inserita in fondo sabbioso. Le centrali eoliche *off-shore* sinora realizzate sono collocate in acque poco profonde, non più di 20 m, ma per poter contare su un maggior potenziale, per l'impiego nei Paesi caratterizzati da coste alte, per ridurre gli effetti ambientali e per un miglior abbinamento domanda-offerta di energia, si sta prendendo in seria considerazione anche l'applicazione di questa tecnologia in acque profonde. Si è quindi in presenza di una sfida tecnologica aggiuntiva, che vede un impegno crescente soprattutto da parte di Stati Uniti e Giappone, seguiti dalla Norvegia, e con un possibile coinvolgimento entro breve da parte di altri Paesi caratterizzati dalla difficoltà di coniugare la risorsa eolica con acque poco profonde come: Spagna, Irlanda, Italia, Portogallo e Gran Bretagna. La zona individuata come "acque basse" riguarda le profondità sino a 30 m, la "zona di transizione" riguarda profondità da 30 m a 50 m, infine, la zona "acque profonde" riguarda profondità oltre i 50 m. Un'esperienza che può essere utilizzata nello sviluppo della tecnologia eolica in acque profonde è stata acquisita dall'industria del petrolio e del gas nella costruzione ed esercizio delle piattaforme marine. Un esempio di riutilizzo di tali piattaforme *off-shore*, è stato proposto dalla Edison, riguardo alla piattaforma VEGA, ubicata in corrispondenza ad una profondità di 120 m e a 22 km dalla costa siciliana. Lo studio di prefattibilità ha considerato l'installazione sulla piattaforma esistente dell'aerogeneratore Enercon E-112 da 4,5 MW (di cui sono in esercizio sperimentale tre unità nella Germania settentrionale) mediante l'impiego di mezzi navali e di sollevamento, in parte già presenti sulla stessa piattaforma.

I Paesi che attualmente fanno affidamento maggiore sull'eolico *off-shore* sono: Danimarca, Gran Bretagna, Olanda, Germania e Svezia. L'energia eolica *offshore* ha raggiunto il pieno sviluppo nel Mare del Nord e ci si appresta alla sua adozione, con l'impiego di identiche o addirittura migliori tecnologie anche nei Paesi meridionali dell'Unione Europea. Un recente progetto della Commissione Europea (NOSTRUM) ha avviato una indagine sulle potenzialità dell'eolico *offshore* nel Mediterraneo. La mappa del vento del Mediterraneo⁴ prodotta dal progetto NOSTRUM utilizzando il codice WASP è riportata nella figura 6.1.3.

Con riferimento al caso italiano, la potenzialità eolica lungo le coste va valutata con specifici approfondimenti sui fattori antropici e socio-economici che possono influenzare positivamente o meno la scelta dell'uso della risorsa, come gli aspetti naturalistici e di tutela del paesaggio, il turismo, la pesca, le infrastrutture, i limiti imposti da motivi di difesa e gli aspetti legislativi.

Figura 6.1.3 - Mappa del vento nel Mediterraneo



Fonte: progetto NOSTRUM

Le curve di apprendimento per l'eolico

Le curve di apprendimento esprimono l'evoluzione dei costi al maturare dell'esperienza, costituita, in questo caso, dai volumi di produzione raggiunti.

Viene definito *tasso di progressione* (PR, *Progress Ratio*) il rapporto tra i nuovi e i vecchi prezzi in corrispondenza di ciascun raddoppio della produzione cumulata.

Le proprietà salienti delle curve sono:

- l'apprendimento, ovvero il prodotto dell'esperienza grazie alla quale si affrontano e risolvono i problemi.
- i rendimenti dell'apprendimento sono decrescenti perché le soluzioni ai problemi affrontati si moltiplicano.

È bene precisare che, per l'assenza di dati che coprano un periodo sufficientemente lungo, non è possibile valutare quanto stabile sia il *trend* di riduzione dei costi delle tecnologie rinnovabili. Le relazioni costo-volume di produzione realizzate fino a questo punto, potrebbero essere tuttavia utilizzate per cercare di prevedere l'impatto nel settore di interesse che avrebbero misure di

⁴ Rif. Progetto UE ALTENER NOSTRUM – Mappa del vento. Espace Eolienne Devellopment (Francia)

attuazione e programmi di ricerca nel medio periodo. Va premesso, tuttavia, che quest'analisi potrebbe essere soggetta ad imprecisioni, soprattutto a causa del limitato numero di dati disponibili, in quanto lo sviluppo delle tecnologie rinnovabili è un fenomeno sostanzialmente recente.

Altri problemi metodologici sorgono in relazione alla costruzione delle curve di apprendimento.

In generale, quando esiste un sistema di apprendimento su scala internazionale che implica una sostanziale uniformità dei prezzi in tutti i Paesi, l'analisi a livello nazionale può condurre a stime distorte per il *Progress Ratio*, poiché il tasso di crescita della capacità installata a livello locale non corrisponde al tasso di crescita globale.

L'apertura ritardata ma improvvisa di un mercato e l'assimilazione immediata di tutte le innovazioni avvenute in altre regioni può far sopravvalutare l'apprendimento in alcuni Paesi.

L'introduzione di sussidi o incentivi fiscali o l'adozione delle cosiddette *feed in tariffs*, può influenzare l'andamento delle curve di apprendimento calcolate sulla base dei dati di un determinato Paese. In particolar modo tali misure riescono ad incentivare una rapida crescita della capacità installata senza che i costi discendano altrettanto rapidamente.

I problemi metodologici indicati in precedenza suggeriscono la costruzione di una curva di apprendimento globale. Alcune considerazioni supportano il suggerimento:

- il mercato delle turbine eoliche può essere rappresentato come un sistema omogeneo di apprendimento a livello globale; il numero di produttori è infatti ristretto e, in molti casi, i produttori di turbine producono anche tutte le altre componenti che caratterizzano l'investimento iniziale di una *wind farm*.

- i fattori che turbano i mercati regionali (vari tipi di sussidi), hanno effetti meno rilevanti in un contesto globale.

Le difficoltà sono date dalla maggiore variabilità dei costi dovuta anche alle variazioni del cambio e ai differenti tassi di inflazione utilizzati per correggere i dati espressi in termini nominali.

Il problema della selezione di dati appropriati nella costruzione delle curve globali è un problema cruciale per garantire la validità delle stesse. La scelta dei dati deve quindi soddisfare alcuni requisiti fondamentali:

- i dati sui prezzi devono essere riferiti ad un mercato altamente concorrenziale per evitare le distorsioni che si hanno in un contesto in cui sono garantiti alti margini di profitto;

- il mercato considerato non deve svilupparsi attraverso misure protezionistiche che ostacolino le importazioni dei principali produttori della tecnologia in esame.

In figura 6.1.4 sono riportate le curve di apprendimento globali per le *wind farm*⁵, ottenute con dati provenienti dal mercato del Regno Unito e da quello spagnolo. Nel Regno Unito, il sistema di *non fossil fuel obligations* (NFFO), che prevede che i produttori di energia elettrica acquistino tramite asta competitiva quote predefinite di energia prodotta da fonti non fossili, ha favorito una rapida discesa dei costi per la produzione di energia elettrica da fonte eolica. L'esigua produzione nazionale determina inoltre la necessità di importare quasi integralmente le turbine eoliche. Per questi motivi si ritiene che i prezzi rilevati sul mercato britannico riflettano con grande attendibilità i prezzi internazionali per le *wind farm* di taglia ridotta.

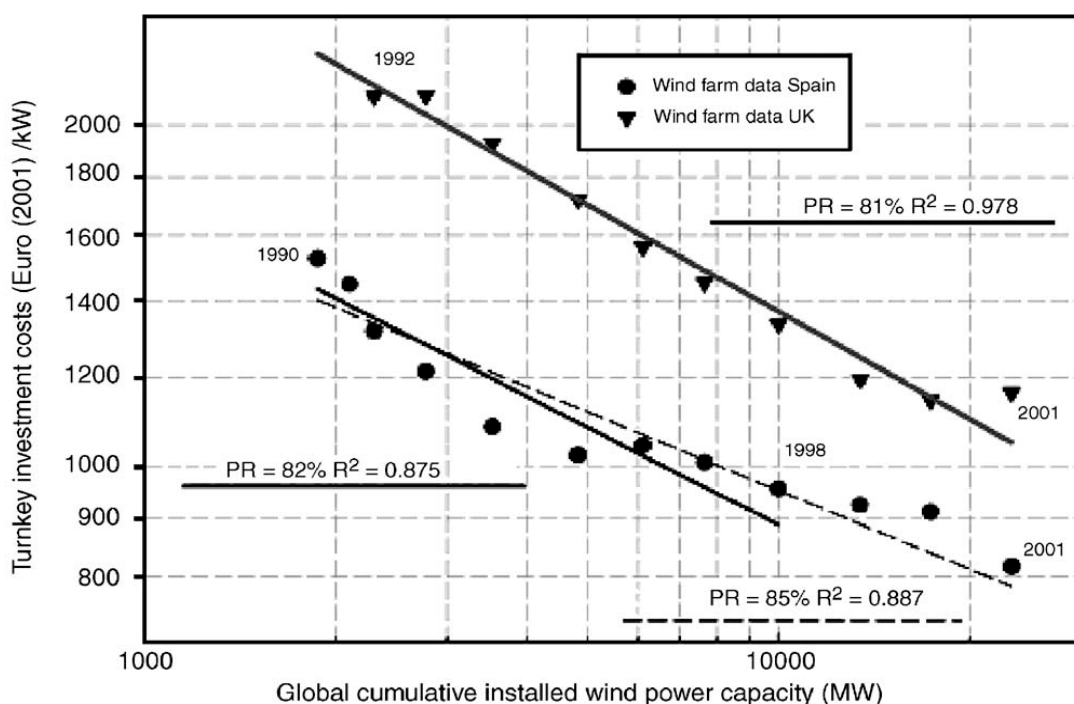
Sebbene il grado di concorrenzialità del mercato spagnolo sia inferiore a quello britannico, i dati ad esso relativi sono invece ritenuti indicativi per le *wind farm* che utilizzano turbine di taglia superiore ai 600 kW.

La curva d'apprendimento globale disegnata sulla base dei dati sopra descritti⁶, è riportata in figura 6.1.4.

⁵ La costruzione delle turbine eoliche è una componente del sistema di apprendimento per la costruzione di una *wind farm* (che comprende anche la connessione alla rete, le fondamenta e altri costi).

⁶ Il deflattore per i paesi ad economia avanzata calcolato dal Fondo Monetario Internazionale è stato utilizzato per convertire i prezzi a valori correnti in prezzi espressi in termini reali.

Figura 6.1.4 - Curve di apprendimento globali per le *wind farm*



Fonte: Junginger et al. *Global experience curves for wind farms*. Energy Policy, Vol. 33 (2005)

Il *Progress Ratio* calcolato utilizzando esclusivamente i dati del Regno Unito è pari a 0,81. Se, invece si utilizzano i dati della Spagna, si ottiene un *Progress Ratio* di 0,85 per il periodo 1991-2002 e di 0,82 per il periodo 1998-2002⁷

Il *Progress Ratio* delle curve di apprendimento globali risulta molto inferiore a quello utilizzato per descrivere la possibile evoluzione dei costi per l'energia eolica negli anni futuri (circa 0,90-0,92). I prezzi dovrebbero quindi diminuire molto più velocemente di quanto previsto da molti scenari o modelli.

La stima del *Progress Ratio* per le *wind farm* non può essere intesa come una stima puntuale; essa deve piuttosto suggerire un intervallo (0,77-0,85) sulla base del quale preparare scenari e previsioni.

Come evidenziano i dati provenienti dai diversi mercati regionali, le politiche di supporto possono avere effetti importanti sulla riduzione dei prezzi delle turbine eoliche e sui costi di investimento delle *wind farms*.

Il *trade-off* tra riduzione dei costi ed espansione della capacità installata potrebbe essere superato attraverso nuovi strumenti di incentivazione: una possibilità che potrebbe essere presa in considerazione è la riduzione progressiva delle *feed in tariffs* ad un tasso corrispondente alla velocità di riduzione dei costi evidenziata dalle curve di apprendimento globali.

6.1.3.2 Impianti a concentrazione solare

Negli anni più recenti l'attività di ricerca e sviluppo tecnologico nel settore è stata svolta principalmente in Germania (DLR e ZSW), Svizzera (PSI), Francia (CNRS), Australia (Università di Sidney), Belgio (Solarmundo) 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:

⁷ A partire dal 1998 si è assistito ad una progressiva riduzione delle *feed in tariffs*.

- concentratori parabolici lineari (CPL). La ricerca 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%);

- concentratori lineari Fresnel (CLF). La ricerca è principalmente orientata su nuovi rivestimenti selettivi, stabili in aria ad elevata temperatura, per gli elementi assorbitori della radiazione concentrata e su sistemi di movimentazione degli specchi che richiedano scarsa manutenzione, anche in condizioni ambientali avverse;

- concentratori parabolici puntuali (CPP). Alla PSA l'obiettivo è la realizzazione di un campo prove comprendente numerosi dischi parabolici e 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) fra il 1984 e la fine del 1990, ha dimostrato buona affidabilità tecnica, raggiungendo un'esperienza d'esercizio cumulativa superiore a 100 impianti-anno; recentemente la società statunitense Nevada Power ha commissionato un nuovo impianto da 50 MWe. In condizioni favorevoli di irraggiamento, tali sistemi attualmente producono 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 ad oggi 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 nelle moderne centrali termoelettriche a ciclo combinato, per fornire una portata aggiuntiva alle turbine del ciclo vapore ed incrementare, con un costo d'investimento contenuto, la potenza complessiva dell'impianto.

La tecnologia CFL, sviluppata soprattutto in Australia e Belgio, è potenzialmente in grado di produrre energia elettrica a costi inferiori a quelli attuali della tecnologia CPL (circa 8 c€/kWh per un impianto da 50 MWe localizzato in Egitto). Nel 1999 un prototipo è stato realizzato in Belgio per la messa a punto e la verifica di tutti i componenti meccanici. Attualmente questa tecnologia è pronta per entrare sul mercato ed è alla ricerca di potenziali investitori.

La tecnologia CPP, invece, non ha ancora raggiunto la fase industriale, ma, grazie soprattutto all'attività di ricerca sviluppata in Europa (PSA), negli USA ed in Australia, dovrebbe essere ormai pronta. Tra le quattro 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 dimostrato la fattibilità di questi impianti di potenza. L'evoluzione si è avuta con l'impianto prototipo Solar Two, da 10 MWe, dotato di sistema di accumulo termico a sali fusi, che ha funzionato dal 1997 al 1999. 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.

Un impegno concreto per far decollare il mercato degli impianti a concentrazione solare c'è stato durante la "Conferenza internazionale sulle energie rinnovabili" tenutasi a Bonn nel giugno 2004. L'Italia, la Germania ed altri Paesi dell'area mediterranea hanno sottoscritto un'iniziativa per lo sviluppo di queste tecnologie, con l'obiettivo di arrivare ad installare nuovi impianti solari, per una potenza complessiva di 5.000 MWe, entro i prossimi dieci anni.

Il programma dell'ENEA per la produzione di calore solare ad alta temperatura

Grazie alle favorevoli condizioni di insolazione presenti nel Mezzogiorno del nostro Paese, gli impianti solari a concentrazione possono assumere un ruolo incisivo nel futuro 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 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. A tal scopo il fluido termovettore che circola all'interno dei tubi ricevitori è costituito da una miscela di sali fusi (nitrati di sodio e potassio). Il sistema d'accumulo prevede due serbatoi di stoccaggio del fluido termovettore: uno caldo a 550 °C ed uno freddo a 290 °C (superiore alla temperatura di solidificazione dei sali).

La tecnologia ENEA, che innova e combina le tecnologie dei sistemi a collettori parabolici lineari e dei sistemi a torre centrale, è fortemente modulare e può soddisfare le esigenze di grandi impianti (centinaia di MWe) in connessione con la rete elettrica e di piccoli impianti autonomi, come pure quelle di integrazione (potenziamento) delle centrali termoelettriche in esercizio.

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 competitivo rispetto 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 (iniziata ormai da tre anni) 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, sono state condotte e 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 Collettori Solari (PCS)

Il circuito di prova in scala reale del sistema di raccolta dell'energia solare PCS (costituito da un modulo completo del "campo solare" e realizzato con componenti di origine industriale) è operativo dall'inizio del 2004 presso il Centro Ricerche ENEA della Casaccia. Si stanno provando in condizioni reali d'esercizio il collettore solare, il tubo ricevitore, le tubazioni e la circolazione del sale fuso; i dati ottenuti dall'esperienza saranno utilizzati per il progetto definitivo del campo solare dell'impianto dimostrativo.

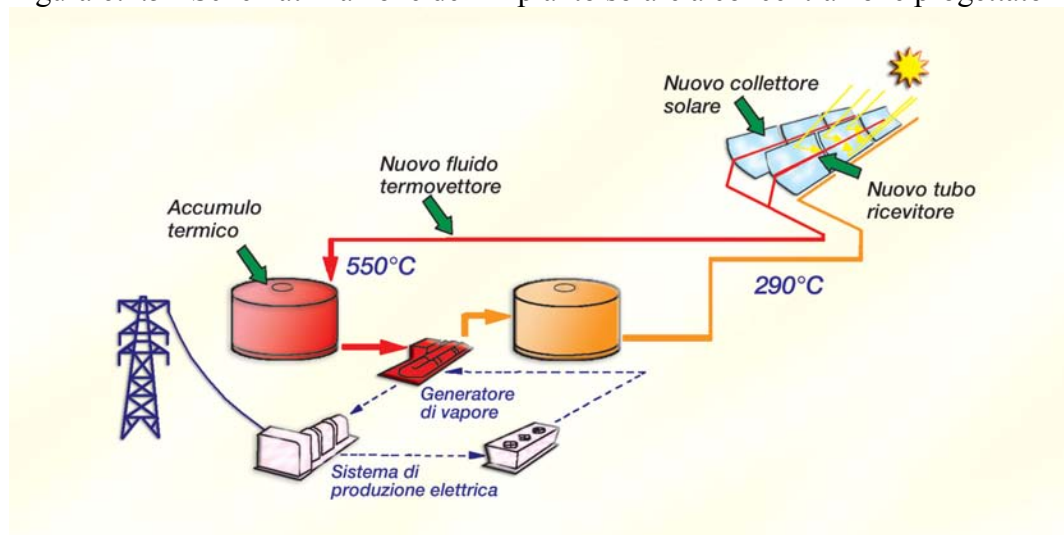
L'impianto dimostrativo

La realizzazione di un impianto solare prototipo per la produzione di energia elettrica, connesso con la rete di distribuzione nazionale, comporta alti costi a causa sia della indispensabile fase di apprendimento nella messa a punto e nell'uso della nuova tecnologia, che della sua taglia necessariamente ridotta.

Quindi la possibilità di realizzare un impianto dimostrativo da integrare in una centrale termoelettrica esistente, con limitate modifiche impiantistiche, rappresenta una grande opportunità, poiché consente un piano di investimenti accettabile per un sistema molto innovativo e che faccia affidamento su un contributo pubblico limitato.

Su queste basi è stato avviato un gruppo di studio congiunto ENEA-ENEL per elaborare il Progetto Archimede, una opportunità strategica da realizzarsi presso la centrale ENEL di Priolo Gargallo (Sicilia). Realizzare, per mezzo della tecnologia ENEA, l'integrazione di un impianto solare termodinamico in un moderno impianto a ciclo combinato, che già produce energia elettrica, risulta molto agevole: 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. Una volta realizzato, questo sarebbe nel mondo il primo impianto solare integrato in una centrale a ciclo combinato.

Figura 6.1.5 - Schematizzazione dell'impianto solare a concentrazione progettato ENEA*



*Esso combina le due tecnologie dei [sistemi a collettori parabolici lineari](#) e dei [sistemi a torre](#) e presenta una serie di profonde innovazioni (indicate nello schema) che ne migliorano le prestazioni e ne riducono i costi

Produzione di idrogeno

La crescita della domanda globale di energia nel 21° secolo, la limitatezza delle riserve di petrolio e di gas naturale legate ai vincoli geopolitici della loro localizzazione, combinate 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, nel 2000, è stata di circa 50 milioni di tonnellate e per il prossimo decennio le previsioni della sua domanda, nel solo settore della raffinazione del greggio, si collocano su un aumento compreso tra due e quattro volte, senza considerare la futura domanda proveniente da altri settori industriali e 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 la immissione in atmosfera di gas serra come la CO₂. La cattura 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 di idrogeno su larga scala 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 sfruttano processi termochimici e termofisici. Il programma ENEA nella ricerca e sviluppo di questi processi è orientato sui seguenti obiettivi:

- elevata efficienza di conversione da energia solare a idrogeno;
- ciclo realizzabile in impianti semplici e con processi affidabili;
- uso di sostanze a basso impatto ambientale, non tossiche, disponibili in abbondanza e a basso costo.

Dopo una fase di studio su vari processi termochimici, che si trovano a differenti livelli di fattibilità tecnico-scientifica o di sviluppo, l'ENEA ha attualmente focalizzato le attività di ricerca e sviluppo sul processo zolfo-iodio e sul processo ferriti miste.

Il processo zolfo-iodio è al momento il ciclo termochimico su cui convergono gli sforzi dei maggiori Enti di ricerca europei e mondiali. Il calore richiesto dal processo può essere fornito con un reattore nucleare ad alta temperatura o con energia solare concentrata. Le attività dell'ENEA sono indirizzate nella ricerca e sviluppo della versione solare del processo, con eventuali possibili integrazioni di altre fonti rinnovabili o fossili.

Il secondo processo, che fa uso di ferriti miste, è un ciclo che presenta aspetti particolarmente interessanti per la sua semplicità e il basso o quasi nullo impatto ambientale dei reagenti utilizzati. Questo processo, che è un brevetto originale ENEA, si trova in una fase di verifica della sua fattibilità tecnologica.

La possibilità di ottenere l'idrogeno direttamente da metodi termofisici costituisce l'altra alternativa interessante sulla quale l'ENEA si trova ad investigare. Sono in corso attività di ricerca e sviluppo sull'uso di membrane semi-permeabili per la produzione di idrogeno. In particolare le attività sono mirate alla realizzazione di membrane innovative e alla misura delle loro prestazioni, oltre alla valutazione della resa del processo in generale.

6.1.3.3 Biomasse

Notoriamente, le biomasse costituiscono la forma più complessa di accumulo dell'energia solare, convertendo l'anidride carbonica atmosferica e l'acqua nelle complesse molecole di carboidrati, lignina, proteine, lipidi, e di altri prodotti secondari di ogni tipo.

Con il termine biomasse si intendono, in senso più generale, tutte le sostanze di origine biologica in forma non fossile e, quindi, oltre alle biomasse di origine forestale e ai residui della lavorazione del legno, si intendono le "colture energetiche" (specie vegetali che vengono espressamente coltivate per essere destinate alla produzione di energia), i residui agricoli, gli scarti di lavorazione e gli effluenti delle industrie agroalimentari, le deiezioni animali, la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (RSU), i rifiuti domestici in raccolta differenziata, i reflui civili.

Dal punto di vista tecnologico ed industriale, sono sostanzialmente tre le tecniche già mature per la valorizzazione energetica delle biomasse: combustione diretta; trasformazione in biocombustibile liquidi (biodiesel da specie oleaginose e bioetanolo da specie zuccherine e amidacee); produzione di biogas da fermentazione anaerobica di reflui zootecnici, civili o agroindustriali.

Oltre alla combustione diretta, la tecnologia più vicina alla fase di pre-industrializzazione è la gassificazione, mentre altri processi di conversione un po' più distanti dall'applicazione industriale sono la pirolisi e la produzione di bioetanolo da biomasse lignocellulosiche.

Combustione

In Italia, la combustione copre quasi interamente la tipologia degli impianti destinati alla produzione di energia elettrica, circa 35 per una potenza installata di circa 300 MWe. Le taglie di impianti difficilmente sono inferiori ai 3 MWe e superiori a 25-30 MWe. Mediamente la loro potenza si attesta intorno ai 10 MWe, con rendimento elettrico del 20-25%, e consumi specifici di 1-1,2 kg di biomassa per kWh elettrico. Le dimensioni di impianto sono spesso legate alla disponibilità di biomassa in loco, fattore che attualmente costituisce l'elemento più critico nella valorizzazione di tale fonte. Per ciò che riguarda la disponibilità nazionale il potenziale è stimato in circa 20-22 milioni di tonnellate, delle quali circa 6 milioni sono indotti da residui dell'industria del legno, circa 1,5 milioni da residui agroindustriali, circa 6 milioni da residui forestali ed il resto, circa 7,5 milioni, da residui di colture erbacee ed arboree. Tale potenzialità è in parte utilizzata dagli impianti realizzati che corrispondono ad un consumo teorico annuo di biomassa pari a circa 3.000.000 di tonnellate, con una produzione elettrica globale nominale di 2,1 TWh.

In zone caratterizzate da climi rigidi, le biomasse hanno un'interessante applicazione per teleriscaldamento; gli impianti realizzati in Italia sono circa 40, con una potenza complessiva di circa 200 MWt, e sono principalmente localizzati in Alto Adige, Trentino, Piemonte e Lombardia.

Per uso residenziale si sta diffondendo fortemente il combustibile pastigliato (pellet) da biomasse, finalizzato alla produzione di energia termica in impianti distribuiti. Tale biocombustibile permette di automatizzare i sistemi di movimentazione, allo stesso modo dei combustibili liquidi, ottenendo rendimenti confrontabili con le convenzionali caldaie a combustibili fossili. Per le motivazioni sopraesposte il consumo in Italia, come in altri Paesi d'Europa (principalmente Svezia, Austria) è notevolmente in crescita; nell'ultimo anno si è avuto un consumo di circa 240.000 t contro un consumo dell'anno precedente di circa 150.000 t.

Ritornando al teleriscaldamento, una recente applicazione degna di nota è stata realizzata in provincia di Bolzano ed è costituita da un impianto di teleriscaldamento della potenza termica di 3 MWt con in testa un motore alternativo a vapore (tecnologia Spiling), della potenza di 250 kWe. Tale applicazione è interessante in quanto, pur avendo la motrice a vapore rendimenti bassi, ha però una nicchia di potenza termica/elettrica interessante, che si presta bene per piccoli impianti cogenerativi di teleriscaldamento in zone di montagna, esigenza difficilmente copribile con gli impianti a turbina vapore convenzionali, caratterizzati in genere da potenze superiori.

Altra recente applicazione finalizzata alla produzione di energia elettrica consiste nell'utilizzo

di olii vegetali tal quali in motori a combustione interna, quindi, prima dell'esterificazione normalmente utilizzata per la produzione di biodiesel. Ciò permette di disporre di combustibili a costi più competitivi rispetto al biodiesel, per cui si hanno minori costi di investimento rispetto agli impianti a vapore ma, per quanto riguarda i costi di esercizio, a fronte di una forte incidenza del combustibile si ha una minore esigenza di personale impegnato.

Gassificazione

Il processo di gassificazione, consiste nella trasformazione di un combustibile solido, nel caso specifico la biomassa, in combustibile gassoso, tramite la reazione con l'ossigeno. I componenti combustibili presenti nel gas prodotto sono: il monossido di carbonio (CO) e l'idrogeno (H₂), presenti anche piccole quantità di idrocarburi. I componenti non combustibili del gas prodotto sono l'azoto (N₂) presente nell'aria comburente, gli ossidi di azoto (NO_x) e il vapore d'acqua. Oltre alle sostanze organiche, le biomasse contengono anche sali minerali che non vengono gassificati, ma trasformati in ceneri e polveri.

La proporzione tra i vari componenti del gas varia notevolmente in funzione dei diversi tipi di gassificatore, dei diversi tipi di combustibile e del loro diverso contenuto di umidità.

Gli impianti, classificati per tipologia impiantistica, possono essere suddivisi in:

- gassificatori a letto fisso;

Considerazione sulla produzione di energia elettrica da biomasse

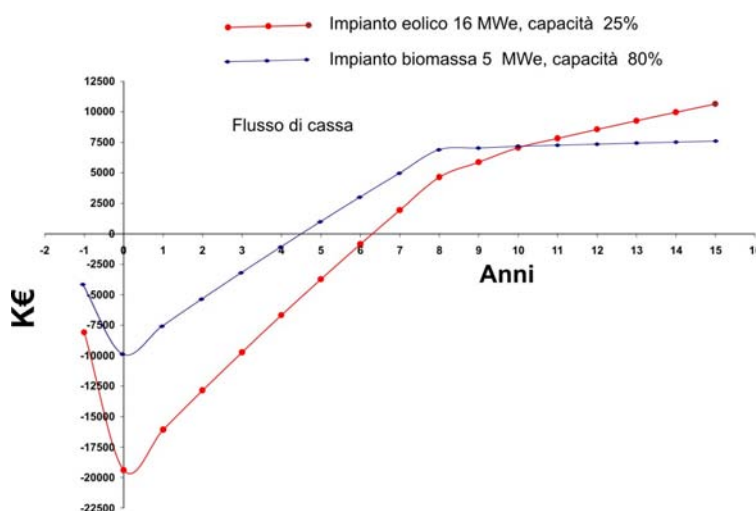
Tenendo conto che l'utilizzo delle biomasse, rispetto ad altre fonti rinnovabili quali l'eolico e il solare, presenta la differenza sostanziale rappresentata dagli alti costi operativi (materia prima, costi di personale e altri costi ausiliari), si è svolta una analisi economica comparativa tra le due fonti biomassa ed energia eolica.

Nel confronto sono stati considerati impianti aventi stessa producibilità annua di energia elettrica, pari a circa 35 GWhe, ottenuti nel caso della biomassa con un impianto della potenza pari a 5 MWe (ore di funzionamento nominali 80% delle potenziali, pari a circa 7000 ore), mentre nel caso dell'eolico con un impianto della potenza di 16 MWe (ore di funzionamento nominali 25% delle potenziali, pari a circa 2200 ore).

Tabella IA - Dati di riferimento e assunzioni

<u>Impianto a biomasse</u>	<u>Impianto eolico</u>
Potenza totale termica 20,8 MWt	-
Potenza elettrica 5 MW _e ,	Potenza elettrica 16 MW _e ,
Costo d'investimento circa 2.000 €/kW	Costo d'investimento circa 1180 €/kWe
Producibilità 7.000 kWh _e /kW,	Producibilità 2200 kWh _e /kW,
Costo annuo di esercizio e manutenzione 1000 k€	Costo annuo di esercizio e manutenzione 3%
Costo biomasse umida al 15% (45 €/t)	-
Vita utile d'impianto 15 anni	Vita utile d'impianto 15 anni
Tasso d'interesse del 5%	Tasso d'interesse del 5%
Tasso d'inflazione 2,5%	Tasso d'inflazione 2,5%
Tassazione sugli utili 35%	Tassazione sugli utili 35%
Ammortamento fiscale 10 anni	Ammortamento fiscale 10 anni
Valore CV 8 c€/kWh	Valore CV 8 c€/kWh
Valore EE 6 c€/kWh	Valore EE 6 c€/kWh

Figura IA - Comparazione dei flussi di cassa nei due casi dell'eolico e delle biomasse



Dai grafici emerge chiaramente la differenza sostanziale tra le due fonti, ossia a parità annua di energia prodotta l'eolico, pur richiedendo maggiori costi di investimento, grazie all'assenza di costi operativi (materia prima e personale), presenta un risultato economico molto più interessante. Infatti, pur avendo dei tempi di ritorno di investimento maggiori, presenta un VAN positivo anche successivamente agli 8 anni per cui, cessato il periodo di validità dei Certificati Verdi, avendo solo costi di manutenzione e avendo ammortizzato l'impianto, il costo di produzione è inferiore al valore dell'energia elettrica venduta (6 c/kWe), e si ha un utile nella gestione dell'impianto.

Nel caso delle biomasse invece, ciò non risulta vero e, pur avendo dei costi di investimento più bassi e tempi di ritorno più brevi, successivamente agli 8 anni il VAN è al massimo piatto, ma in genere con pendenza negativa.

- downdraft (o equicorrente);
- updraft (o controcorrente);
- crossdraft;
- gassificatori a letto fluido;
- letto fluido bollente;
- letto fluido circolante;
- letto fluido trascinato;
- doppio letto fluido.

La classificazione è legata alla conformazione del letto di combustibile e alle modalità dei flussi di biomassa e gas nel reattore.

Altra distinzione è legata alla tipologia di utenza, a tal riguardo gli impianti sono suddivisi in:

- a) impianti per la sola generazione di calore;
- b) impianti per la co-combustione del gas in impianti di produzione già esistenti;
- c) impianti IGCC (Integrated Gasification and Combined Cycle);
- d) impianti a letto fisso per la produzione di energia elettrica in piccola scala;
- e) impianti di gassificazione per la produzione di gas di sintesi.

a) Impianti di gassificazione per la produzione di calore sono già disponibili in commercio.

Le tecnologie più conosciute sono quella di Bioneer (letto fisso, updraft), PRM Energy (letto fisso, updraft), Ahlstrom (ora Foster Wheeler) e Lurgi Umwelt (entrambi CFB). Meno conosciuti sono i gassificatori di piccola scala in diversi Paesi in via di sviluppo per la produzione di calore per cementifici (lime kilns), ed essiccazione del té.

Circa 10 gassificatori della Bioneer sono attivi da diversi anni in Finlandia e Svezia. In molti casi il gas viene usato per la combustione in caldaia per teleriscaldamento.

PRM Energy Systems ha 18 unità operative in 4 (presto 5) continenti, gassificando 500.000 tonnellate all'anno di biomassa, per lo più bucce di riso. Il calore viene usato per applicazioni industriali di essiccazione o produzione di vapore a bassa pressione.

I primi gassificatori a letto fluido per produzione di calore, furono installati dalla Ahlstrom finlandese a metà degli anni Ottanta. Erano gassificatori della potenza di 15-35 MW_t e quattro di essi sono ancora attivi.

Il primo gassificatore CFB della Lurgi fu costruito nel 1987 a Pöls, Austria, in una grossa cartiera; il calore veniva usato in un cementificio. Dal 1996 un gassificatore CFB della Lurgi Umwelt è anche attivo alla Rüdendorfer Zement GmbH, Germania.

Nell'autunno 2001 un gassificatore da 40 MW_t è commercialmente attivo per la produzione di energia e il riciclaggio dell'alluminio a Varkaus, Finlandia, basato sulla tecnologia Foster Wheeler.

b) Per quanto riguarda la co-combustione del gas da gasogeno in impianti già esistenti, esperienze con diverse fortune sono state condotte in Austria, Finlandia, Olanda, Belgio e USA, accoppiando, nella maggior parte dei casi, il gassificatore ad impianti di produzione funzionanti a polverino di carbone.

Alcuni di questi impianti sono ora dismessi (Zeltweg, Austria) ma in altri casi la sperimentazione è ancora in corso (impianto Energi E2 A/Se, impianto di Amer in Olanda) o sono impianti pienamente operativi (impianto di Ruien della Foster Wheeler). La potenza media di questi impianti si attesta tra i 50 e i 100 MW_t.

c) Gli impianti integrati a ciclo combinato IGCC (Integrated Gasification and Combined Cycle) sono visti oggi come l'applicazione più interessante per l'utilizzo delle biomasse per la

produzione di energia elettrica. Tuttavia lo sviluppo di tale tecnologia non è arrivato a completa maturazione.

Infatti, anche se la Commissione Europea ha visto in tale soluzione impiantistica, fin dal 1993, un notevole potenziale e l'ha finanziata, i tre principali progetti avviati (Arbre, Bioflow e Bioelettrica) hanno avuto difficoltà tecniche di vario genere e gli impianti in alcuni casi sono stati smantellati come gli impianti del consorzio Bioelettrica in Italia (impianto di Cascina da circa 10 MWe) e di Vänamo in Svezia (entrambi CFB).

In altri casi, anche se la sperimentazione ha avuto successo, non è stato visto un potenziale commerciale dell'impianto a causa dei bassi costi dell'energia elettrica praticati nel Paese (impianto della Sydskraft in Svezia).

d) La gassificazione a letto fisso per la produzione di energia elettrica ha visto sin dai primi anni Novanta numerose applicazioni di successo soprattutto in alcuni Paesi europei, e anche recenti ricerche (sulle tecnologie di pulizia del gas o sul cracking del Tar) sono state condotte a buon fine.

Tuttavia, soltanto in Cina o in India si è avuto uno sviluppo commerciale importante con l'installazione di centinaia di gassificatori per la produzione di calore ed energia elettrica per piccole industrie o zone rurali.

Nei Paesi OCSE il futuro successo commerciale potrebbe essere legato alla politica di incentivazione fiscale per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Allo stato attuale, nonostante le numerose installazioni e i prototipi sperimentali, ci sono solo pochi impianti che hanno raggiunto un sufficiente livello di operatività commerciale.

Tra i gassificatori *downdraft* (indicati per piccole potenze fino a circa 600 kWe) si citano gli impianti della Xilowatt in Belgio (0,6 MWe), della Exus Energy (0,2 MWe), della Rural Generation (0,1 MWe) e della Biomass Engineering (75 kWe) in Irlanda del Nord; tra gli *up-draft* l'impianto della Babcock & Wilcox in Danimarca da 1,5 MWe e in Italia l'impianto (in *commissioning*) installato a Rossano dalla PRM Energy funzionante a sansa di olive, dalla potenzialità di 4,5 MWe.

e) Le tecnologie per la produzione di gas di sintesi con gassificatori a combustibile polverizzato (i cosiddetti *entrained flow gasifiers*) stanno conoscendo un crescente interesse e sviluppo dopo l'introduzione della direttiva europea riguardante i biocombustibili per il settore dei trasporti. Anche la gassificazione dell'olio di pirolisi viene considerata una tecnologia alternativa per tale produzione.

In Germania e Regno Unito sono entrati in funzione gassificatori commerciali per la produzione di gas di sintesi e un altro impianto è in progettazione nella Repubblica Ceca.

Attuali linee di ricerca sulla gassificazione

Numerose sono le Università, gli istituti di ricerca e le industrie impegnati con diversi obiettivi nello sviluppo delle tecnologie legate alla gassificazione delle biomasse.

La ricerca è soprattutto focalizzata sullo sviluppo del gassificatore propriamente detto e quindi sullo studio del relativo processo termochimico usando differenti tipi di biomassa, ma anche sulle soluzioni impiantistiche per le sezioni di depurazione e pulizia del gas prodotto.

Nell'ambito degli impianti a letto fisso una soluzione impiantistica innovativa è quella proposta dalla Università Danese DTU che ha messo a punto un gassificatore a due stadi denominato Viking dove viene separata la fase di pirolisi e di gassificazione vera ottenendo una produzione di gas con bassissimo contenuto di Tar.

Ancora un nuovo tipo di gasogeno a letto fisso è stato sviluppato dalla VTT (Technical Research Centre of Finland): il gassificatore è una combinazione delle tecnologie controcorrente ed equicorrente, accoppiando nella parte superiore del reattore un dispositivo per il *cracking* catalitico del Tar. La finlandese Puhdas Energia Oy ha sviluppato un processo di cogenerazione in piccola scala usando un gassificatore *downdraft*. L'obiettivo è quello di costruire piccole unità (100-3000

kWt) commerciabili per piccole aziende o impianti comunali. La ricerca ha riguardato soprattutto il gassificatore e l'automazione del processo.

Per quanto riguarda la ricerca nella tecnologia di depurazione del gas vera e propria, bisogna dire che, anche se la depurazione a umido del gas è completamente messa a punto e affidabile avendo dimostrato la sua efficacia in diversi impianti sperimentali, problemi rimangono per la pulizia e lo smaltimento dell'acqua di processo.

Nel campo della depurazione a secco, interessante è il progetto della società olandese Kara (del gruppo Almelo) che ha realizzato un impianto di gassificazione privo di dispositivi di depurazione umida eliminando il problema degli effluenti liquidi e facendo funzionare il motore a combustione interna con una temperatura del gas relativamente alta all'aspirazione.

Ancora, tra le tecnologie più recenti e innovative di depurazione del gas, figura la tecnologia denominata OLGA e preparata dall'Istituto di Ricerca Olandese ECN. Tale tecnologia si basa sull'uso di un particolare olio e non dell'acqua come mezzo di rimozione del Tar dal gas. I risultati ottenuti hanno dimostrato la validità della tecnologia che a questo punto si dimostra pronta per essere commercializzata.

A livello nazionale l'ENEA è impegnato nello sviluppo di un processo di gassificazione a letto fluido (FICFB) per produrre un gas ad alto contenuto di idrogeno da utilizzare poi in celle a combustibile per la produzione di energia elettrica (impianto Joule). Altre attività sono mirate anche allo sviluppo di gassificatori a letto fluido ad aria e ad ossigeno. Un altro settore di ricerca riguarda la gassificazione dei rifiuti. I rifiuti si prestano ad essere gassificati solo a seguito di trattamenti preliminari e della loro trasformazione in combustibile da rifiuto (CDR o RDF). Proprio in Italia, a Massafra (TA), si sta costruendo un impianto sperimentale per la gassificazione del CDR che dovrebbe essere completato entro il 2004.

La pirolisi

La pirolisi è un processo termico di degradazione della biomassa che avviene: in assenza di aria, quando il calore necessario al processo viene totalmente fornito dall'esterno, o in presenza di una limitata quantità di agenti ossidanti, nel caso in cui il calore viene prodotto internamente alla massa mediante la combustione di una sua parte.

Attraverso la pirolisi il materiale lignocellulosico viene generalmente trasformato in una frazione "gassosa" a basso-medio potere calorifico, una frazione "liquida oleosa" contenente acqua e composti organici a basso-medio peso molecolare ed un prodotto "solido" carbonioso. Sebbene le tre frazioni siano presenti come risultato del processo di pirolisi, è possibile incrementare la resa di una di esse, selezionando opportunamente le condizioni del processo quali la temperatura finale di reazione, la velocità di riscaldamento della biomassa, il tempo di residenza del materiale alla temperatura di reazione, la dimensione e la forma fisica della biomassa da trattare.

La composizione chimica della biomassa influenza la resa del processo, in quanto la lignina, la cellulosa e l'emicellulosa conducono a differenti prodotti di degradazione termica.

Praticamente, con il processo di pirolisi si trasforma un combustibile a bassa densità energetica (3.000-4.000 kcal/kg) in un altro a più elevato contenuto energetico specifico (8.000-10.000 kcal/kg), riducendone di conseguenza i costi di trasporto. I prodotti liquidi della pirolisi devono subire ulteriori processi per aumentarne la qualità e la stabilità (*up-grading*) per ottenere un prodotto chiamato "bio-olio" utilizzabile, per esempio, come combustibile in campo industriale per il riscaldamento dei forni di cottura per il cemento e la calce. Recenti studi stanno valutando la possibilità di impiegare l'olio di pirolisi per la produzione di H₂ attraverso *reforming* catalitico per applicazioni su celle a combustibile.

Biocombustibili liquidi

Per quanto riguarda i biocombustibili liquidi più classici, etanolo e biodiesel, le attuali tecnologie di produzione da colture agricole dedicate sono consolidate e la produzione è generalmente in costante aumento. Grazie ai programmi lanciati fin dagli anni Settanta la

produzione europea (UE₁₅) è stata di circa 1.743.500 tonnellate (1.488.680 tep), con un incremento del 26,1% rispetto al 2002. Il biodiesel rappresenta l'82,2% della produzione e fa registrare anche il tasso di crescita maggiore (+34,6% rispetto al 2002). Rispetto al 1992, la produzione di biodiesel in UE è aumentata di 26 volte, con un potenziale di impianti anche superiore (Euroobserver, 2004).

L'Italia si pone al 3° posto in Europa per la produzione di biodiesel, con 273.000 tonnellate/anno (t/a), il 30% in più rispetto al 2002, dietro Germania (715.000 t/a) e Francia (357.000 t/a).

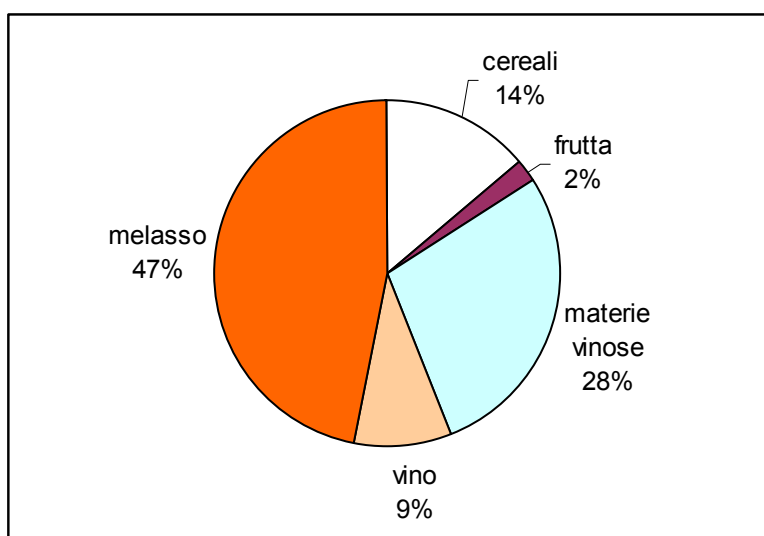
Per la produzione di biodiesel, la materia prima utilizzata è essenzialmente olio di colza che, a causa dell'insufficiente offerta nazionale, è in gran parte proveniente da Francia e Germania. Le superfici investite ad oleaginose (in gran parte girasole) in Italia sono state tra i 10.000 ed i 60.000 ha/anno, con una forte tendenza alla contrazione e con produttività medie non superiori ad 1 t/ha di olio. Inizialmente la gran parte della produzione era destinata ad usi termici, ma negli ultimi anni si è avuto un cambiamento di tendenza con prevalenza dell'utilizzo in autotrazione (70%) rispetto al riscaldamento. Le prospettive future di impiego vanno sia verso una maggiore penetrazione nel settore energetico (miscelazione con gasolio o impiego tal quale in condizioni particolari) sia verso altri settori collegati; oli vegetali esterificati possono infatti trovare interessanti utilizzazioni in numerosi settori, tra cui i lubrificanti e gli oli tecnici.

Il bioetanolo è il combustibile liquido più diffuso e largamente prodotto al mondo, avendo superato nel 2003 i 18,3 milioni di tonnellate. Nella UE₁₅ la produzione nel 2003 ammontava però a soli 309.500 t, con un decremento del 2,5% rispetto al 2002, mentre la capacità produttiva è assestata su 337.000 t/a; in più sono da computare 547.650 t di ETBE (Etil Terz.-Butil Etere) impiegato come additivo nelle benzine. Il maggior produttore in Europa è la Spagna, che sfrutta totalmente la capacità produttiva di 180.000 t/a; l'etanolo è poi trasformato in ETBE, di cui vengono prodotti 375.00 t/a. Il successo dell'etanolo in Spagna è dovuto alla sua detassazione totale.

La quota di produzione italiana è passata da circa 158.000 t del 2002 a 118.000 t nel 2003 (fonte: Assodistil), con un decremento del 25,5%. La produzione di etanolo da vino è quella più fortemente in calo (-77%). In questo stesso anno sono stati importati 116.000 t di etanolo.

Le materie prime agricole utilizzabili per la produzione possono essere sia quelle zuccherine che amidacee. Contrariamente alle biomasse zuccherine, quali il succo di barbabietola o di canna che sono direttamente fermentabili, i prodotti a base di amido devono essere preventivamente sottoposti a idrolisi per ottenere il glucosio. Il recupero dell'alcol dalla soluzione acquosa avviene attraverso la distillazione, che è la fase del processo più energivora.

Figura 6.1.6 - Produzione italiana di bioetanolo nel 2003: materie prime



Fonte: Assodistil

In linea di principio, oltre alle colture zuccherine ed amidacee, anche i materiali lignocellulosici, compresi quindi anche gli scarti del comparto agricolo, agroindustriale e forestale e la frazione organica degli RSU, potrebbero essere utilizzati per la produzione di alcol etilico, ma occorre sottoporli a una depolimerizzazione utilizzando acidi o enzimi. Tali processi presentano difficoltà tecnico-scientifiche in corso di superamento, ma che ancora incidono sulla economicità.

Le attività di ricerca in corso hanno però dimostrato che biomasse lignocellulosiche possono essere idrolizzate mediante enzimi, con rese di conversione in etanolo significative. Per esempio i ricercatori del CIEMAT (Spagna) hanno sviluppato un processo per produrre 1 litro di etanolo da 6 kg di paglia, ad un costo di 18 c€, mentre un litro prodotto da orzo (ne occorrono 3 kg) costa 36 c€. Stime indipendenti effettuate dall'ENEA, porterebbero molto più prudentemente a collocare il prezzo dell'etanolo da lignocellulosici (escludendo l'accisa) in linea con quelli alla pompa degli idrocarburi. Accanto alle stime si segnala che in Svezia, presso la città di Ornskoldvik, è operativo da maggio 2004 un impianto per la produzione di etanolo dalla cellulosa grezza di legno.

In Italia, il bioetanolo finora utilizzato nel mercato energetico, in quantità molto limitate, deriva dalle distillazioni obbligatorie di vino ed altri prodotti ortofrutticoli eccedenti, nonché dalla distillazione di residui e sottoprodotti agroindustriali. La produzione di ETBE con bioetanolo, limitata a poche decine di migliaia di tonnellate nell'arco di poco più di un biennio (94-96), è stata destinata alle benzine senza piombo. Negli ultimi anni alcuni quantitativi di bioetanolo di origine nazionale sono stati avviati all'esportazione verso Paesi che, a seguito di legislazioni incentivanti, già lo utilizzano per fini energetici. In base al "Regolamento recante agevolazioni fiscali al bioetanolo d'origine agricola" (GU del 16 aprile 2004) si potranno utilizzare 45,5 M€ per defiscalizzare parzialmente bioetanolo e ETBE da utilizzare come combustibili e commercializzare in tre anni circa 47.000 t di etanolo per ETBE e 4.700 t di etanolo tal quale.

Il bioetanolo, per considerazioni non solamente tecniche, è sostanzialmente destinato alla produzione di ETBE in sostituzione del correntemente utilizzato MTBE. La capacità attuale, derivante dalla sostituzione del metanolo per gli additivi antidetonanti (ETBE al posto di MTBE), è di 1,5 Mt/anno nell'UE e di 150.000 t/anno in Italia; le prospettive aperte dalla riduzione degli aromatici nella benzina fanno triplicare tali spazi di mercato nel breve periodo; l'utilizzo di ETBE, nella percentuale minima del 5% in tutta la benzina consumata in Italia, richiederebbe circa 800.000 t/anno di bioetanolo.

Nel Centro Ricerche ENEA della Trisaia, oltre al processo di gassificazione, è studiata la produzione di etanolo da biomasse pretrattate mediante "Steam Explosion", un trattamento idrotermico per la separazione delle frazioni costituenti i comuni substrati vegetali: emicellulosa, cellulosa e lignina.

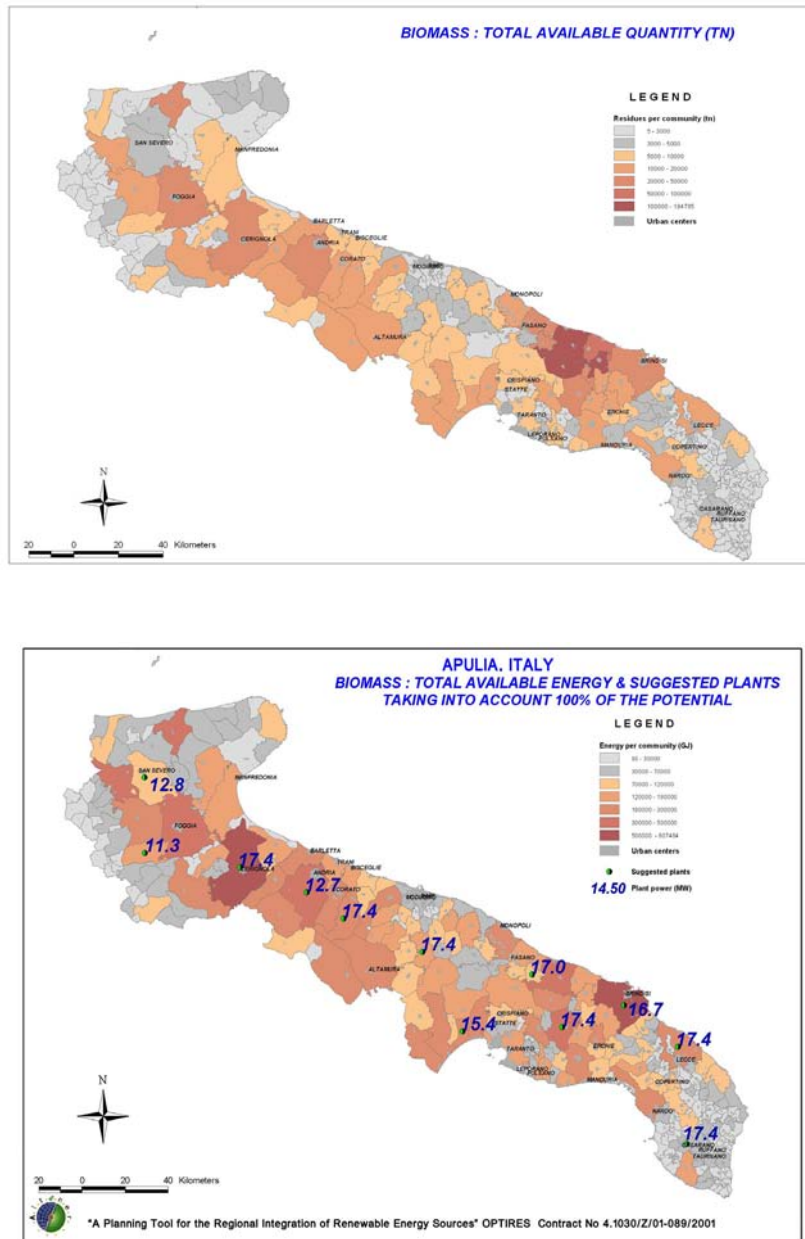
Il processo consiste nell'uso di vapore saturo ad alta pressione per riscaldare rapidamente la biomassa in un reattore continuo o discontinuo. Il materiale viene tenuto alla temperatura desiderata (180-230 °C) per un breve periodo (1-10 minuti), nel corso del quale l'emicellulosa viene idrolizzata e resa solubile. Alla fine di questo intervallo di tempo, la pressione viene rapidamente riportata al valore atmosferico ottenendo una decompressione esplosiva che sfibra ulteriormente la biomassa. A questo punto il substrato è pronto per subire l'attacco degli enzimi che riducono i polisaccaridi in zuccheri semplici fermentabili da lieviti e batteri etanologeni. Sono state provate diverse biomasse, quali paglia di grano, pioppo, residui di granturco ecc. ottenendo dati sperimentali per effettuare alcune simulazioni di processo, la valutazione dei costi e l'analisi del ciclo di vita (LCA).

Studi su disponibilità di biomassa

Come prima accennato, la reale disponibilità e la potenzialità sono un aspetto fondamentale per la valutazione della diffusione delle biomasse. A tal riguardo sebbene ci siano state numerose indagini sul tema è riconosciuta la necessità di una loro revisione. Per questo a livello nazionale sono in corso numerosi studi. L'ENEA nell'ambito di un progetto comunitario, ha effettuato delle analisi sulle potenzialità locali, definendo scenari e indicando possibili potenzialità di impianto. Per

tali analisi è stato applicato un software operante in modalità GIS che, una volta definiti i dati locali sulla disponibilità delle fonti rinnovabili (solare, biomasse, eolico, minidraulica), la collocazione delle reti elettriche, individuate le misure di sostegno allo sviluppo delle fonti rinnovabili ecc., permette di rendere disponibili le potenzialità. L'analisi è stata effettuata prendendo la Puglia come riferimento per l'Italia. Alcuni dei risultati ottenuti sulla disponibilità di biomassa e sulle potenzialità di impianto sono rappresentati nelle mappe allegate (figura 6.1.7).

Figura 6.1.7 - Disponibilità di biomassa e potenzialità di impianto in Puglia



Fonte: ENEA

6.1.4 Le tecnologie termonucleari

Le attività sulla fusione nucleare si svolgono nell'ambito dell'Associazione ENEA-EURATOM. Il contratto di Associazione ENEA-EURATOM 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 fra ENEA e gli altri *partner* italiani (CNR, Consorzio RFX, Consorzio CREATE, Politecnico di Torino). La linea principale è quella del confinamento magnetico; in questa linea le attività riguardano: la sperimentazione su due macchine di media taglia, FTU a Frascati, RFX a Padova; la teoria; la tecnologia; la partecipazione agli esperimenti e progetti internazionali JET (Joint European Torus) e ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor).

Il JET è il più grande tokamak attualmente operante al mondo, costruito e gestito in comune dall'insieme delle Associazioni Europee sulla fusione. ITER è il progetto di un reattore avente la missione di dimostrare la fattibilità scientifica dell'energia da fusione e di progredire nella fattibilità tecnologica.

La ricerca sulla fusione inerziale è concentrata sulla sperimentazione con l'impianto laser ABC (Frascati); sulla fusione inerziale sono anche attivi alcuni gruppi universitari.

Il complesso delle ricerche condotte al JET, in Italia e nel resto del mondo, ha permesso di definire i parametri di reattore ITER. La progettazione di ITER è praticamente terminata ed è avvenuta nel quadro di una collaborazione internazionale tra Unione Europea (l'Italia ha fornito un importante contributo), Federazione Russa, Giappone; gli Stati Uniti hanno partecipato fino al 1999.

Sono stati offerti per ospitare ITER quattro siti: Cadarache in Francia, Clarington in Canada, Rokkasho in Giappone, Vandellos in Spagna. Durante il 2003 sono entrati nei negoziati per la costruzione di ITER gli USA, la Cina, la Corea del Sud. Il 26 novembre 2003 l'UE ha scelto Cadarache come sua proposta per il sito di ITER rinunciando a Vandellos, ma ha convenuto di porre in Spagna la direzione amministrativa della parte europea del progetto. Nello stesso periodo il Canada faceva sapere di rinunciare al proprio sito di Clarington e di uscire dai negoziati, per cui rimanevano candidati due siti: Cadarache in Francia e Rokkasho in Giappone. I ministri di UE, USA, Federazione russa, Giappone, Cina, Corea del Sud si sono incontrati a Washington il 20 dicembre 2003, ma sfortunatamente non si è raggiunta alcuna decisione sul sito tra Cadarache e Rokkasho. La costruzione di ITER durerà circa 10 anni; sono previsti 20 anni di operazione.

L'obiettivo di ITER è di generare almeno 500 MW di potenza di fusione per almeno 400 secondi, e di operare una parziale integrazione delle tecnologie e dei sistemi del futuro reattore commerciale.

In parallelo a ITER proseguono ricerche, studi e progettazione su esperimenti scientifici di accompagnamento, sulla tecnologia del reattore, sulla fusione inerziale.

L'Italia è anche impegnata nella progettazione dell'esperimento IGNITOR, una macchina compatta ad alto campo magnetico. L'obiettivo di IGNITOR è di raggiungere condizioni di ignizione di miscele di deuterio e trizio, con lo scopo di studiare aspetti cruciali di fisica dei plasmi da fusione e dei futuri reattori.

6.2 IL QUADRO DELLA RICERCA, LA RIPARTIZIONE DELLE RISORSE, LE SPESE NEL SETTORE ENERGETICO

6.2.1 Il sistema della ricerca in Italia

In una pubblicazione dell'Istituto di studi sulla ricerca e documentazione scientifica del CNR della fine degli anni Ottanta⁸ si notava come nell'ultimo quarantennio alcuni temi di politica scientifica si proponevano e riproponevano, insoluti, in tutto il periodo. Questi potevano essere elencati come la scarsa crescita quantitativa del sistema scientifico, la debolezza di taluni settori strategici, la limitata interazione tra i diversi operatori, la carenza cronica di personale qualificato, la mancanza di programmazione e coordinamento delle attività. Il bilancio peraltro poteva essere considerato nel complesso non negativo, per i passi avanti fatti nell'acquisire consapevolezza, a livello di opinione pubblica, dell'importanza della scienza e della tecnologia e dalla non separatezza di queste tematiche dagli interessi comuni, da un andamento comunque positivo delle risorse disponibili, dalla varietà di strumenti già operanti ed allo studio e nella loro progressiva valutazione e messa a punto. Nello stesso tempo, l'insieme delle strutture scientifiche del Paese, il cosiddetto "sistema ricerca", mostrava una crescente consapevolezza della necessità di considerare la struttura decisionale politica come l'entità cui spetta di definire, con la collaborazione di tutte le parti interessate, le scelte di indirizzo, e di concorrere all'individuazione ed al reperimento delle risorse necessarie. Dall'analisi del periodo emergevano due caratteristiche che destavano preoccupazione e che approssimativamente potevano essere definite come "prevalenza dell'*occasionale* e dell'*implicito* rispettivamente sul *programmato* e *manifesto*" e, inoltre, con "un sostanziale *ritardo* rispetto al delinearci delle tendenze mondiali o di contesto territoriale più ristretto".

Tale esigenza è ancora attuale. Il sistema ricerca deve confrontarsi con le richieste e le necessità dell'intero sistema socio-economico: le difficoltà dell'economia del Paese si riflettono nella scarsità delle risorse finanziarie e umane e l'inserimento nel contesto europeo esige da un lato che il sistema si uniformi ai modelli di organizzazione dei *partner* europei e dall'altro che gli investimenti in ricerca assumano ritmi di crescita di gran lunga superiori a quelli espressi dal sistema italiano. Nello stesso tempo la competizione sempre più elevata e le interazioni con il settore produttivo richiedono una costante verifica dei livelli di qualità raggiunti e obbligano a ripensare le formule organizzative delle istituzioni scientifiche nazionali; l'emergere di una serie di nuove tematiche disciplinari e la crescente collaborazione tra istituzioni di diversi Paesi spingono tutto il sistema scientifico verso una maggiore flessibilità.

Il processo di revisione e riordino delle istituzioni pubbliche di ricerca è in corso di attuazione, ma non è ancora completato. In appendice a questo capitolo è presentato sinteticamente lo stato del processo di riordino degli enti pubblici di ricerca. La lentezza di questo *iter* non può che essere di ostacolo al recupero del ritardo che il nostro Paese ha sempre evidenziato negli investimenti in ricerca rispetto ad altri Paesi, con il rischio che il patrimonio di conoscenze da affidare alle generazioni future si riduca in modo irrimediabile.

6.2.1.1 Recenti cambiamenti nell'Università

A partire dagli anni Novanta un sostanziale processo di riforma ha investito il sistema universitario. Autonomia didattica, diritto allo studio universitario, autonomia regolamentare, finanziaria e scientifica sono i risultati progressivamente ottenuti nel corso dell'ultimo decennio. Di seguito si presenta una breve sintesi dei principali cambiamenti intervenuti con riferimento alla situazione dei docenti, dei laureati, degli studenti, dell'attività di ricerca e del sistema di finanziamento.

⁸ Bisogno P. (a cura di), *La politica scientifica in Italia negli ultimi 40 anni. Risorse, problemi, tendenze e raffronti internazionali*, Note di Studio sulla Ricerca, n. 20, CNR-ISRDS, Roma, 1988.

I docenti e i laureati

La composizione del personale docente e le sue caratteristiche subiscono delle trasformazioni quantitative e qualitative negli ultimi anni. Tra queste si segnalano:

- un forte aumento del personale docente di ruolo (da 47.000 unità del 1994 a 54.000 unità del 2002), anche alimentato dai circa 2.500 tecnici laureati transitati nel ruolo dei ricercatori;
- un rapporto molto elevato tra studenti e docenti con conseguente aumento del carico didattico (da 26 nel 1985 a 32 nel 2002), e un rapporto altrettanto elevato tra laureati/diplomati e docenti (da 1,7 nel 1985 a 3,2 nel 2002);
- un sensibile invecchiamento del personale docente. Si consideri che dal 1991 al 1999 i docenti della fascia di età compresa tra i 35 e i 44 anni diminuiscono sensibilmente, mentre contemporaneamente nello stesso periodo aumentano i docenti nella fascia di età tra 65 e 75 anni.

I principali cambiamenti relativi ai laureati possono essere riassunti in due punti:

- un fenomeno di crescita del numero di laureati e diplomati⁹, indice di una aumentata capacità di raggiungimento degli obiettivi formativi: mentre nel 1985 il rapporto dei laureati rispetto agli immatricolati di alcuni anni prima (in relazione alla durata legale dei corsi) era del 30% e nel 1994 del 36%, nel 2001 detto rapporto sale al 52%;
- una distribuzione per aree disciplinari che privilegia il gruppo umanistico ed economico; in posizione intermedia si collocano i laureati del gruppo giuridico e dell'ingegneria, mentre resta al di sotto del 10% la quota di laureati delle discipline scientifiche (inclusa chimica farmaceutica, biologia, geologia, matematica e fisica).

Gli studenti

Gli iscritti totali all'Università mostrano un andamento in crescita per tutti gli anni Novanta (+4,5%, dall'anno accademico 1993-94 all'anno accademico 2001-2002), ma il loro profilo subisce un forte mutamento. I principali fenomeni osservabili sono:

- un aumento degli studenti lavoratori rispetto agli studenti a tempo pieno. In base ai dati forniti dalle indagini del Consorzio Almalaurea, gli studenti lavoratori sono il 51% e sono particolarmente concentrati su alcuni cicli di studio (scienze della formazione, scienze politiche, giurisprudenza ed economia);
- l'età media degli iscritti aumenta sensibilmente dai 22,7 anni del 1994 ai 23,4 anni del 2002. Il dato è fortemente influenzato dalla distribuzione di genere, nel senso che l'età media della componente femminile è molto più bassa di quella maschile;
- una forte tendenza degli immatricolati a privilegiare l'ateneo più vicino alla Regione di residenza, con una conseguente bassa mobilità studentesca;
- la scelta della Facoltà mostra un ridimensionamento consistente di giurisprudenza e un aumento delle facoltà di ingegneria e di medicina (quest'ultima soprattutto a causa delle iscrizioni ai corsi di laurea delle professioni sanitarie), e il permanere di lettere e filosofia come scelta privilegiata. Sempre ridotta, invece, la quantità di studenti che si dirigono verso le facoltà scientifiche.

La ricerca

L'Università mantiene un ruolo di attore principale del sistema scientifico nazionale, per risorse impegnate e quantità di lavori prodotti.

Per ciò che riguarda la produzione scientifica, il recente lavoro della Conferenza dei Rettori delle Università Italiane (CRUI) sulle pubblicazioni delle Università italiane su riviste internazionali indicizzate nel Science Citation Index (SCI) ha consentito, almeno per i settori scientifici, di

⁹ La percentuale di laureati e diplomati rispetto alla media della popolazione di età compresa tra i 25 e i 27 anni è in aumento: dall'11% del 1994 al 21% del 2002.

valutare per ciascun ateneo il rispettivo indice di produttività, di rilevanza e di impatto, con una rappresentazione delle aree disciplinari più competitive nel *benchmarking* internazionale.

Per ciò che riguarda le risorse finanziarie per la ricerca, si registra un'aumentata capacità di partecipazione ai bandi per il finanziamento di progetti di ricerca, particolarmente testimoniata dall'alto numero di domande e di progetti ammessi al finanziamento Firb. Resta, comunque, ancora estremamente problematica la ricostruzione delle spese per ricerca delle università distinte da quelle per attività didattica e per altre attività.

L'attività di ricerca coinvolge sempre più giovani all'interno dei gruppi di ricerca, la cui composizione vede una presenza notevole di figure non stabilizzate (dottorandi, borsisti, assegnisti, borsisti post-doc). In particolare, un aumento si registra nel numero di dottori di ricerca (41% tra il 1998 e il 2000), anche se le risorse disponibili per i dottorati restano scarse. Nel 2001, su circa 10.000 posti disponibili e 8.600 vincitori di concorso, sono state erogate circa 6.000 borse di dottorato.

Il finanziamento

La spesa per ricerca e sviluppo dell'università nel periodo 1989-2000 passa da 2.097 a 3.361 M€ (valori espressi a prezzi 1995). In una situazione generale caratterizzata da una forte riduzione delle risorse pubbliche destinate alla ricerca, l'Università riesce a mantenere un seppur leggero tasso d'incremento.

Dal punto di vista della composizione delle entrate, considerando i fondi complessivi destinati agli atenei, si può notare che nel 2001 il Fondo di Finanziamento Ordinario (FFO) rappresentava il 64,2% delle entrate. Inoltre la quantità di risorse finanziarie che costituiscono entrate proprie degli atenei è pari al 20% delle entrate totali. Il 57% di tale ammontare proviene dalle tasse universitarie.

A partire dal 2005 sarà introdotto un nuovo sistema di ripartizione del FFO, al fine di modificare attraverso il meccanismo della leva finanziaria il comportamento degli atenei, e di mantenere un livello di risorse adeguato alle esigenze didattiche e di ricerca. Il modello proposto prevede che l'attribuzione del FFO sia effettuata in base a quattro tipi di parametri con le seguenti quote:

- il 30% del finanziamento dipenderà dalla domanda che l'ateneo deve soddisfare, misurabile in termini di studenti iscritti e delle loro caratteristiche;
- il 30% verrà attribuito in relazione ai risultati dei processi formativi, misurabili in termini di crediti annualmente acquisiti;
- il 30% dipenderà dai risultati delle attività di ricerca scientifica;
- il 10% sarà legato a specifici incentivi.

Ciascuna quota sarà attribuita alle università valutando il peso dell'ateneo stesso su tutto il sistema universitario per quella specifica attività. In tal modo dovrebbe essere possibile controllare, attraverso una comparazione con gli anni precedenti, gli interventi necessari per una corretta applicazione delle quote di riequilibrio, al fine di ridurre le diseguaglianze funzionali presenti nei vari atenei.

6.2.1.2 Il nuovo Piano della ricerca

Secondo le indicazioni del Consiglio europeo di Lisbona del 2000, l'obiettivo centrale per l'Europa è quello di divenire entro il 2010 "l'economia più competitiva al mondo, basata sulla conoscenza, capace di una crescita economica sostenibile, con più numerosi e migliori posti di lavoro ed una maggiore coesione sociale". Per dare attuazione all'agenda di Lisbona, l'Unione Europea si è impegnata in una serie di azioni e di iniziative nei settori della ricerca e dell'istruzione, oltre a chiedere l'impegno dei Paesi membri sul piano operativo:

- avviando un processo di coordinamento nelle azioni per il potenziamento del capitale umano e delle infrastrutture;
- sviluppando piattaforme tecnologiche comuni europee;
- favorendo la collaborazione pubblico-privato;

- promuovendo iniziative dirette della UE in materia di ricerca e sviluppo (R&S);
- adottando nuove misure fiscali e di politica economica per sostenere le attività di ricerca;
- raggiungendo un miglior bilanciamento tra il previsto incremento del sostegno pubblico alla R&S la necessità di non produrre distorsioni nella concorrenza;
- migliorando le condizioni generali per promuovere gli investimenti privati nella R&S.

In questo contesto, il governo italiano ha assunto una serie d'iniziative ed ha svolto numerose azioni che, pur scontando il rilevante rallentamento dell'economia, hanno tuttavia preconstituito la necessaria base per gli indirizzi e la previsione d'interventi di potenziamento, ri-orientamento e coordinamento del settore della R&S nazionale da prevedersi nel Programma Nazionale della Ricerca.

Gli interventi nel settore della R&S sono stati attuati in modo sistematico, nel contesto e coerentemente con una vasta azione di riforma del sistema della formazione primaria, secondaria e terziaria. La linea direttiva alla base di questa azione è basata sull'adozione di un complesso di azioni interdipendenti che insieme concorrono allo sviluppo della capacità d'innovazione e quindi alla competitività del Paese:

- la produzione della conoscenza, basata principalmente sulla ricerca scientifica;
- la sua trasmissione attraverso la formazione e l'educazione;
- la sua disseminazione attraverso le tecnologie dell'informazione e della comunicazione;
- il suo uso per la produzione di beni e servizi innovativi.

Le azioni del governo, svolte principalmente attraverso il MIUR, Ministero cardine per l'attuazione di questo complesso d'interventi, sono state assunte o programmate nel contesto di questa visione unitaria, e sono finalizzate alla modernizzazione e all'adeguamento del sistema educativo, di alta formazione e di ricerca nazionale ai migliori *standard* internazionali, in stretto collegamento con le linee politiche europee in materia di educazione, di ricerca e di alta formazione, perseguendo l'obiettivo generale di migliorare significativamente la competitività del Paese.

Vari sono stati gli interventi propedeutici al Programma Nazionale della Ricerca (PNR – ormai nella fase conclusiva dell'elaborazione), rappresentati principalmente da:

- approvazione delle "Linee guida per la politica scientifica e tecnologica del governo", che hanno identificato i punti di forza e di debolezza del sistema scientifico italiano, le priorità di settore, il riposizionamento degli attori, il quadro degli interventi finanziari da prevedersi nel PNR;
- ripresa degli stanziamenti nel bilancio dello Stato in R&S;
- approvazione di nuovi provvedimenti legislativi per il riordino e il potenziamento della rete degli enti pubblici di ricerca (fra cui CNR, INAF, Agenzia Spaziale, ENEA);
- approvazione del piano spaziale nazionale;
- contributo italiano alla definizione del VI Programma quadro europeo (con particolare riferimento agli interventi a favore di PMI, agro-alimentare, trasporti, beni culturali, emergenze naturali);
- approvazione di un piano organico per la valutazione di strutture e programmi di ricerca per tutto il sistema scientifico nazionale;
- definizione della strategia generale per la creazione di distretti regionali e istituzione dei primi distretti tecnologici;
- approvazione di una legge di sostegno per l'inserimento di giovani nel settore della ricerca;
- avvio della riforma dello stato giuridico del personale docente e ricercatore universitario;
- istituzione della Fondazione "Istituto italiano di tecnologia";
- istituzione del nuovo Istituto di metrologia, attraverso la fusione di due istituzioni

- operanti nel settore;
- ristrutturazione della rete degli istituti di ricovero e cura a carattere scientifico.

IL PROGRAMMA NAZIONALE DI RICERCA

Il Piano nazionale della ricerca (PNR) è stato redatto dal MIUR dopo aver indicato, nelle “Linee Guida”, una serie di aree strategiche d’intervento in base a criteri concernenti: impatto economico, mercato e occupazione, impatto sulla spesa pubblica, impatto sociale, posizionamento competitivo del sistema nazionale nella sua composizione in imprese, istituzioni e operatori tecnico-scientifici, ricadute tecnologico-produttive dell’attività di ricerca.

Tutti i ministeri sono intervenuti con osservazioni e proposte nella predisposizione del piano, la cui elaborazione ha visto anche la partecipazione di varie altre amministrazioni dello Stato e Regioni.

Con il PNR il MIUR intende:

- definire gli obiettivi generali e le modalità di attuazione degli interventi alla cui realizzazione concorrono le pubbliche amministrazioni, le Università e gli enti di ricerca, con le risorse disponibili sui loro bilanci e con le specificità dei loro ordinamenti e nel rispetto delle loro autonomie e attività istituzionali;
- analizzare le principali prospettive e i principali campi di intervento dell’attività di ricerca scientifica e tecnologica del Paese;
- presentare, dopo l’approvazione della legge finanziaria 2004-2006, il quadro complessivo degli interventi previsti nel settore e le scelte del governo in merito alle priorità;
- fornire alle amministrazioni dello Stato, alle Regioni, alle istituzioni, ai docenti, ai ricercatori e agli altri operatori del settore, pubblici e privati, un quadro di riferimento.

Il PNR s’inserisce in uno scenario complessivo nel quale si colloca la ricerca e sviluppo (R&S) nel Paese. All’attività di R&S il governo affida quattro missioni principali, connesse non soltanto al valore strettamente culturale della ricerca ma anche alla constatazione che nella società della conoscenza la ricerca è un fattore fondamentale per la generazione di ricchezza, posti di lavoro e coesione sociale:

- svolgere attività di ricerca fondamentale libera ma di eccellenza, per lo sviluppo culturale del Paese e come fonte di nuove idee e nuovi avanzamenti nella conoscenza;
- svolgere attività di alta formazione finalizzata all’incremento qualitativo e quantitativo del capitale umano;
- contribuire, attraverso l’assimilazione della nuova conoscenza prodotta a livello mondiale, al trasferimento di questa al sistema produttivo nazionale;
- contribuire ad accrescere la competitività del Paese, in collaborazione con il sistema produttivo, sviluppando nuove tecnologie, processi e prodotti concorrenziali sul mercato globale.

Nell’ambito di questi motivi di fondo, le linee direttive del PNR prevedono di diffondere nella società la considerazione che l’intero settore dell’educazione e quello della ricerca sono strategici e prioritari per il futuro del Paese. Per questo, nel programma di modernizzazione del Paese, il PNR tende a delineare strategie, indirizzi e interventi del governo di carattere fortemente innovativo tesi ad allineare il nostro sistema scientifico e tecnologico a quelli dei Paesi più avanzati.

Le azioni ritenute a ciò necessarie si riferiscono a numerosi temi, di cui si fornisce un elenco sommario. In primo luogo si rendono necessari lo sviluppo e la valorizzazione del capitale umano per la ricerca, raggiunti anche attraverso il suo svolgimento; occorre inoltre raggiungere un grado d’eccellenza nella ricerca di base, che andrà ottenuto anche attraverso l’interdisciplinarietà. Un punto cruciale è poi il perseguimento dell’internazionalizzazione delle attività di ricerca, il cui raggiungimento favorisce quello degli altri obiettivi qui elencati. Tali azioni dovranno avere luogo nel quadro di una più stretta collaborazione fra il settore pubblico e quello privato del sistema di ricerca, tradizionalmente separati nel nostro Paese da una dannosa difficoltà di comunicazione e interscambio, e grazie all’utilizzo di una pluralità di fonti di finanziamento di pertinenza dei due settori, nonché di organizzazioni internazionali e nazionali *non profit*. Unitamente ad un’attenta e costante opera di valutazione dell’uso delle risorse impiegate e della qualità della ricerca svolta, ciò permetterà all’azione pubblica e al funzionamento dei meccanismi di mercato di concentrarsi efficacemente sui punti di forza e sui settori strategici del sistema scientifico e tecnologico.

Quale condizione basilare per raggiungere i suoi scopi generali, il PNR richiede che anche nel nostro Paese sia attuata la politica di rilevante aumento dell’impegno finanziario pubblico e privato in R&S: riprendendo le “Linee Guida 2002”, viene proposto l’obiettivo di un rapporto della spesa per R&S sul Pil pari all’1,75% nel 2006, di cui un punto assicurato dal settore pubblico e 0,75 punti coperti dal settore privato.

Una corretta applicazione del PNR potrà concorrere a promuovere significativamente l’innovazione nel sistema economico-sociale, non solo nei settori a elevata intensità di conoscenza ma anche tramite la diffusione in quelli considerati tradizionali o maturi.

6.2.1.3 La valutazione della ricerca

Con decreto ministeriale del 16 dicembre 2003, n. 2206, il Ministro dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (MIUR) ha definitivamente avviato il primo processo di valutazione triennale della ricerca (VTR) in Italia, identificando anche le risorse finanziarie necessarie alla sua esecuzione.

Il decreto:

- individua le strutture alle quali si applica il VTR (Università statali, non statali, legalmente riconosciute, enti di ricerca vigilati dal MIUR, ENEA, ASI, altri soggetti pubblici e privati che svolgono attività di ricerca, su esplicita richiesta e previa intesa con il MIUR);
- conferma il carattere volontario del vtr. Le strutture devono, infatti, aderire spontaneamente all'esercizio: il decreto, peraltro, prevede che "in sede di assegnazione delle risorse pubbliche finalizzate alle attività di ricerca si terrà conto, in via prioritaria, delle strutture che si saranno sottoposte al processo di valutazione" (art. 6, co.2);
- affida l'attuazione e la gestione del processo di valutazione al CIVR;
- recepisce la struttura e l'organizzazione del processo delineata dalle Linee guida elaborate dal CIVR.

Lo scopo del VTR è quello di fornire ai decisori politici uno strumento utile per la programmazione e l'allocazione delle risorse. L'esercizio è anche diretto a sviluppare nei partecipanti la capacità di autovalutare la qualità della propria ricerca, sviluppando un *benchmarking* nazionale e internazionale, e a definire le migliori strategie per una crescita complessiva delle proprie potenzialità e per la loro valorizzazione.

La valutazione sarà effettuata sulla base di elementi conoscitivi forniti dalle strutture stesse; il CIVR ha identificato tre tipi di elementi:

- 1) dati sulle dimensioni complessive della struttura, in termini di risorse disponibili e acquisite e sul loro impiego nella ricerca. Questi dati, adeguati a fornire indicazioni sulla dimensione e il contesto operativo della struttura, contribuiranno anche a migliorare la conoscenza del sistema ricerca;
- 2) prodotti scientifici selezionati dalle strutture stesse tra quelli ritenuti i migliori e più significativi, atti a dimostrarne la qualità e consistenza scientifica;
- 3) un rapporto triennale da parte del Nucleo o Comitato di valutazione interno delle strutture (NUV/CIV) o, in sua assenza, da parte dei responsabili della struttura stessa.

I criteri principali su cui si svilupperà l'analisi degli elementi forniti dai partecipanti sono quelli già individuati dalle Linee guida: qualità e rilevanza della produzione scientifica, originalità/innovazione, internazionalizzazione, capacità di gestire le risorse e valorizzarne i risultati.

Il VTR 2001-2003 considera la produzione scientifica relativa al periodo compreso tra il 1 gennaio 2001 e il 31 dicembre 2003, e verrà articolato sulle 14 aree disciplinari indicate dal Comitato universitario nazionale (CUN) e su 6 aree speciali, multidisciplinari, selezionate sulla base delle indicazioni contenute nel PNR e nei programmi comunitari. Per il primo esercizio le aree selezionate sono: scienze e tecnologie (S&T) per una società dell'informazione e della comunicazione, S&T per la qualità e la sicurezza degli alimenti, S&T dei nano/microsistemi, S&T aerospaziali, S&T per lo sviluppo e la governance sostenibili: aspetti economici, sociali e ambientali, S&T per la valutazione e la valorizzazione dei beni culturali.

Per ogni area sarà costituito presso il CIVR un unico Comitato (*panel*) di area, con esperti di alto livello, anche stranieri, scelti sulla base della specializzazione, capacità ed esperienza. Per le aree caratterizzate da particolare eterogeneità disciplinare ed elevata numerosità dei prodotti da

valutare il CIVR, su proposta dei *panel* e nel loro contesto operativo, può provvedere alla costituzione di *sub-panel*, con specifiche competenze disciplinari.

I criteri di selezione dei membri dei *panel* e gli indirizzi per la loro composizione sono stati elaborati dal CIVR, attraverso il concorso di 5 osservatori esterni designati dalla comunità scientifica.¹⁰ Il Comitato ha inoltre formulato un codice di condotta per i componenti dei *panel*¹¹.

La valutazione sui prodotti di ricerca verrà formulata dai *panel* a livello di singolo prodotto (con articolazione del giudizio unitario su quattro livelli: eccellente, buono, accettabile, limitato), e a livello di struttura (attraverso l'elaborazione di una *ranking list* articolata per 6 fasce di merito). I risultati del lavoro svolto saranno quindi trasmessi dai *panel* al CIVR con una relazione finale di area, che contenga altresì suggerimenti circa specifici interventi che permettano di migliorare le opportunità e gli aspetti ritenuti critici.

Al CIVR compete la stesura della relazione finale dell'esercizio 2001-2003 del VTR, che comprende:

- il giudizio di merito per ogni singola struttura, espresso anche in termini di produttività scientifica e di capacità di gestire lo sviluppo e la ricaduta della ricerca, che si fonda sui rapporti dei *panel* di area e sull'analisi critica dei dati conoscitivi e delle informazioni, trasmessi direttamente al CIVR dalle strutture stesse;
- la valutazione di merito complessivo del sistema nazionale della ricerca, sia per area che globale, che emerge dalla integrazione degli elementi di analisi a disposizione del CIVR.

La consegna della relazione finale al MIUR è prevista entro il 31 marzo 2006.

6.2.2 Il finanziamento della R&S

6.2.2.1 Le fonti di finanziamento delle attività di R&S in Italia

L'iter che il finanziamento pubblico alla ricerca scientifica e allo sviluppo segue istituzionalmente è riportato nella figura 6.2.1; i principali destinatari degli stanziamenti dei diversi ministeri compaiono nella figura 6.2.2. Un riepilogo degli stanziamenti erogati agli enti di ricerca nel 2002, indipendentemente del ministero al quale afferiscono, è riportato nella figura 6.2.3. Dall'ammontare del finanziamento a disposizione nel 2002 degli enti risulta evidente la diversa dimensione degli istituti e la necessità di una razionalizzazione del sistema della ricerca pubblica.

Il quadro degli stanziamenti pubblici per R&S (figura 6.2.3) riporta i flussi finanziari dell'amministrazione pubblica centrale e regionale destinati agli istituti di ricerca regionali, agli enti di ricerca, agli istituti dipendenti dalle amministrazioni dello Stato e alle Università. Sono segnalati inoltre i finanziamenti provenienti da altre fonti quali le imprese, la Commissione europea, le istituzioni estere. È necessario precisare che i dati che compaiono nella figura derivano da un'indagine specifica svolta annualmente presso le diverse istituzioni. In questo caso si tratta del 2002, perché i dati degli anni successivi non sono ancora disponibili; inoltre, l'indagine indicata ha dovuto registrare alcune mancate risposte, con conseguente mancata segnalazione dello

¹⁰ *Criteri di selezione dei componenti dei panel*: conoscenze coerenti con le aree di riferimento; adeguata produzione scientifica o documentata competenza nell'innovazione tecnologica, riferita agli ultimi dieci anni; importanti riconoscimenti scientifici (nazionali e internazionali); esperienza documentata nella direzione e valutazione della ricerca; esperienza nella cooperazione internazionale nelle aree di riferimento. *Criteri di riferimento per la composizione dei panel*: ventaglio di appropriate esperienze e competenze dei componenti; equilibrata partecipazione tra esperti dell'università, degli enti di ricerca e dell'industria; ove possibile, equilibrata partecipazione maschile e femminile.

¹¹ I componenti dei *panel* si impegnano a: a) operare come soggetti indipendenti e non come rappresentanti di organizzazioni o strutture; b) assicurare continuità nella partecipazione alle attività dei *panel*; c) garantire riservatezza ed equità attraverso giudizi motivati; d) dichiarare preventivamente l'eventuale presenza di conflitto d'interesse nei confronti di prodotti sottoposti alla loro valutazione, astenendosi dalla stessa. In presenza di difficoltà di composizione del conflitto, il ruolo di arbitro compete al presidente del CIVR, cui competono anche altri possibili ruoli di arbitro. Un ulteriore adempimento del CIVR è stata l'emanazione del bando per la segnalazione e l'autosegnalazione di esperti per ciascuna area scientifica: l'elenco degli esperti così formato sarà di ausilio al Comitato per la composizione dei *panel*, nonché l'elaborazione di linee guida per la stesura del rapporto triennale di valutazione da parte delle strutture sottoposte a valutazione.

stanziamento. Una seconda precisazione, più specifica, si riferisce al finanziamento erogato all'Università, che nella figura risulta estremamente scarso: l'ammontare segnalato, infatti, copre soltanto le entrate che le istituzioni universitarie denunciano come espressamente destinate alla ricerca, senza prendere in considerazione gli stanziamenti per personale, spese generali ecc., con una conseguente vistosa sottostima dello sforzo pubblico per R&S. Gli stanziamenti per R&S dell'amministrazione pubblica costituiscono l'ammontare che lo Stato decide di investire nella ricerca scientifica e nello sviluppo. Nel 2002 tale ammontare è stato pari a 4.050 M€, metà del quale (50,2%) destinato agli enti pubblici e di ricerca, il 45,5% a laboratori e istituti delle amministrazioni statali, il restante alle Università e ai laboratori e istituti regionali. Nella figura compaiono anche i finanziamenti alle istituzioni di ricerca provenienti da fonti diverse: si tratta di 178 M€, ai quali si possono aggiungere 143 M€ derivanti dalla vendita di beni e servizi e da altre entrate.

Tuttavia, nel complesso, il bilancio della ricerca del 2002 – limitatamente alle istituzioni pubbliche – non sembra ancora in grado di incidere in maniera determinante sul sistema scientifico del Paese.

6.2.2.2 Confronti internazionali

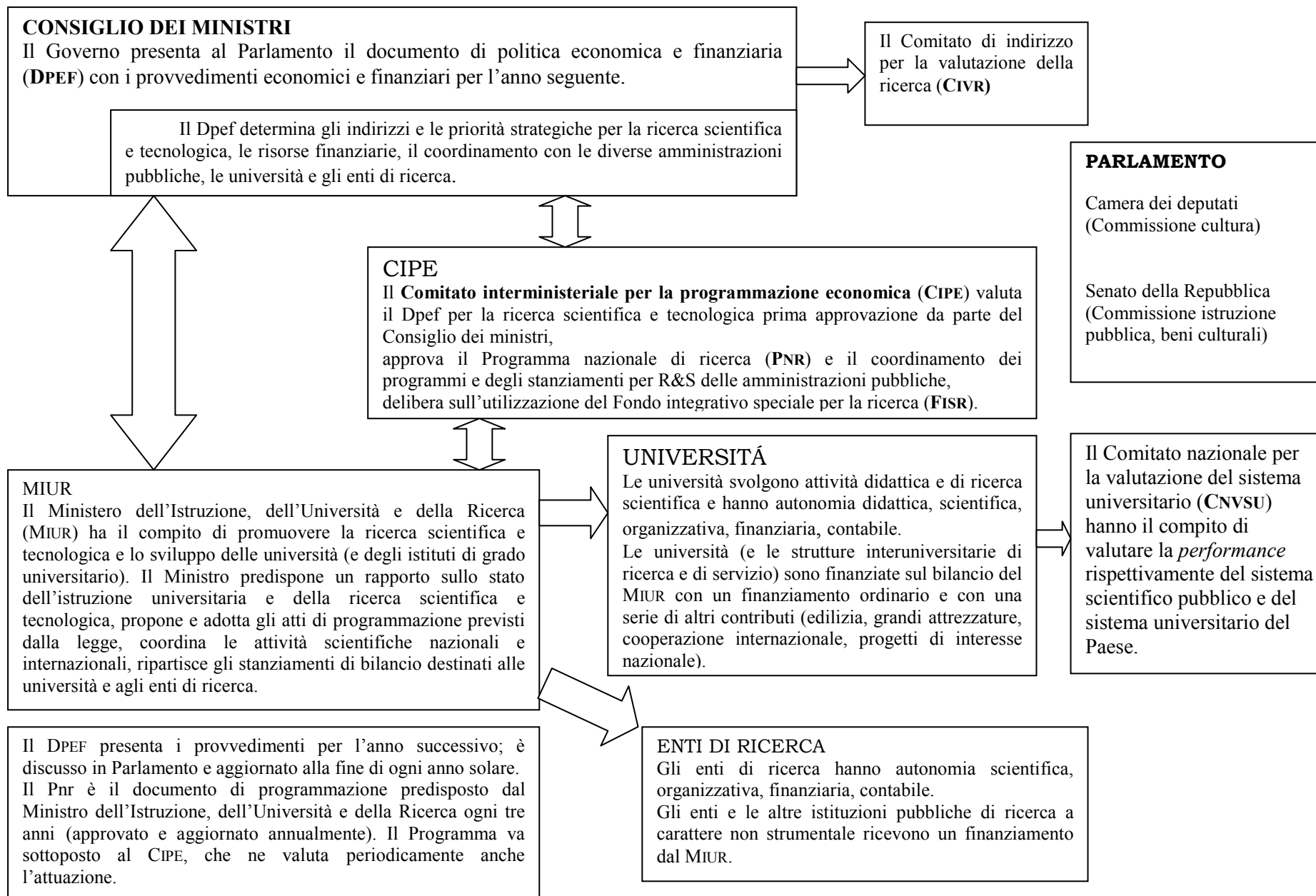
L'Italia continua a situarsi molto indietro fra i Paesi aderenti all'OCSE per intensità d'investimenti in ricerca rispetto al Pil (figura 6.2.4), mentre, in termini di valore assoluto della spesa (a parità di potere d'acquisto), il nostro Paese risulta essere ben al di sotto del posto che gli spetterebbe rispetto alle dimensioni del suo sistema economico-industriale (tabella 6.2.1).

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.

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 6.2.2, seguita soltanto dalla Spagna, che peraltro sta rapidamente recuperando l'esiguo ritardo che ancora la separa dal nostro Paese. Nel 2001, con circa l'1,1% di spesa per R&S sul Pil, l'Italia ha un rapporto pari a poco più di un terzo di quello del Giappone e ben inferiore alla metà di quello registrato per gli Stati Uniti; un rapporto pari a circa la metà di quello di altre nazioni direttamente concorrenti sul piano economico-commerciale, quali la Francia e la Germania.

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.

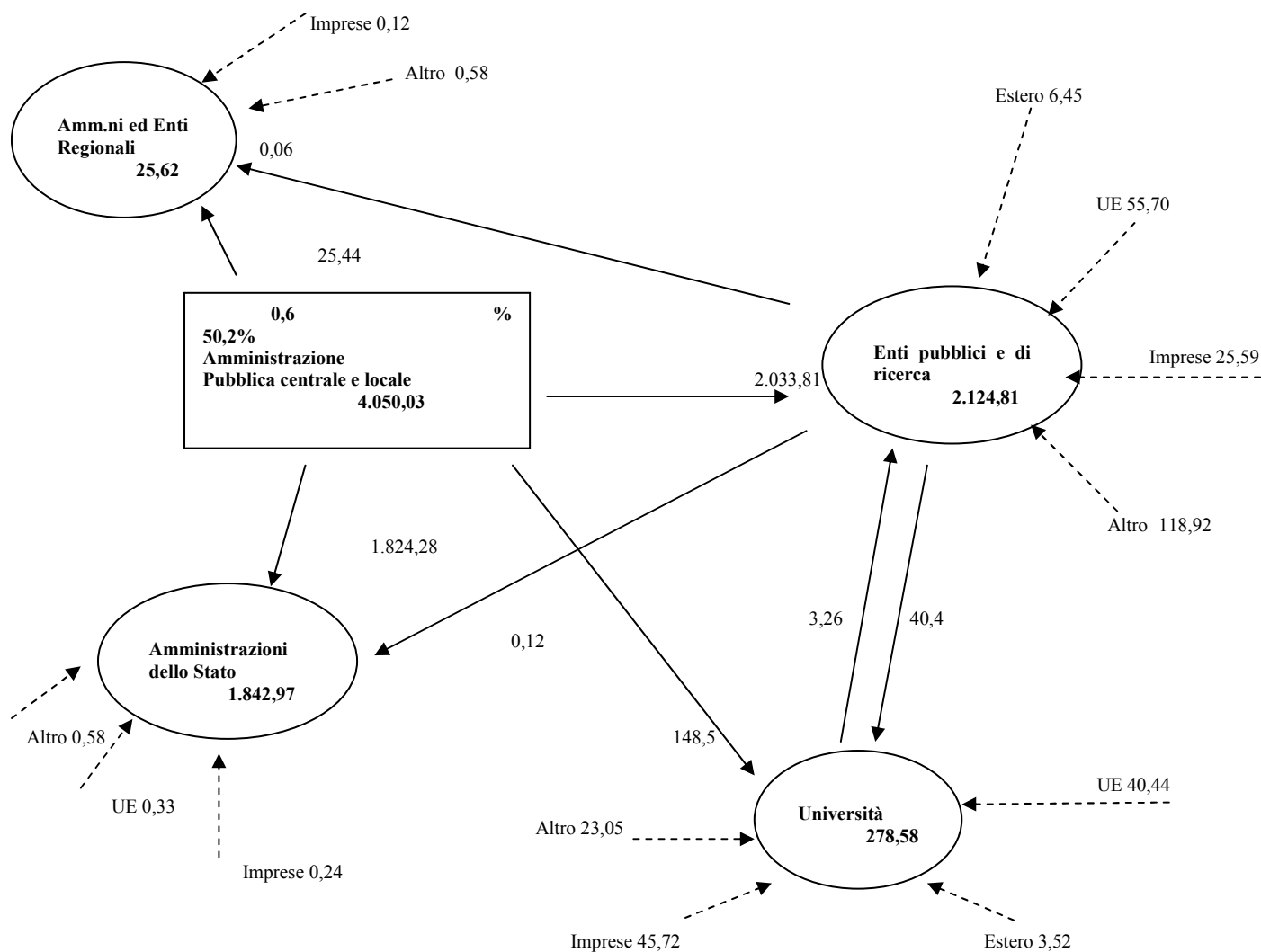
Figura 6.2.1 - Quadro istituzionale del finanziamento pubblico della R&S



<p>Miur (www.miur.it)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - finanzia attività di R&S delle Università tramite i Progetti di ricerca di rilevante interesse nazionale (210 milioni di euro) e stanziamenti per altri progetti, - finanzia gli enti di ricerca (CNR, INFN, INFM, Istituto nazionale di geofisica e vulcanologia e molti altri) e gli osservatori astronomici e astrofisici (1,280 milioni), - finanzia istituzioni scientifiche nazionali e organismi internazionali (173 milioni), - finanzia grandi programmi scientifici nazionali e internazionali (372 milioni), - gestisce il Fondo per gli investimenti della ricerca di base-Firb, il Fondo per le agevolazioni alla ricerca-Far (oltre 440 milioni), - finanzia programmi di ricerca nel Mezzogiorno, - adotta iniziative per la diffusione della cultura scientifica (oltre 10 milioni).
<p>Ministero delle Attività Produttive (www.minindustria.it)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - finanzia l'ENEA (434 milioni), - finanzia le Stazioni sperimentali per l'industria (15 milioni) e altri programmi di ricerca (775mila), - gestisce il Fondo per l'innovazione tecnologica-FIT, CFR
<p>Ministero della Salute (www.ministerosalute.it)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - finanzia Istituto Superiore di Sanità, Istituto superiore per la prevenzione e la sicurezza del lavoro, le ricerche degli istituti di ricovero e cura a carattere scientifico, degli istituti zooprofilattici sperimentali (circa 300 milioni), - finanzia programmi di ricerca (222 milioni) di istituzioni pubbliche (circa 60% del totale) e imprese (40%).
<p>Ministero per i Beni e le Attività Culturali (www.beniculturali.it)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - finanzia gli istituti di ricerca dipendenti (<i>Istituto centrale per la patologia del libro, Istituto centrale per il catalogo unico delle biblioteche italiane e per le informazioni bibliografiche, Istituto e museo di storia della scienza, Istituto centrale per il catalogo e la documentazione, Istituto centrale per il restauro</i>) (5,000 milioni), - finanzia progetti di ricerca dei propri laboratori (2 milioni) e delle imprese (circa 10% del totale).
<p>Ministero delle Politiche Agricole e Forestali (www.politicheagricole.it)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - finanzia l'acquisto di attrezzature tecnico-scientifiche e progetti di R&S degli istituti sperimentali per l'agricoltura, degli istituti dipendenti (<i>Istituto nazionale di economia agraria, Ente nazionale delle sementi elette, Istituto nazionale della nutrizione</i>) (61 milioni), - finanzia progetti di ricerca in altri settori (es. pesca e acquacoltura) (13 milioni).
<p>Ministero della Difesa (www.difesa.it)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - finanzia contratti di ricerca alle imprese (130 milioni).
<p>Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (www.infrastrutturetrasporti.it)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - finanzia progetti di ricerca nel settore dei trasporti navali (<i>Insean, Cetena</i>) (12 milioni), - finanzia ricerche per lo sviluppo del territorio (circa 300 mila).
<p>Ministero della Giustizia (www.giustizia.it)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - finanzia progetti di ricerca per la giustizia minorile (25 mila).
<p>Ministero delle Comunicazioni (www.comunicazioni.it)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - finanzia l'Istituto superiore delle comunicazioni e tecnologie dell'informazione (4 milioni).
<p>Ministero dell'Economia e delle Finanze (www.mef.gov.it)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - finanzia Istituto nazionale di statistica, Istituto di studi e analisi economica, i servizi tecnici nazionali (oltre 4 milioni), - finanzia progetti di ricerca (es. progetto Galileo), - finanzia il Fisr (31 milioni).
<p>Ministero degli Affari Esteri (www.esteri.it)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - finanzia le ricerche dell'Istituto agronomico per l'oltremare e altri progetti (15 milioni)
<p>Ministero del Lavoro e Politiche Sociali (www.welfare.gov.it)</p>	<ul style="list-style-type: none"> -finanzia gli istituti dipendenti (<i>Istituto per lo sviluppo della formazione professionale dei lavoratori, Istituto italiano di medicina sociale</i>) (70 milioni).

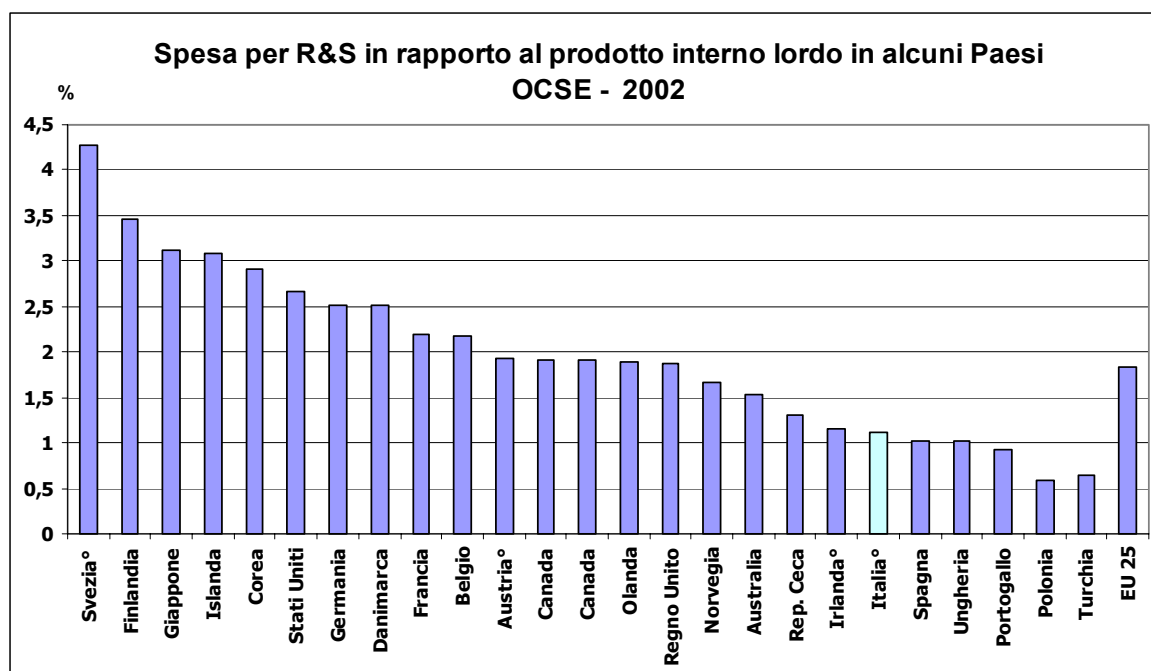
Figura 6.2.2 - Destinatari degli stanziamenti dei diversi Ministeri

Figura 6.2.3 - Stanziamenti per R&S dell'amministrazione pubblica in Italia e di altre fonti di finanziamento nel 2002 (milioni di euro)



Nota: la voce "altro" comprende la vendita di beni e servizi e le altre entrate
 Fonte: elaborazione della Sezione Istituzioni e politiche per la Scienza e la tecnologia - CERIS/CNR.

Figura 6.2.4 - Confronto fra le spese di R&S in alcuni Paesi OCSE in rapporto al Pil. Anno 2002



Fonte: OCSE; (°) dati 2001

Tabella 6.2.1 - La spesa per R&S in alcuni Paesi OCSE: Anni 1981, 1991, 2002

Paesi	1981		1991		2002		variazione % media annua	
	Millioni in dollari Usa a prezzi 1995 e PPA	%	Milioni di dollari Usa a prezzi 1995 e PPA	%	Millioni in dollari Usa a prezzi 1995 e PPA	%	1981-1991	1991-2002
Canada	6.041	2,6	9.373	2,5	16.072	3,3	4,5	5,0
Finlandia	898	0,4	1.938	0,5	4.374	0,9	8,0	7,7
Francia	17.407	7,4	27.961	7,5	31.923	6,6	4,9	1,2
Germania	27.787	11,8	41.987	11,3	48.934	10,2	4,2	1,4
Giappone	42.910	18,2	79.293	21,3	94.172	19,5	6,3	1,6
Italia (a)	7.668	3,3	13.880	3,7	14.830	3,1	6,1	0,6
Regno Unito	18.175	7,7	21.674	5,8	26.207	5,4	1,8	1,7
Stati Uniti	114.530	48,7	176.578	47,4	245.430	50,9	4,4	3,0
Totale	235.415	100,0	372.684	100,0	481.942	100,0	4,7	2,4

Note: (a) per il 2002 si è usato il valore 2001, ultimo disponibile.

Fonte: OCSE

Se poi consideriamo la composizione percentuale della spesa per ricerca (tabella 6.2.3), 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.

Tabella 6.2.2 - La spesa per R&S in rapporto al prodotto interno lordo in alcuni Paesi OCSE (%)

Paesi	1985	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Canada	1,44	1,53	1,72	1,68	1,68	1,79	1,82	1,92	2,03	1,91	1,87
Finlandia	1,56	1,88	2,28	2,54	2,71	2,88	3,23	3,40	3,41	3,46	..
Francia	2,22	2,37	2,31	2,30	2,22	2,17	2,18	2,18	2,23	2,20	..
Germania	2,68	2,67	2,26	2,26	2,29	2,31	2,44	2,49	2,51	2,52	2,50
Giappone	2,53	2,96	2,89	2,76	2,83	2,94	2,96	2,99	3,07	3,12	..
Italia	1,12	1,29	1,00	1,01	1,05	1,07	1,04	1,07	1,11
Regno Unito	2,24	2,15	1,95	1,88	1,81	1,80	1,87	1,84	1,86	1,88	..
Spagna	0,53	0,82	0,81	0,83	0,82	0,89	0,88	0,94	0,95	1,03	..
Svezia	2,71	2,74 (a)	3,35	..	3,54	..	3,65	..	4,27	4,30	..
Stati Uniti	2,76	2,65	2,51	2,55	2,58	2,60	2,65	2,72	2,74	2,67	2,62

Note: (..) non disponibile; (a) 1991

Fonte: OCSE

Tabella 6.2.3 - La composizione della spesa per R&S in alcuni Paesi dell'OCSE. Anno 2002 (%)

Paesi	Fonte di finanziamento				Totale
	Amministrazione pubblica	Imprese	Altro	Totale	
Canada	34	44,3	21,7		100,0
Francia	36,9	54,2	8,9		100,0
Germania	32,1	65,1	2,8		100,0
Giappone	18,2	73,9	7,9		100,0
Italia (a)	50,8	43,0	6,2		100,0
Regno Unito	26,9	46,7	26,4		100,0
Stati Uniti	31,2	63,1	5,7		100,0
Paesi	Settore di esecuzione				
	Stato	Università	Imprese	Altro	Totale
Canada	11,2	34,9	53,7	0,2	100
Francia	16,5	19,5	62,2	1,8	100
Germania	13,8	17,1	69,1	0,0	100
Giappone	9,5	13,9	74,4	2,2	100
Italia (a)	18,4	32,6	49,0	0,0	100
Regno Unito	8,9	22,6	67,0	1,5	100
Stati Uniti	9,0	16,8	68,9	5,3	100

(a) dati 2001

Fonte: OCSE

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".

Inoltre, se si considera il settore di esecuzione della ricerca, il ruolo delle imprese in Italia è ridotto rispetto agli altri Paesi (tabella 6.2.3).

Il fenomeno che emerge da questi dati e dall'esame della distribuzione intersettoriale della spesa per R&S nel nostro sistema economico 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, a un 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".

6.2.3 La ricerca energetica

6.2.3.1 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 con una estrapolazione che parte dalla quota media del settore privato sul totale degli investimenti di ricerca perché 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 6.2.5 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, se pur incompleta per la mancanza di dati per alcuni Paesi per certi anni e per l'ingresso di nuovi membri, riflette tuttavia 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.

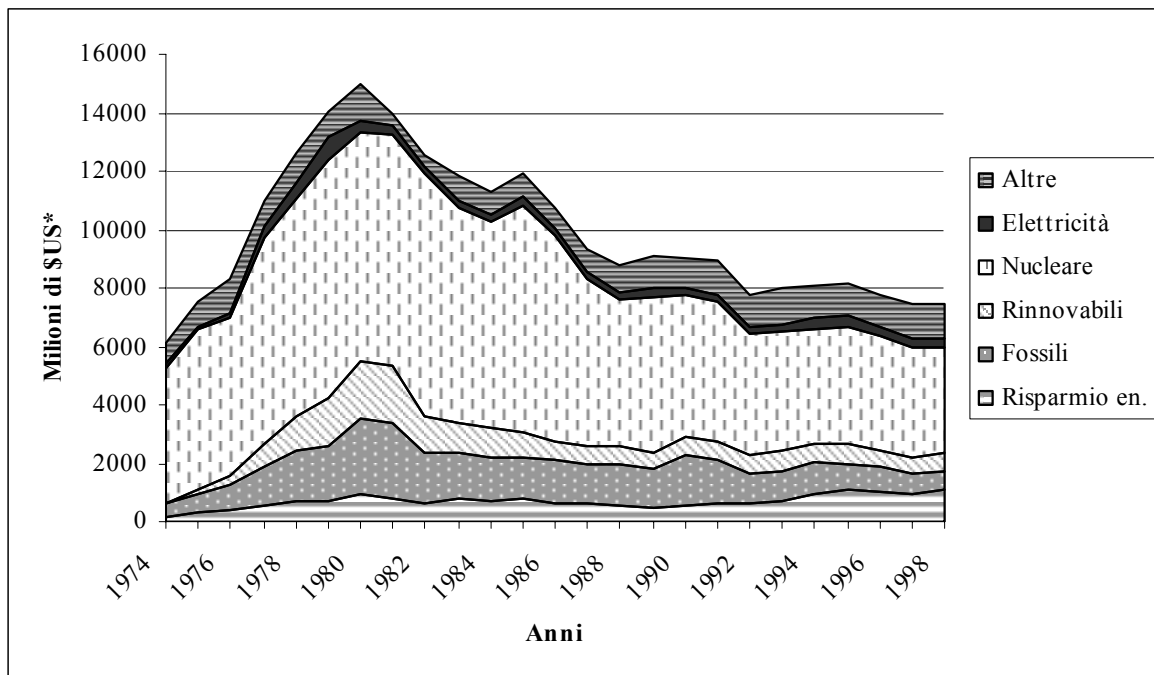
I due grafici che seguono utilizzano dati della stessa fonte statistica, ma per un insieme più omogeneo di Paesi (i 7 Paesi più industrializzati membri dell'OCSE) e un periodo più recente, quello compreso fra il 1990 ed il 2002. La figura 6.2.6 riporta in una visione di insieme le tendenze nelle spese 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 6.2.7).

Le spese governative di Stati Uniti e Giappone sono pari nel 2002 a circa 6,5 miliardi di dollari mentre quelle del settore privato dovrebbero ammontare complessivamente intorno a 20 miliardi di dollari USA, utilizzando per il calcolo gli stessi valori percentuali di ripartizione degli stanziamenti tra amministrazione pubblica e imprese indicati nella tabella 6.2.3.

Per contro le quattro più importanti economie europee (Germania, Francia, Regno Unito e Italia) considerate nel loro insieme hanno visto la loro spesa pubblica per R&S energetica ridursi da 2,39 miliardi di dollari nel 1990 (prezzi e tassi di cambio del 2002) a circa la metà (1,17 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.

Figura 6.2.5 - Spese governative per R&S in campo energetico nell'insieme dei Paesi AIE

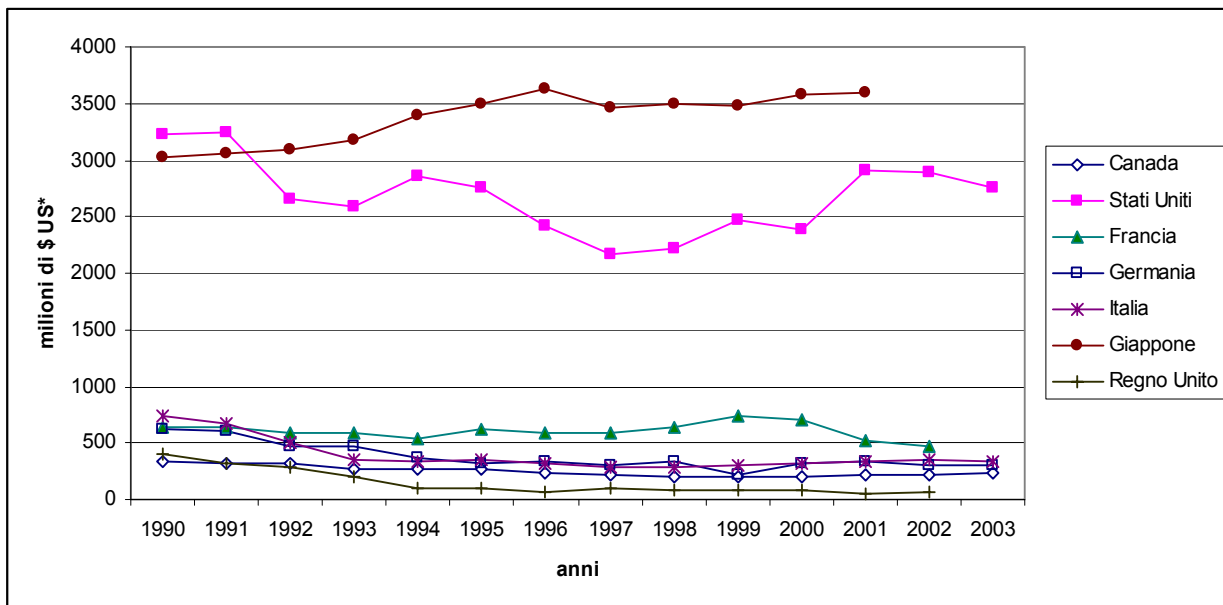


<http://library.iea.org/rdd/eng/ReportFolders/Rfview/Explorerp.asp>

*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2002

Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

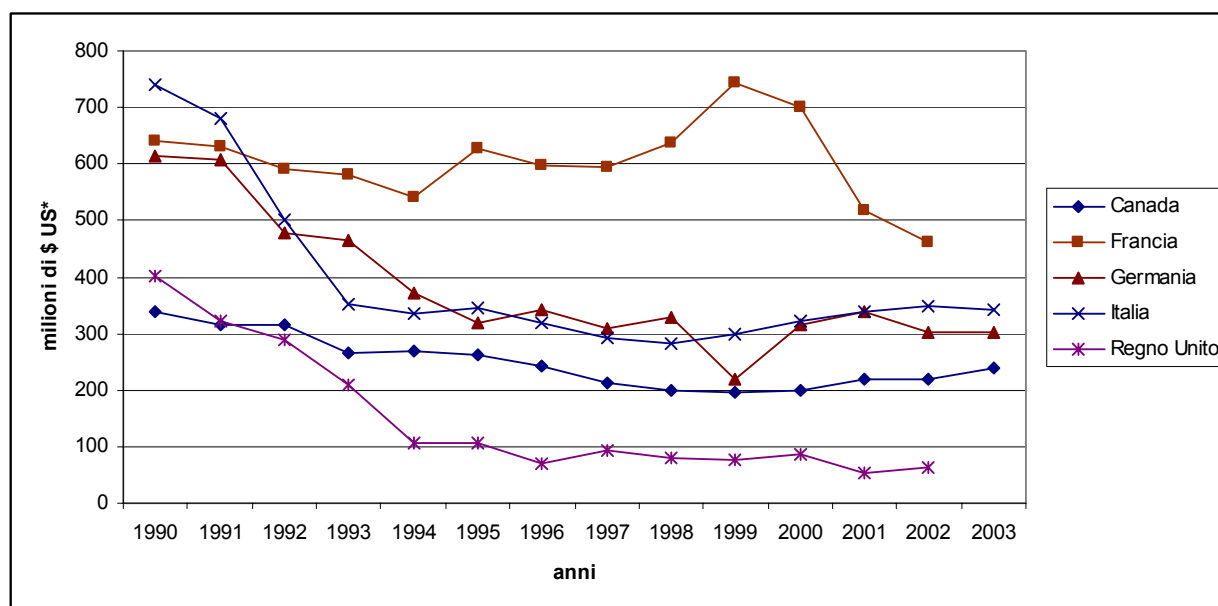
Figura 6.2.6 - Spese governative per R&S in campo energetico nei 7 principali Paesi dell'OCSE



*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2003

Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

Figura 6.2.7 - Spese governative per R&S in campo energetico in 5 Paesi dell'OCSE



*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2003

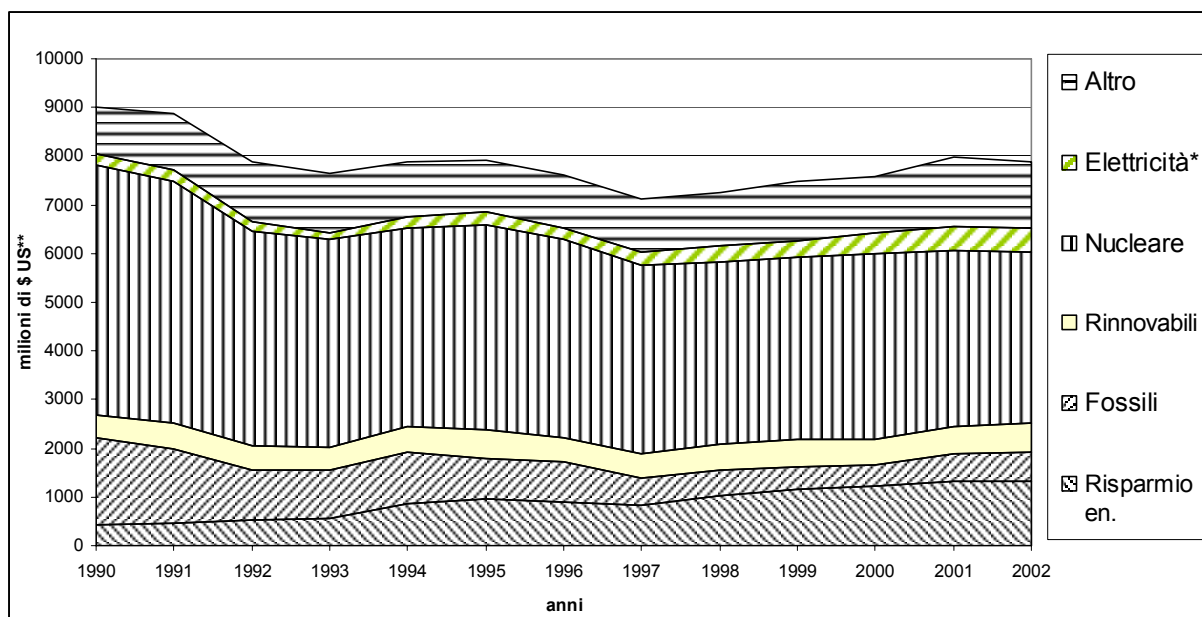
Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

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.

La figura 6.2.8 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 energia elettrica, 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 6.2.8 - Spese governative per R&S in campo energetico nei 7 principali Paesi dell'OCSE



* Conversione, trasmissione e accumulo dell'energia

**Valori a prezzi e tassi di cambio del 2002

Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

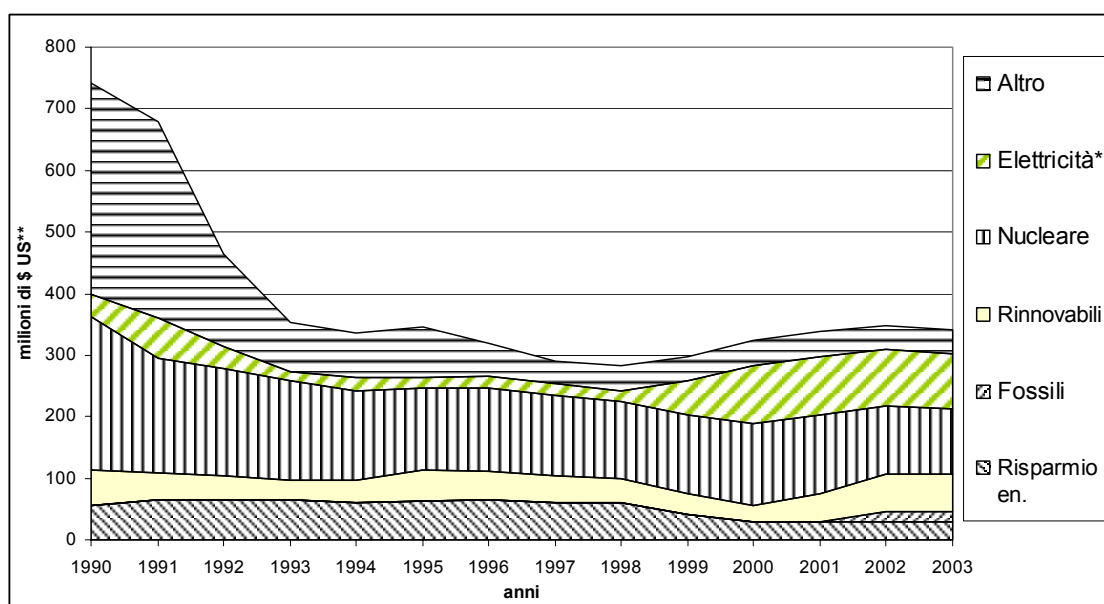
Per quanto riguarda l'Italia, la figura 6.2.9 mostra le spese pubbliche di ricerca e sviluppo in campo energetico effettuate dal 1990 al 2003. Per facilità di confronto con gli altri Paesi industriali qui sono stati utilizzati ancora i dati di fonte AIE, espressi in dollari a prezzi e tassi di cambio 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 energia elettrica, 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.

In Italia una quota importante (che varia fra l'85 e il 90% del totale) delle attività pubbliche di ricerca in campo energetico viene svolta presso i laboratori o 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 6.2.4 riporta l'andamento delle spese di ricerca (in M€ a prezzi 1995) effettuate dall'ENEA nel 1990 e negli anni dal 1995 in poi.

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.

Figura 6.2.9 - Spese governative per R&S in campo energetico in Italia



* Conversione, trasmissione e accumulo dell'energia

**Valori a prezzi e tassi di cambio del 2002

Fonte: elaborazione ENEA su dati AIE

Tabella 6.2.4 - Spese ENEA per R&S in campo energetico (M€ a prezzi 1995)

euro 1995	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
risparmio ed efficienza	39,879	45,138	45,717	42,549	42,684	20,272	15,855	17,119	15,109	14,710
rinnovabili	40,469	35,326	33,026	30,564	28,676	22,023	24,474	22,031	24,966	22,684
nucleare (fusione e sicurezza)	175,978	93,272	94,961	93,857	88,670	78,868	82,792	86,279	67,355	56,952
generazione e accumulo	26,105	13,221	13,573	12,562	13,206	13,704	13,550	9,781	7,707	8,242
altre tecnologie e ricerca	241,437	56,810	38,465	27,243	29,572	24,075	22,290	29,888	21,417	23,626
totale	523,869	243,768	225,742	206,775	202,810	158,943	158,962	165,098	136,554	126,214

Fonte: ENEA

A questo impegno continua ad affiancarsi l'impegno di spesa a favore della ricerca sulla fusione, strettamente connessa alla partecipazione al progetto internazionale ITER.

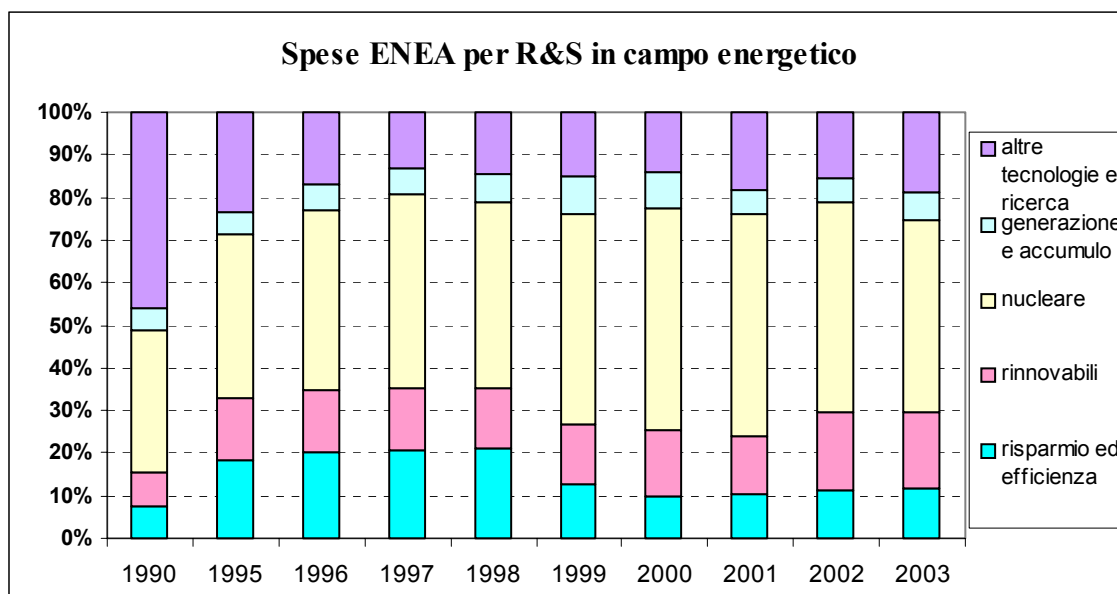
Rispetto al 1990 si registra il crollo dei *budget* di ricerca ENEA, sia sulle tecnologie di generazione e accumulo di energia elettrica che su tutte quelle aree di ricerca, come i materiali o altre tecnologie orizzontali difficili da classificare.

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 energia elettrica.

La figura 6.2.10 mostra l'evoluzione del *mix* di ricerca in campo energetico portato avanti dall'ENEA nel periodo 1990-2003.

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 energia elettrica.

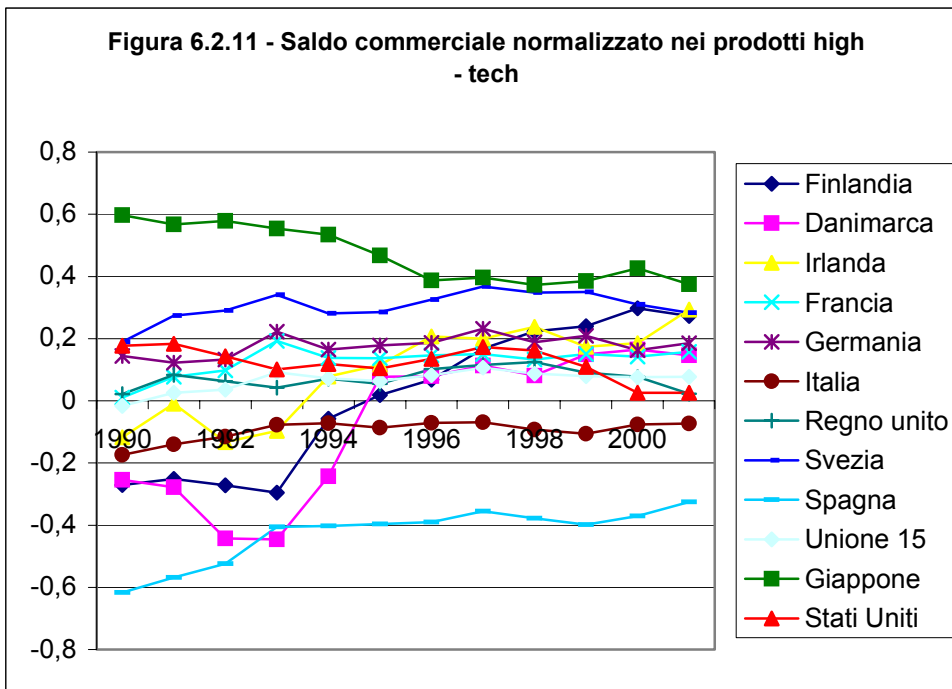
Figura 6.2.10 - Spese ENEA per R&S in campo energetico (%)



Fonte: ENEA

6.2.4 Ricerca e competitività tecnologica dell'Italia

Tra le importanti trasformazioni che hanno interessato l'economia mondiale negli anni Novanta, l'avvio di una nuova fase di sviluppo tecnologico dei maggiori Paesi industriali occupa un posto di significativo rilievo. L'amplificazione delle dinamiche innovative che hanno accompagnato il processo di globalizzazione, si è tradotta infatti in una crescente diversificazione della collocazione competitiva dei vari Paesi, con un impatto sempre più ampio sugli andamenti del saldo commerciale e, in particolare, sulla componente di quest'ultimo relativa ai prodotti manifatturieri ad alta intensità tecnologica. In questo contesto, preminente è stato il ruolo delle esportazioni, che mostrano una specializzazione crescente a livello di singoli Paesi e di specifici settori *high-tech*. L'andamento delle importazioni, invece, è stato guidato dal progressivo allineamento dell'*import penetration* di beni ad alta intensità di tecnologia proprio come conseguenza del cambiamento che ha interessato sul piano tecnologico i sistemi produttivi industrializzati. L'emergere nell'ultimo decennio di una componente di "vincolo estero", significativamente caratterizzata dalla capacità di ciascun Paese di competere nelle produzioni ad alto contenuto tecnologico, segna dunque un passaggio fondamentale nell'evoluzione delle dinamiche rilevanti per il processo di sviluppo delle diverse economie.



Fonte: Osservatorio ENEA sull'Italia nella Competizione Tecnologica Internazionale

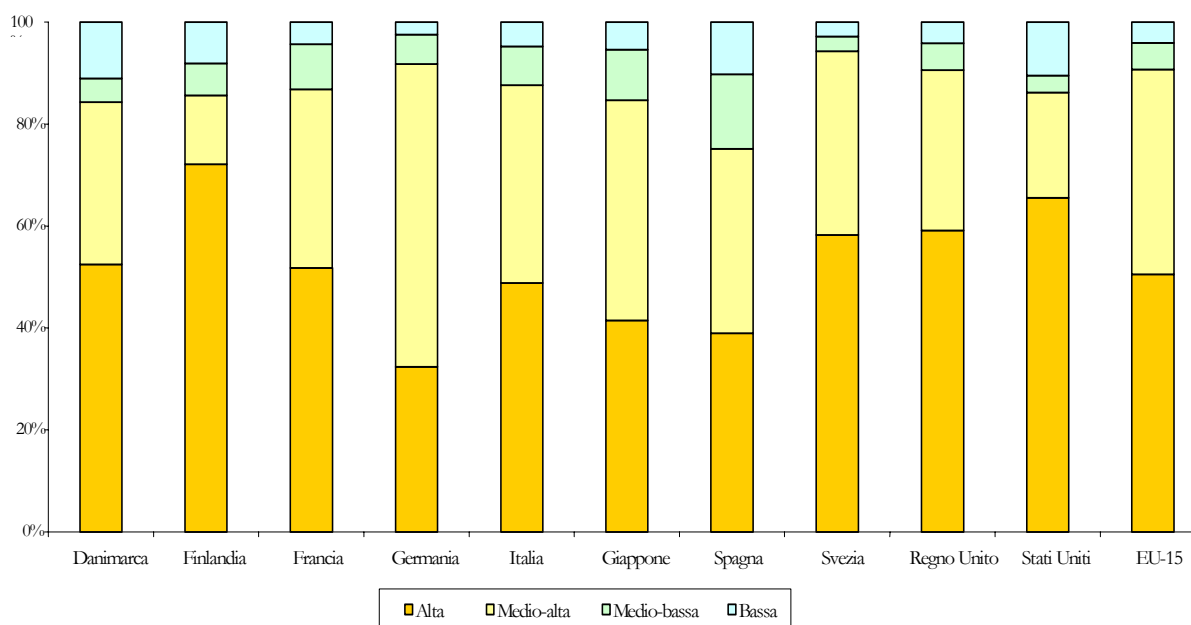
Nel confronto internazionale (figura 6.2.11) il recupero delle posizioni competitive dell'Europa dei 15 nell'area delle produzioni *high-tech* ha consentito una qualche riduzione del *gap* tecnologico rispetto a Stati Uniti e Giappone, anche in considerazione dell'assestamento delle *performance* di questi due Paesi nella seconda parte degli anni Novanta.

A tale recupero i Paesi dell'Unione hanno contribuito in misura varia e specifica su base nazionale, con importanti differenze che consentono di distinguere il contributo sostanziale delle maggiori economie del Vecchio Continente (Francia, Germania e Regno Unito) dal vero e proprio "decollo tecnologico" di una serie di "piccole" economie del Nord-Europa (Irlanda e Svezia, seguite da Finlandia e Danimarca), che hanno ormai assunto posizioni di *leadership* a livello mondiale. Totalmente assente da questo contesto è invece l'Italia, che si colloca in un'area costituita dai Paesi mediterranei del tutto marginale, se non addirittura estranea, alle positive *performance* della competitività tecnologica europea e dove la sola Spagna, con posizioni di partenza mediamente meno arretrate ma certamente inferiori a quelle del nostro Paese, è stata interessata negli ultimi anni da un processo di "trascinamento tecnologico".

Il dato della debole competitività tecnologica dell'Italia si inserisce in verità non più soltanto in un contesto di insufficienti risorse destinate alla spesa in R&S (GERD) relativamente alle dimensioni del Pil ma, e certamente anche in conseguenza di ciò, in una situazione di ritardo accumulato, ulteriormente rinforzato dalla presenza di un sistema produttivo orientato ai settori a medio bassa intensità tecnologia e rappresentato da un tessuto estremamente frammentato di piccole e medie imprese. Il concorso di questi fattori è distinguibile attraverso l'aumento della concentrazione della già di per sé scarsa spesa in R&S effettuata dal complesso delle imprese (BERD) nei comparti a tecnologia medio-bassa (figura 6.2.12) e della despecializzazione dell'investimento in R&S a parità di settore produttivo (tabella 6.2.5).

L'Italia ha mantenuto la sua despecializzazione tecnologica, misurata dal rapporto R&S/Valore aggiunto, con un miglioramento insensibile tra il 1997 e il 2000 nel settore degli strumenti di precisione, nelle apparecchiature meccaniche e nei mezzi di trasporto. In particolare rimane elevata la distanza dagli altri Paesi nella farmaceutica, nella meccanica come anche nello stesso settore tessile.

Figura 6.2.12 - Quota di spese in R&S 2001 (BERD) per tipo di settore (intensità tecnologica)



Nota Nel calcolo del valore relativo a EU-15 non sono stati inclusi per mancanza di dati: Austria, Grecia, Irlanda,
 Fonte : OECD, ANBERD.

La specializzazione produttiva nel 2000 appare sempre più concentrata nei settori tradizionali, soprattutto nel tessile, nei prodotti in metallo e nella meccanica; tanto più preoccupante appare dunque il ritardo tecnologico in queste industrie. Variamente diffusa e accentuata resta, invece, la despecializzazione produttiva nell'area dell'ICT (macchine ufficio, elettronica di consumo e telecomunicazioni) e nei mezzi di trasporto (inclusa l'industria aeronautica e con l'unica eccezione dei cantieri navali).

Sulla linea di una opposta tendenza, i Paesi nord-europei del "decollo tecnologico" hanno invece registrato, già a partire dagli anni Ottanta, incrementi continui e progressivi della spesa in R&S (GERD E BERD) partendo da posizioni iniziali del tutto confrontabili con quelle dell'Italia. Peraltro, così come nel caso degli altri maggiori Paesi europei, tale impegno non si è collocato esclusivamente sulle aree di eccellenza tecnologica ma ha riguardato variamente e diffusamente vaste aree del sistema produttivo.

Gli esiti di un così forte indebolimento della base tecnologica del Paese possono essere inoltre riscontrati nell'andamento della quota di brevetti *high-tech* sul totale mondiale, pari nel triennio 1999-2001 all'1,65%, con una perdita superiore al 23% rispetto all'inizio del decennio e a fronte di una crescita dell'Unione del 5%. Sensibile in particolare è la flessione che tale quota ha subito nella seconda parte degli anni Novanta, quasi il 16% a fronte di una crescita prossima al 4% dell'Unione nel suo complesso (tabella 6.2.6).

Tabella 6.2.5 - Attività di ricerca e struttura produttiva: specializzazione produttiva e specializzazione tecnologica nei maggiori Paesi industrializzati

	1995		1997		2000	
	SP	ST	SP	ST	SP	ST
Alimentari, Bevande, Tabacco	-0,055	-0,575	-0,027	-0,645	-0,039	-0,526
Tessili, Abbigliamento, Pelletteria	0,548	-0,877	0,563	-0,874	0,601	-0,782
Prodotti in legno, carta, cartotecnica, stampa	-0,135	-0,783	-0,141	-0,793	-0,131	-0,901
Prodotti chimici e farmaceutici	-0,134	-0,475	-0,126	-0,491	-0,107	-0,419
Gomma e plastica	0,124	-0,571	0,091	-0,561	0,070	-0,533
Minerali non-metallici e materiali da costruzione	0,267	-0,883	0,282	-0,901	0,340	-0,824
Metalli di base, ferrosi e non ferrosi	-0,002	-0,631	-0,116	-0,535	-0,105	-0,701
Prodotti in metallo	0,171	-0,569	0,194	-0,155	0,163	-0,694
Macchine per ufficio	-0,636	-0,056	-0,770	-0,399	-0,714	-0,613
Macchine e apparecchiature meccaniche	0,086	-0,591	0,084	-0,598	0,128	-0,580
Macchine elettriche, elettronica di consumo e telecomunicazioni	-0,234	-0,234	-0,232	-0,238	-0,265	-0,304
Mezzi di trasporto (inclusa aeronautica e cantieri navali)	-0,324	-0,178	-0,281	-0,257	-0,289	-0,242
Apparecchiature di precisione	-0,195	-0,738	-0,199	-0,788	-0,221	-0,658

La specializzazione (SP) viene calcolata come quota del valore aggiunto settoriale sul valore aggiunto manifatturiero, normalizzata per la quota media relativa ai restanti paesi (Francia, Germania, Regno Unito, Stati Uniti, Giappone).

La specializzazione tecnologica (ST) 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: Elaborazione Ceris e Enea su dati Ocse

Tabella 6.2.6 - Quota di brevetti UEB nei settori ad alta tecnologia (%)

	1983-1985	1989-1991	1993-1995	1996-1998	1999-2001
Austria	0,57	0,50	0,49	0,46	0,49
Belgio	0,50	0,58	0,82	0,80	0,71
Danimarca	0,32	0,47	0,55	0,64	0,55
Finlandia	0,21	0,40	1,02	1,50	2,15
Francia	7,50	6,81	6,54	6,27	6,28
	18,4				
Germania	5	15,00	13,39	14,28	15,34
Grecia	0,01	0,01	0,03	0,03	0,03
Irlanda	0,08	0,07	0,13	0,17	0,20
Italia	2,03	2,16	2,15	1,96	1,65
Lussemburgo	0,11	0,08	0,09	0,11	0,09
Olanda	4,18	3,63	3,71	3,46	3,66
Portogallo	0,00	0,00	0,01	0,02	0,02
Regno Unito	6,49	5,85	5,09	4,76	4,36
Spagna	0,14	0,22	0,29	0,27	0,25
Svezia	1,31	1,05	1,73	2,52	2,89
Unione Europea	41,9				
(15)	1	36,82	36,02	37,26	38,67
Canada	0,75	0,69	0,99	1,45	1,58
Corea	0,01	0,20	0,68	0,84	1,24
	19,0				
Giappone	1	25,11	21,14	19,55	19,60
Hong Kong	0,02	0,04	0,03	0,03	0,02
Norvegia	0,12	0,18	0,25	0,26	0,24
	32,5				
Stati Uniti	1	32,43	36,20	35,69	33,08
Svizzera	3,85	2,65	2,51	2,46	2,52
Taiwan	0,02	0,08	0,12	0,15	0,20
Resto del mondo	1,80	1,79	2,05	2,31	2,84

Fonte: Osservatorio ENEA sull'Italia nella Competizione Tecnologica Internazionale

Insufficiente estensione della base tecnologica nazionale e accumulo di un progressivo ritardo nei processi innovativi non sembrano certamente lasciare al caso le dinamiche di crescita dell'Italia, che negli ultimi anni si è collocata al di sotto della media dei Paesi dell'Unione, secondo quanto diffuso dalle più recenti revisioni in materia di Eurostat all'inizio del 2004. Per tutti i Paesi esaminati le tendenze in atto si sono infatti determinate nel quadro di una dinamica crescente degli scambi mondiali e del delinarsi di una "nuova divisione internazionale" del lavoro basata sui vantaggi derivati dalla tecnologia.

Lo scenario in cui è evoluta tale "divisione internazionale del lavoro" si è tuttavia fatto più complesso, incorporando una "frontiera tecnologica" sempre più articolata e delineando aree di sviluppo tecnologico lungo le quali possono dischiudersi varie e nuove opportunità di crescita a livello di singolo Paese.

APPENDICE - I cambiamenti nel sistema ricerca in Italia : la riforma degli Enti pubblici di ricerca

Il sistema della ricerca del Paese è stato investito negli ultimi anni da provvedimenti di riordino che non hanno ancora prodotto tutti gli effetti. Si stanno ancora studiando varie modalità e facilitazioni (anche sul lato fiscale) relative al finanziamento dell'attività di ricerca delle strutture pubbliche e delle imprese. La riorganizzazione e la ridefinizione degli obiettivi sta riguardando principalmente gli enti pubblici di ricerca. Delle modifiche del sistema universitario si tratta più avanti.

Il riordino dell'**Istituto Nazionale di Astrofisica (INAF)**, avvenuto con decreto legislativo n. 138 del 4 giugno 2003, ne detta la disciplina e ne definisce le finalità, le attività, gli organi, la struttura organizzativa e le modalità di funzionamento. L'Istituto è ente pubblico nazionale, soggetto alla vigilanza del MIUR, ed opera nei campi dell'astronomia, della radioastronomia, dell'astrofisica spaziale e della fisica cosmica, perseguendo obiettivi di eccellenza a livello internazionale.

L'istituto è organizzato in due dipartimenti, ai fini della programmazione, del coordinamento e del controllo delle attività di ricerca svolte dagli osservatori e dagli istituti e per favorire lo sviluppo di grandi progetti strumentali a livello europeo e internazionale. Ad essi afferiscono gli osservatori e gli istituti, che costituiscono le unità organizzative responsabili dell'attività di ricerca astronomica e astrofisica dell'ente.

Nell'INAF sono confluiti tre istituti del Consiglio Nazionale delle Ricerche: Istituto di radioastronomia, Istituto di astrofisica spaziale, Istituto di fisica dello spazio interplanetario.

Le entrate sono dovute al contributo statale, a contributi da parte di pubbliche amministrazioni, dell'Unione Europea o altri organismi internazionali per l'esecuzione di particolari progetti o accordi di programma, ma anche da contratti stipulati con istituzioni private e dalla vendita e/o dalla fornitura di servizi, da *royalties* provenienti da brevetti o cessione di *know-how*.

Nel 2003 il personale dell'Istituto è costituito da 914 unità degli osservatori e 450 unità degli istituti (d.leg. 21 gennaio 2004, n. 38), per un totale di 1364 unità di personale. Di questi 388 sono astronomi degli osservatori e 264 ricercatori e tecnologi degli istituti.

L'**Agenzia Spaziale Italiana (ASI)** è stata riordinata (decreto legislativo 4 giugno 2003, n.128) al fine di ottimizzarne l'attività nel settore della ricerca spaziale e aerospaziale. L'Agenzia è ente pubblico nazionale, vigilata dal MIUR, ha il compito di promuovere, sviluppare e diffondere, attraverso attività di agenzia, la ricerca scientifica e tecnologica applicata al campo spaziale e aerospaziale (con esclusione della ricerca aeronautica e o sviluppo di servizi innovativi).

Tra le attività svolte trovano collocazione anche la predisposizione del piano spaziale nazionale e la sua attuazione, la partecipazione ai lavori del consiglio dell'Agenzia spaziale europea (ESA) e quindi la promozione e il coordinamento della presenza italiana ai programmi da essa approvati.

Le entrate dell'Agenzia sono costituite dal contributo statale, dal contributo per i programmi di collaborazione con l'ESA, da impegni assunti per altri accordi governativi e per trattati o convenzioni internazionali, da contributi diversi, ma anche dai proventi derivanti dalla valorizzazione economica di prototipi, prodotti industriali e beni immateriali d'interesse aerospaziale e dalla cessione di licenze d'uso sui brevetti acquisiti.

Tra gli strumenti diversificati che l'ASI può utilizzare per lo svolgimento delle proprie attività si rileva anche la struttura organizzativa del Centro Italiano di Ricerche Aerospaziale (Cira SpA), di cui al regolamento del MIUR emanato il 10 giugno 1998, n. 305.

Il decreto di riordino dell'Agenzia prevede anche che l'ASI gestisca la base di lancio e controllo di satelliti di San Marco, a Malindi in Kenya.

Nel 2003 il personale dell'Agenzia assomma a 250 unità, di cui 164 tecnologi.

Il **Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR)** è stato oggetto di un'ulteriore riordino (dopo quello previsto dal decreto legislativo 30 gennaio 1999, n. 19). Il decreto legislativo (4 giugno 2003, n. 127) detta la disciplina organica di riordino dell'ente e ne definisce le finalità, le attività, gli organi, i principi ed i criteri di organizzazione e funzionamento, al fine di promuovere e di collegare realtà operative di eccellenza, di evitare duplicazioni per i medesimi obiettivi, di assicurare il massimo livello di flessibilità, di autonomia e di efficienza ecc..

Diversi criteri di carattere organizzativo (forme di attività, strumenti da utilizzare, rapporti di lavoro, mobilità del personale, bilanci dell'ente) enunciati nel decreto saranno applicati a tutti gli enti compresi nel comparto delle istituzioni e degli enti di ricerca e sperimentazione, vigilati dal MIUR; alcuni provvedimenti concernenti le assunzioni e i rapporti di lavoro con il personale saranno applicati anche agli istituti di ricovero e cura a carattere scientifico.

Per quanto concerne le attività del CNR, di particolare rilievo risulta la ripartizione in macro aree di ricerca scientifica e tecnologica a carattere interdisciplinare, individuate in numero non superiore a dodici. In prima applicazione del decreto ne sono state individuate otto: a) biotecnologie; b) scienze e tecnologie mediche; c) scienza e tecnologia dei materiali; d) scienze e tecnologie ambientali e della terra; e) scienze e tecnologie dell'informazione e delle comunicazioni; f) scienze e tecnologie per i sistemi avanzati di produzione; g) scienze giuridiche e socio-economiche; h) scienze umanistiche e dei beni culturali.

L'organizzazione del Consiglio è definita sulla base del principio di separazione tra compiti e responsabilità di programmazione, responsabilità di gestione, responsabilità di valutazione.

L'ente è dotato di un Consiglio di amministrazione che ha il compito di indirizzare e programmare l'attività in generale e di un Consiglio scientifico generale con compiti consultivi relativi all'attività complessiva di ricerca dell'ente. Questo Consiglio scientifico è composto, oltre che dal Presidente del CNR che lo presiede, da venti componenti, scienziati italiani e stranieri di fama internazionale. L'ente è organizzato in dipartimenti, istituiti in ragione di uno per ciascuna delle macro aree di ricerca, con compiti di programmazione, coordinamento e controllo. Ad essi afferiscono gli istituti, unità organizzative presso le quali si svolgono le attività di ricerca.

Per lo svolgimento delle proprie attività il CNR ha a disposizione una serie di strumenti, fra i quali, ad esempio, la promozione della costituzione di nuove imprese conferendo personale proprio, la partecipazione alla costituzione e alla conduzione anche scientifica di centri di ricerca internazionali, in collaborazione con analoghe istituzioni scientifiche di altri Paesi.

Il decreto stabilisce inoltre che i seguenti enti di ricerca confluiscono nel CNR: Istituto di Diritto Agrario Internazionale e Comparato (IDAIC), Istituto Nazionale di Ottica Applicata (INOA), Istituto Nazionale di Fisica della Materia (INFN), Istituto papirologico "Girolamo Vitelli".

Inoltre, gli istituti di radioastronomia, astrofisica spaziale e di fisica dello spazio interplanetario del CNR sono destinati a confluire nell'Istituto Nazionale di Astrofisica (INAF) secondo modalità disciplinate dal decreto legislativo di riordino dello stesso INAF.

Alla fine dell'anno di attività commissariale, il Commissario straordinario ha presentato un documento con una serie di proposte.

Innanzitutto, il documento valorizza i dipartimenti che sono considerati il "punto nodale" della riforma del CNR. Sono definiti quali strutture di coordinamento degli istituti afferenti, articolate per progetti su specifiche aree tematiche (di carattere interdisciplinare) che si avvalgono, per lo svolgimento dei progetti, di risorse e conoscenze presenti sia negli istituti del CNR sia esterne all'ente. Il dipartimento dovrebbe costituire "il tramite principale tra il mondo dell'offerta di saperi e di competenze (disponibilità e potenzialità) ed il mondo *esterno* che è disposto a impegnare risorse a fronte di un risultato possibile..." Il dipartimento dovrebbe stimolare la "riorganizzazione delle competenze" (equivalente, fra l'altro, alla creazione, soppressione, modifica d'istituti) e valutare le proposte di ricerca.

Sono stati elencati sette dipartimenti-progetto: alimentare, energia e trasporti, identità culturale, *manufacturing*, salute, terra e ambiente, valorizzazione del patrimonio culturale.

Inoltre, viene proposta l'attivazione di un diverso tipo di dipartimento che ha la caratteristica di richiedere una grande concentrazione di risorse (dalle persone alle attrezzature) e, in alcuni casi, la localizzazione fisica. Questo tipo di organismo, chiamato dipartimento-piattaforma, non si limita a coordinare gli istituti, ma ha una forma gerarchica dovuta al maggiore potere decisionale sulle risorse. Esso gestisce progetti prevalentemente di lungo-medio periodo e ad alto rischio, gestisce progetti di ricerca centrati prevalentemente su tecnologie "abilitanti" (utilizzabili per altri progetti e altri dipartimenti), attinge a fonti di finanziamento prevalentemente pubbliche. Una prima proposta indica le seguenti quattro aree tematiche di intervento dei dipartimenti-piattaforma: progettazione molecolare delle funzionalità, scienze della materia e dispositivi, scienze della vita, tecnologie dell'informazione e della comunicazione.

Il documento raccomanda una ridefinizione degli istituti (anche in relazione alle dimensioni) e indica i criteri di valutazione in base ai quali gli istituti riceveranno le risorse.

Anche i progetti di ricerca richiedono una precisa definizione degli obiettivi da raggiungere, in termini sia di qualità dell'*output*, sia di tempi da rispettare. I vincoli dei progetti sono, in primo luogo, le risorse disponibili.

Il decreto legislativo fornisce il profilo professionale e la dotazione organica del personale del Consiglio e degli istituti destinati a confluire in esso.

L'Istituto Nazionale di Ricerca Metrologica (INRIM) è stato istituito con decreto legislativo del 21 gennaio 2004 n. 38. In esso viene disciplinato lo scorporo dell'istituto di metrologia "Gustavo Colonnetti" dal CNR e la sua fusione con l'istituto elettrotecnico nazionale "Galileo Ferraris". È un istituto pubblico nazionale e ha il compito di svolgere e promuovere attività di ricerca scientifica nei campi della metrologia; valorizza, diffonde e trasferisce le conoscenze acquisite nella scienza delle misure e nella ricerca sui materiali, allo scopo di favorire lo sviluppo del sistema Italia nelle sue varie componenti.

L'Istituto è finanziato dal MIUR così come gli altri enti di ricerca e può godere inoltre di contributi provenienti da fonti diverse, dei proventi derivanti da contratti e altre entrate. Il personale è costituito dal personale dei due istituti che sono stati fusi e assomma a 242 unità.

L'Istituto Italiano di Tecnologia (IIT) è stato fondato alla fine del 2003 (legge del 24 novembre 2003, n. 326) con sede a Genova. L'Istituto ha lo scopo di disseminare conoscenza in modo diretto e indiretto, così da promuovere la crescita tecnologica e l'alta formazione nel Paese, favorendo la competitività del sistema produttivo nazionale. L'IIT ha avuto una dotazione iniziale di 1.050 M€ in dieci anni; ha la forma giuridica di fondazione e godrà di un finanziamento che, a regime (a partire dal secondo anno di vita), sarà di 100 milioni di euro annui.

Il modello cui si è fatto riferimento nel creare l'Istituto è il MIT di Boston: l'IIT nasce con lo scopo dichiarato di sviluppare progetti di ricerca fondamentale suscettibili di sfociare in innovazioni tecnologiche.

Per garantire flessibilità nelle fasi iniziali di vita dell'Istituto, per una durata massima prevista di due anni, il MIUR di concerto con il Ministero dell'Economia, ha stabilito una struttura amministrativa fondata su un Commissario unico con poteri di organo monocratico, affiancato da un comitato d'indirizzo e regolazione e da un collegio di revisori. Il comitato è composto da 22 membri di chiara fama (fra i quali svariati premi Nobel) e definisce un piano riguardante le linee operative, l'assunzione di personale, obiettivi. L'approfondimento sulle possibili aree di ricerca è invece affidato a un sottocomitato tecnico, incaricato di definire un documento propositivo. Il comitato ha identificato inizialmente i settori delle neuroscienze, nanotecnologie, quello biomedicale e della genomica, della scienza dei materiali, dell'intelligenza artificiale, aree con un notevole grado di complementarità, avendo di mira l'obiettivo di favorire progetti interdisciplinari.

È stata individuata la possibile sede e le diverse amministrazioni locali stanno operando per attuare i lavori di ristrutturazione e la messa a punto di tutti i servizi necessari.

APPENDICE 1
ENERGIA E AMBIENTE: CRONOLOGIA DEGLI
EVENTI 2003-2004

APPENDICE 1 - ENERGIA E AMBIENTE: CRONOLOGIA DEGLI EVENTI 2003-2004

2003

18 -21 novembre

Il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, insieme ai rappresentanti di altri 13 Paesi e della Commissione Europea, firma a Washington l'accordo sulla creazione di una Partnership Internazionale per l'Economia dell'idrogeno (IPHE).

<http://www.usea.org/iphecountries.htm>

19 novembre

L'APAT e l'Ossevatorio Nazionale sui Rifiuti presentano il Rapporto Rifiuti 2003.

http://www.apat.gov.it/site/it-IT/APAT/Pubblicazioni/Rapporti/Rapporto_Rifiuti/

8 dicembre

La Commissione Europea rende pubblica la "Proposta di Direttiva sull'efficienza negli usi finali dell'energia e sui servizi energetici", finalizzata ad accrescere l'efficienza energetica e a promuovere il mercato dei servizi energetici".

http://europa.eu.int/eur-lex/it/com/pdf/2003/com2003_0739it01.pdf

1-12 dicembre

Si svolge a Milano, con la partecipazione di 171 Paesi e 1947 delegati, la Nona Conferenza delle Parti della Convenzione delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici.

<http://unfccc.int/cop9/>

17 dicembre

Si insedia il nuovo collegio dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

http://www.autorita.energia.it/com_stampa/index.htm

29 dicembre

Approvato il Decreto legislativo 387 che recepisce la Direttiva comunitaria in materia di promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

<http://www.senato.it/parlam/leggi/deleghe/03387dl.htm>

2004

1 gennaio

Federelettrica cambia la propria denominazione in Federenergia, Federazione nazionale delle imprese operanti nel campo energetico.

<http://www.federenergia.it>

14 gennaio

Gli Stati Uniti annunciano il sostegno ufficiale alla localizzazione in Giappone del reattore a fusione Iter.

http://fire.pppl.gov/iter_cordis_011304.pdf

15 gennaio

L'ENEA presenta il “*Rapporto Energia e Ambiente 2003*”.

<http://www.enea.it/com/web/pubblicaz.html>

L'Agenzia Internazionale dell'Energia presenta a Roma, il “*World Energy Investment Outlook – 2003*”.

<http://www.worldenergyoutlook.org/pubs/gio2003.asp>

16 gennaio

Il Consiglio dei Ministri approva il decreto legislativo per la riorganizzazione del Ministero delle Attività Produttive.

<http://www.corteconti.it/Relazioni-/Osservator/Leggi/Pubblica-a/Decreto-Legislativo-22-gennaio-2004-.doc>

19 -22 gennaio

Si tiene a Roma il Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), iniziativa internazionale per finalizzare e concentrare gli sforzi nel campo delle tecnologie energetiche pulite e per il confinamento geologico dell'anidride carbonica.

<http://www.ingv.it/comunicati-stampa/italia04.html#cslf>

<http://www.iea.org/dbtw-wpd/Textbase/speech/2004/haug/CSLF.pdf>

27 gennaio

Legambiente presenta il “*Rapporto sulle rinnovabili 2004*”.

http://eol.eolica.tv/html/downloads/Legambiente_RR_2004_sintesi.pdf

28 gennaio

La Commissione europea adotta un piano d'azione per lo sviluppo e la diffusione delle tecnologie ambientali innovative (ETAP).

<http://www.cordis.lu/itt/itt-it/04-3/prog01.htm>

29 gennaio

La Commissione europea ufficializza le linee guida per la definizione dei Piani nazionali di assegnazione sullo scambio delle quote di emissione dei gas di serra .

http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/c2004_130_it.pdf

30 gennaio

Il governo di Pechino annuncia la decisione di costituire una riserva strategica di 150 milioni di barili di petrolio.

<http://www.equilibri.net/asiaepac/cina4.htm#4>

Il Department of Energy degli Stati Uniti (DOE) presenta lo “*Strategic Plan 2004*”, organizzato intorno a sette grandi obiettivi di ricerca di base in grado di garantire la sicurezza energetica del Paese.

http://www.sc.doe.gov/Sub/Mission/Strategic_Plan/Executive_Summary.pdf

19 febbraio

Il Consiglio Europeo approva il Protocollo sull'inquinamento transfrontaliero a grande distanza (GUE L81 19 marzo).

http://europa.eu.int/eur-lex/it/archive/2004/l_08120040319it.html

23 febbraio

La Commissione europea e l'Agencia Europea dell'Ambiente presentano il Registro europeo delle emissioni inquinanti (EPER).

<http://www.eea.eu.int/Highlights/20040216114923/eper>

26 febbraio

La Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea L59 pubblica la decisione della Commissione del 29 gennaio 2004 che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas ad effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento e del Consiglio.

http://europa.eu.int/eur-lex/it/archive/2004/1_05920040226it.html

24 febbraio

Prende il via ufficialmente il progetto per la realizzazione, a Porto Marghera, di un distretto dell'idrogeno dove sperimentare le tecnologie relative alle celle a combustibile, allo stoccaggio e all'utilizzo dell'idrogeno.

http://magazine.enel.it/ambiente/magazine/venezial_it.htm

3 marzo

Viene presentata l'edizione 2003 dell'Annuario dei Dati Ambientali, realizzato in cooperazione dal Sistema Agenziale APAT/ARPA/APPA.

http://www.apat.gov.it/site/it-IT/APAT/Pubblicazioni/Stato_Ambiente/Annuario_Dati_Ambientali/

La Commissione Europea illustra lo stato dei programmi di ricerca sulle fonti rinnovabili di energia.

http://europa.eu.int/comm/research/energy/gp/gp_ef/article_1095_en.htm

Con la realizzazione del primo atlante eolico da parte del CESI e dell'ENEA viene completata la mappa anemologica del territorio italiano.

http://www.cesi.it/documenti/03-03-04/programma_atlante_eolico.pdf

4-6 marzo

Si svolge a Roma il "Forum internazionale sulle Iniziative in Partnership per lo sviluppo sostenibile", organizzato dal Ministero dell'Ambiente, in cooperazione con il Dipartimento per gli Affari Economici e Sociali delle Nazioni Unite.

http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/pia/att/forum_svs.asp

9 marzo

Legambiente presenta l'edizione 2004 di "Ambiente Italia"

<http://www.legambiente.com/documenti/2004/0311AmbienteItalia2004/AI04Indice.pdf>

10 marzo

Entra in vigore in tutti gli Stati membri dell'Unione Europea il nuovo meccanismo di monitoraggio dei gas di serra.

<http://europa.eu.int/scadplus/leg/it/lvb/l28044.htm>

18 marzo

Presentate nel corso della conferenza "Fuels for a future generation" le iniziative per la realizzazione della piattaforma tecnologica europea per l'idrogeno e le celle a combustibile (HFP).

<http://www.hfpeurope.org/index.html>

24 marzo

Il Ministro dell'Ambiente sottoscrive a Washington un accordo con il Department of Energy per attività di ricerca e sviluppo nel campo delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e dei veicoli elettrici e ibridi.

http://www.minambiente.it/Sito/comunicati/2004/24_03_04.asp

29 marzo

Nasce a Bologna "Accent", il network d'eccellenza europeo, coordinato dal CNR, che avrà il compito di studiare i cambiamenti della composizione atmosferica che influenzano il nostro Pianeta.

<http://www.cnr.it/cnr/news/CnrNews?IDn=1163>

31 marzo

Prende il via ufficialmente la Borsa elettrica per l'organizzazione e la gestione del mercato organizzato dell'energia elettrica. Il nuovo sistema di dispacciamento di merito economico sarà predisposto e gestito dal GME.

<http://www.autorita.energia.it/docs/04/048-04.htm>

Il colosso General Electric entra nel settore fotovoltaico con l'acquisizione di AstroPower.

<http://www.gepower.com/home/index.htm>

2 aprile

Il gruppo ERG sigla un accordo di *joint venture* con la spagnola CESA per lo sviluppo in Italia di campi eolici fino a 300 MW.

http://www.erg.it/ergctx/cms/ERG/it/press_room/news/dettaglio.jsp?idNews=180

9 aprile

La Gazzetta Ufficiale n. 84 pubblica il decreto del Ministero dell'Ambiente recante "Linee guida per l'utilizzo dei sistemi innovativi nelle valutazioni di impatto ambientale".

<http://gazzette.comune.jesi.an.it/2004/84/4.htm>

20 aprile

Il Ministero dell'Ambiente ufficializza, per ogni settore produttivo, la bozza del Piano Nazionale di Assegnazione dei permessi di emissione di CO₂ previsti dalla direttiva europea sul commercio delle emissioni.

http://www.minambiente.it/Sito/comunicati/2004/20_04_04.asp

21 aprile

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato sollecita, in un parere inviato a Governo e Parlamento, ad affidare a un soggetto pubblico la proprietà e la gestione di Terna e Snam Rete Gas.

<http://www.agcm.it>

22 aprile

Nel corso del vertice UE-Russia a Mosca viene raggiunto un accordo di massima per l'accesso di terzi alla rete russa dei gasdotti, per la ratifica del Protocollo di Kyoto e per l'ingresso della Russia nel WTO.

http://www.europa.eu.int/comm/external_relations/russia/intro/ip04_514.htm

Il Ministero dell'Ambiente rende pubblico, per le eventuali e previste osservazioni, il Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di CO₂ che ogni settore produttivo può annualmente emettere.

http://www.minambiente.it/Sito/news/pna_quote_ghg.asp

26 aprile

Il Ministero delle Attività Produttive approva il nuovo Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale predisposto dal GRTN.

<http://www.grtn.it/ita/GRTNpubs/notizie/PdS2004/PdS2004.pdf>

26-28 aprile

Si svolge la seconda edizione del *Rome Energy Meeting* per discutere di energia nel mondo e dei rapporti tra produttori e consumatori.

<http://www.energymeeting.it>

27 aprile

Il Segretario all'Energia degli Stati Uniti annuncia lo stanziamento di 350 milioni di dollari per progetti di ricerca, sviluppo e dimostrazione nel campo dell'idrogeno e delle celle a combustibile.

http://www.fuelcelltoday.com/FuelCellToday/FCTFiles/FCTArticleFiles/Article_811_hfcl0504.pdf

30 Aprile

Siglato un accordo tra Ruhrgas, Gaz de France e il Commissario europeo alla concorrenza per l'accesso di terzi ai gasdotti di queste compagnie.

<http://www.gasandoil.com/goc/company/cne42013.htm>

1 maggio

Otto Paesi dell'Europa centrale e orientale, oltre a Cipro e Malta, aderiscono all'Unione Europea, portando a 25 il numero dei Paesi membri.

http://www.europa.eu.int/abc/index_it.htm

3 maggio

La Gazzetta Ufficiale n. 102 pubblica il testo delle disposizioni del sistema transitorio di remunerazione della capacità di produzione di energia elettrica, introdotto con il decreto legislativo 379/03 e la delibera dell'AEEG 48/04.

<http://www.autorita.energia.it/docs/04/048-04.htm>

10-14 maggio

Si tiene a Roma la "2. Conferenza Mondiale ed Esposizione Tecnologica sulla Biomassa, per l'Energia, l'Industria e la Tutela del Clima".

http://www.conference-biomass.com/conference_Welcome_it.asp

11 maggio

Il Consiglio dei Ministri dispone, per decreto, l'unificazione, entro il 31 ottobre del 2005, della gestione e della proprietà della rete elettrica di trasmissione mediante la cessione o il conferimento a Terna da parte del GRTN delle attività di gestione della rete stessa.

<http://www.autorita.energia.it/eletricita/index.htm>

14 maggio

Si svolge a Roma, organizzato dall'ISES Italia, il convegno "Le energie rinnovabili: verso gli obiettivi del 2010".

http://www.isesitalia.it/pdf/conv_rinno_04.pdf

17 maggio

Il Ministero dell'Ambiente istituisce un fondo bancario (*Carbon Fund*) presso la Banca Mondiale per l'acquisto di crediti di carbonio e crediti di emissione di CO₂ generati da progetti realizzati nell'ambito dei meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto.

http://www.minambiente.it/Sito/comunicati/2004/17_05_04.asp

Il Ministro delle Attività Produttive emana una circolare recante: “Obiettivi indicativi nazionali di consumo di elettricità prodotta da fonti rinnovabili, ai sensi della direttiva 2001/77 /CE”.

http://www.minindustria.it/pdf_upload/documenti/phpvCDCJ2.pdf

19 maggio

Prende il via, con l'inaugurazione della centrale termoelettrica di Priolo (Siracusa), il progetto "Archimede", sviluppato dall'ENEA in collaborazione con l'ENEL, nell'ambito del programma di ricerca e sviluppo sul solare termodinamico.

<http://www.enea.it/com/solar/index.html>

21 maggio

Unione Europea e Russia firmano l'accordo per l'ingresso di Mosca nell'Organizzazione mondiale del commercio (WTO) che prevede, tra l'altro, l'aumento dei prezzi interni del gas.

http://europa.eu.int/comm/external_relations/russia/intro/ip04_673.htm

24 maggio

Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Governo su possibili interventi per il contenimento della domanda di energia elettrica e per una rapida approvazione dei decreti ministeriali per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di elettricità e gas.

http://www.autorita.energia.it/docs/pareri/040519_dsm.htm

Approvata e pubblicata la Direttiva 2004/35/CE del 21 aprile 2004 del Parlamento europeo e del Consiglio, sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale.

http://www.amblav.it/download/1_14320040430it00560075.pdf

26 maggio

Si chiude a Vicenza “Solarexpo 2004”, la più importante esposizione tecnologica italiana sulle energie rinnovabili, la generazione distribuita e l'architettura sostenibile.

<http://www.solarexpo.com/>

30 maggio

Il Governo cinese annuncia l'intenzione di portare entro il 2020 la potenza nucleare installata a 36 GWe.

<http://www.world-nuclear.org/info/inf63.htm>

1-4 giugno

Si svolge a Bonn la conferenza internazionale sulle energie rinnovabili. Le delegazioni ufficiali di 154 Paesi sottoscrivono un documento con obiettivi politici condivisi, quali un ruolo maggiore delle energie rinnovabili ed una comune visione dello sviluppo sostenibile.

<http://www.renewables2004.de/>

Nel corso della Conferenza di Bonn l'Italia sottoscrive con la Germania una iniziativa globale per lo sviluppo della tecnologia del solare termodinamico. L'intesa è allargata ad Algeria, Spagna Marocco ed Egitto.

http://www.minambiente.it/Sito/comunicati/2004/03_06_04_1.asp

9 giugno

Si conclude l'istruttoria tecnica conoscitiva dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sulle cause e sulla dinamica del *black-out* elettrico verificatosi il 28 settembre 2003.

<http://www.autorita.energia.it/docs/04/083-04.htm>

Aprire a Terni "Ansaldo fuel cells", il primo stabilimento in Europa per la produzione di celle a combustibile.

<http://www.ansaldofuelcells.com/index.htm>

10- 11 giugno

Si conclude a Lussemburgo il Consiglio europeo dell'energia, con un accordo di massima sull'accesso alle reti di trasporto del gas e sulle reti energetiche transeuropee.

http://ue.eu.int/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/it/trans/81149.pdf

11 giugno

L'Unione Europea esprime parere favorevole alla costruzione in Finlandia di una centrale nucleare da 1.600 MW. Impegno della Finlandia a realizzare un centro nazionale di stoccaggio delle scorie radioattive.

http://europa.eu.int/comm/energy_transport/mm_dg/newsletter/n199-2004-06-18_en.html

21 giugno

Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale presenta il "Rapporto sulle attività aprile 2003 - marzo 2004".

http://www.grtn.it/ita/chisiamo/documenti/20040618_Rapporto032003_042004.pdf

16 giugno

La Commissione europea pubblica "Scienza e tecnologia, fattori chiave dell'avvenire in Europa - Orientamenti per la politica di ricerca dell'Unione". In essa si definisce l'architettura del VII Programma Quadro di ricerca.

<http://www.miur.it/UserFiles/1672.pdf>

22 giugno

Viene presentata la relazione annuale del Garante della Concorrenza e del Mercato con un richiamo all'esigenza di aumentare la concorrenza nel mercato dell'energia e alla opportunità di conservare la natura pubblica delle reti di trasporto.

http://www.agcm.it/agcm_ita/DSAP/SEGNALA.NSF/Internet1?

23 giugno

Presentata dal Presidente dell'Unione Petrolifera la Relazione Annuale 2004, con un particolare riferimento alla necessità di rafforzare la ricerca in campo energetico e di favorire le politiche di risparmio energetico.

<http://www.unione petrolifera.it/PubblicazioniDocumenti/RELAZIONE%202004.pdf>

L'Unione Europea lancia un nuovo portale internet per la cooperazione nel campo delle fonti rinnovabili di energia, del trasporto sostenibile e della gestione della domanda energetica a livello locale e regionale.

<http://www.managenergy.net>

23-25 giugno

Si svolge a Budapest la quarta conferenza ministeriale paneuropea dell'Organizzazione Mondiale della Sanità incentrata sul rapporto energia, sviluppo sostenibile e salute.

<http://www.euro.who.int/document/eehc/ebakdoc08.pdf>

30 giugno

Con l'entrata in vigore della norma della direttiva europea 2003/54/CE, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas autorizza tutti i clienti non domestici ad accedere al mercato libero dell'elettricità.

<http://www.autorita.energia.it/docs/04/107-04.htm>

5-9 luglio

Si svolge a Genova la settimana della cultura ambientale, con la partecipazione di esperti di tutto il mondo, per discutere sul ruolo della tutela ambientale nei diversi processi di sviluppo sociale ed economico.

<http://www.sca2004.com/it/home.html>

6 luglio

Presentazione della "Relazione annuale sull'attività svolta dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas" incentrata sull'indipendenza dell'organismo, sugli alti costi dell'energia e sul rapporto Stato-Regioni.

http://www.autorita.energia.it/relaz_ann/index.htm

22 luglio

Il Ministero delle Attività Produttive e il Ministero dell'Ambiente inviano all'Unione Europea il Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di emissione di anidride carbonica.

http://www.minambiente.it/Sito/news/pna_co2.asp

23 luglio

Viene ufficializzato il Rapporto della Commissione di indagine istituita a seguito del *black-out* del sistema elettrico italiano del 28 settembre 2003.

<http://map-dgerm.casaccia.enea.it/dgerm/news.asp?id=1>

1 agosto

Entra in vigore in Germania la nuova legge di promozione delle fonti rinnovabili che consolida e migliora l'efficacia del regime di incentivazione dell'energia pulita della precedente legge.

http://www.bmu.de/files/eeg_en.pdf

12 agosto

Il Presidente designato della Commissione Europea Barroso presenta i membri della nuova Commissione, con l'attribuzione delle competenze e la ripartizione dei portafogli.

http://www.europa.eu.int/comm/commissioners/newcomm_en.htm

13 agosto

Publicato sulla Gazzetta Ufficiale il decreto del Ministro delle Attività Produttive e del Ministro dell'Economia che riconosce alle società elettriche il rimborso per gli oneri sostenuti (*stranded costs*) prima della liberalizzazione del settore elettrico.

<http://gazzette.comune.jesi.an.it/2004/189/5.htm>

16 agosto

Il presidente venezuelano Chavez vince con il 59% dei voti il referendum confermativo del suo mandato.

1 settembre

Vengono pubblicati sulla Gazzetta Ufficiale i due decreti del Ministero delle Attività Produttive su efficienza e risparmio energetico, in applicazione dei decreti Letta e Bersani sull'apertura dei mercati dell'energia. Parte ufficialmente il mercato dei Certificati Bianchi (decreto 20 luglio 2004).

<http://gazzette.comune.jesi.an.it/2004/205/gazzetta205.htm>

5-9 settembre

Si svolge a Sidney il 19° Congresso Mondiale dell'Energia sul tema "Conseguire la sostenibilità: opportunità e sfide per l'industria energetica".

http://www.worldenergy.org/wec-geis/news_events/19th_congress/19th_congress.asp

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas invia una segnalazione al Governo in merito alle modalità di adozione della Direttiva sulle emissioni 87/2003/CE nel settore elettrico ed alle sue possibili ricadute sui prezzi finali dell'energia e sulla concorrenzialità del settore.

http://www.autorita.energia.it/docs/pareri/040906_segnalazione_et.htm

13 settembre

Viene pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale la Legge 23 agosto 2004 n. 239, che reca "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".

<http://www.parlamento.it/parlam/leggi/04239l.htm>

BP Solar avvia in Germania la realizzazione di uno dei più grandi impianti fotovoltaici del mondo, con un investimento di 16 milioni di euro.

<http://www.bpsolar.com/newplantnews.htm>

17 settembre

Il Consiglio dei Ministri approva in via preliminare lo schema di disegno di legge in attuazione della direttiva 2003/17/CE relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel.

http://www.governo.it/Governo/ConsiglioMinistri/testo_int.asp?d=23189

21 settembre

Presentato a Milano nello spazio Tecnocity Bicocca il primo distributore di idrogeno gassoso in grado di rifornire gli autobus e le automobili del capoluogo lombardo.

http://www.aem.it/home/cms/stampa/comunicati_stampa/2004/COMUNICATO_STAMPA_BLUD_AY.pdf

23 settembre

La camera dei Deputati approva l'emendamento all'art. 34 del ddl di riforma del titolo V della Costituzione, che riporta in esclusiva al governo centrale, tra l'altro, le competenze sulla produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell'energia e sulle grandi reti strategiche di trasporto e di navigazione di interesse nazionale.

http://www.governo.it/GovernoInforma/Dossier/devolution/ddl250304_capo5.html

27 settembre

Viene ufficialmente presentato a Tunisi il MEDREC, il Centro per la Promozione delle Energie rinnovabili nel Mediterraneo, istituito dal Ministero dell'Ambiente italiano in collaborazione con il Ministero dell'Industria e dell'Energia tunisino.

http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/pia/eventi/medrec.asp

29 settembre

Viene sottoscritto a Shanghai l'accordo italo-cinese per la promozione dell'idrogeno.

http://www.minambiente.it/Sito/comunicati/2004/29_09_04.asp

12 ottobre

La Commissione Europea proroga i termini per la presentazione dei piani nazionali di recepimento della direttiva 2003//30/CE sulla promozione e sull'incentivo dei biocombustibili.

18 ottobre

Viene resa pubblica la lista dei grandi inquinatori europei. È quanto emerge dal registro delle emissioni EPER (*European pollutant emission register*), messo a punto dalla Commissione di Bruxelles con i dati raccolti nel 2001.

<http://www.eper.cec.eu.int/eper/gaps.asp>

20 ottobre

Il Commissario europeo al commercio Lamy dichiara che l'Unione Europea è pronta ad aprire a condizioni privilegiate i propri mercati ai Paesi in via di sviluppo che adotteranno politiche rispettose dei diritti umani e dell'ambiente.

<http://trade-info.cec.eu.int/doclib/html/119697.htm>

22 ottobre

Il Parlamento russo ratifica l'adesione al Protocollo di Kyoto. Con la ratifica della Duma, considerato l'avallo più importante, viene superata la soglia minima necessaria perché il Protocollo diventi effettivo.

<http://unfccc.int/2860.php>

APPENDICE 2
GLOSSARIO

GLOSSARIO

- AAT - Altissima tensione. Tensione nominale di fornitura superiore a 150 kV.
- ACI - Automobil Club d'Italia.
- AEA - Agenzia Europea per l'Ambiente. Agenzia con sede a Copenaghen che ha il compito di sviluppare e coordinare la rete europea di informazione e di osservazione in materia ambientale (anche EEA)
- AEEG - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. Organismo indipendente, con funzioni di regolazione e di controllo dei servizi pubblici nei settori dell'energia elettrica e del gas.
- AFBC - Athmospheric 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.
- ALTENER - Programma non tecnologico di promozione delle fonti energetiche rinnovabili nell'Unione europea.
- AOT 40 - Accumulated exposure Over Threshold.. Esposizione accumulata oltre il limite di soglia. Il livello critico di ozono a cui sono esposte le piante ovvero la dose accumulata al di sopra di una concentrazione soglia di 40 ppb (corrispondente a 80 µg/m³).
- APAT - Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici.
- API - American Petroleum Institute. Organismo statunitense che emana standard norme e regolamentazioni che vengono adottate quasi universalmente dall'industria petrolifera mondiale.
- ARA - Mercato a breve termine dei combustibili fossili nell'area di Amsterdam, Rotterdam, Anversa.
- ARE - Agenzie per il Risparmio Energetico. Create nell'ambito del programma comunitario SAVE per la promozione lo sviluppo sostenibile del territorio.
- ARPA - Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente.
- ASI - Agenzia Spaziale Italiana.
- ASSOCARBONI - Associazione italiana che raggruppa le imprese che operano nel settore dei combustibili solidi.
- ASSOELETRICA - l'Associazione Nazionale delle Imprese Elettriche.
- ATECO91 - Classificazione statistica delle Attività Economiche che distingue le unità di produzione secondo l'attività da esse svolta ed è finalizzata alla elaborazione di statistiche di tipo macroeconomico.
- ATZ - Alto tenore di zolfo. Olio combustibile con il 3-4% di zolfo in.peso.
- AU - Acquirente Unico. Soggetto del mercato elettrico a cui spetta il compito di acquistare energia elettrica e rivenderla, secondo le direttive dell'Autorità per l'energia ed il gas, alle imprese distributrici per la quota destinata alla fornitura del mercato vincolato.

- 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.
- BCE - Banca Centrale Europea.
- BEN - Bilancio Energetico Nazionale Rappresentazione contabile dei flussi energetici (produzione, importazione, trasformazione, utilizzazione, esportazione) del territorio nazionale.
- BER - Bilancio Energetico Regionale.
- BERD - Business Enterprise Expenditure on R&D. Spesa del settore imprenditoriale per la R&S.
- BET - Bacini Energetici Territoriali. Aree omogenee su cui è possibile individuare e valutare il potenziale ai fini degli interventi di uso razionale dell'energia e di utilizzo delle fonti rinnovabili di energia.
- BORSA DELL'ENERGIA ELETTRICA - Sistema organizzato di acquisto e vendita di energia elettrica all'ingrosso in cui si incontrano la domanda e l'offerta e che determina uno o più prezzi di riferimento.
- BOS - Balance of System. Bilanciamento del Sistema. Insieme dei dispositivi collocati fisicamente fra i moduli fotovoltaici e l'utenza finale.
- BTC - Baku-Tiblisi-Ceyan. Oleodotto che partendo dall'Azerbaijan arriva al porto turco di Ceyan senza attraversare il Mar Nero.
- BTZ- Basso Tenore di Zolfo. Olio combustibile con lo 0,3-1% di zolfo in peso.
- BTX - Sigla che indica la presenza di tre sostanze appartenenti alla classe dei COV: benzene, toluene, xilene. utilizzati nell'industria chimica e come componenti di carburanti pregiati. Il loro rilevamento è ritenuto particolarmente significativo in relazione agli effetti sulla salute umana.
- BUNKERAGGIO - Rifornimento di combustibile a mezzi navali ed aerei.
- BULK CARRIER - Nave per il trasporto di rinfuse solide.
- CAFE - Clean Air for Europe. Il programma Aria Pulita per l'Europa costituisce la prima delle strategie tematiche del sesto programma di attività a favore dell'ambiente (v. EAP VI°).

- 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 determinata sulla base delle emissioni di carbonio derivate dall'attività tassata e finalizzata a far ricadere sull'inquinatore i danni ambientali causati dal carbonio.
- CARBOTURBO - Combustibile, tipo kerosene per turbogetti avio, categoria di prodotti con caratteristiche di distillazione analoghe a quelle del petrolio lampante.
- CBA - Cost Benefit Analysis. Analisi Costi Benefici. Tecnica intesa a calcolare e a ponderare tutti i costi e i benefici relativi ad un determinato piano, programma o progetto. Si tratta, tra l'altro, dei valori di tali costi e benefici, alcuni dei quali, essendo di tipo ambientale, non sono stati o non saranno riflessi in effettive entrate o uscite.
- CDM - Clean Development Mechanism. Meccanismo di sviluppo pulito. Uno dei tre schemi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto in base al quale i Paesi industrializzati possono realizzare progetti diretti alla riduzione delle emissioni da realizzarsi nei paesi in via di sviluppo.
- CDR - Combustibile Derivato da Rifiuti. Combustibile alternativo ottenuto dalla componente secca dei rifiuti urbani (anche RDF).
- 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).
- CEL - Central Europe Line. Oleodotto dell'Europa Centrale che collega il terminale di Genova con la Svizzera francese e la Baviera.
- 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).
- CERTIFICATI BIANCHI - Titoli di Efficienza Energetica (vedi TEE).
- CERTIFICATI VERDI - Titoli annuali, 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).

- CIEMAT - Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Organismo pubblico spagnolo di R&ST in campo energetico e ambientale.
- CIF - Cost Insurance Freight - Costo, Assicurazione e Nolo. 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.
- CIL - Consumo Interno Lordo. Saldo del bilancio energetico di un territorio pari alla somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e delle variazioni delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate.
- CIP6 - La delibera adottata il 29 aprile 1992 dal Comitato Interministeriale Prezzi, che fissava 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.
- CIPE 123/2002 (delibera) - La delibera (che ha approvato il piano nazionale per la riduzione delle emissioni dei gas serra), ha stabilito il costo di riferimento per l'abbattimento delle emissioni di una tonnellata equivalente di anidride carbonica, fissato dalla direttiva "Emissions trading" (n. 2003/87/CE).
- CIRA - Centro Italiano Ricerche Aerospaziali.
- CIVR - Comitato di Indirizzo per la Valutazione della Ricerca. Istituito dal MIUR per la valutazione della ricerca non universitaria.
- CLF - Il concentratore fotovoltaico che utilizza lenti Fresnel o microprismi, in grado di concentrare (moltiplicare) i soli, fino a 500 volte la potenza.
- CLUP - Costo del lavoro per unità di prodotto. Rappresenta il costo totale (salari, stipendi e *benefit*) di un'unità del fattore produttivo lavoro per ogni unità di prodotto.
- CNR - Consiglio Nazionale delle Ricerche.
- CO - Monossido di Carbonio Gas tossico prodotto dalla incompleta combustione di carburanti e di combustibili fossili.
- CO₂ - Anidride Carbonica o Biossido di Carbonio. Gas componente gassoso dell'atmosfera prodotto nella combustione di materiale organico. Gas prodotto da tutti i processi di combustione di carburanti e combustibili fossili. che ha determinato un notevole aumento della sua concentrazione nell'atmosfera terrestre, concausando l'effetto serra.

- 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.
- COKE - Residuo pesante del processo di conversione di cracking catalitico, del greggio caratterizzato da un alto peso molecolare e un alto contenuto di carbonio.
- CONFERENZA UNIFICATA - Organismo istituito nel 1997 che svolge funzioni consultive e di raccordo in tutti i casi in cui Regioni, Province, Comuni e Comunità montane debbano esprimersi su un medesimo oggetto.
- CONSUMO INTERNO LORDO (v.CIL).
- COP - Conference of Parties. Conferenza delle Parti. Organo delegato a dare attuazione ai principi contenuti nella Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (v. United Nations - Framework Conventions on Climate Change / UN-FCCC).
- CORINAIR (COoRdination-INformation-AIR) - Progetto europeo per la raccolta e la organizzazione di informazioni sulle emissioni inquinanti nei paesi dell'Unione. L'ENEA è il referente ufficiale dell'Italia.
- COV - Composti Organici Volatili. Sono la frazione più leggera degli idrocarburi, rilasciati nell'ambiente attraverso le emissioni diffuse. La fonte principale nell'atmosfera è rappresentata dall'utilizzo di solventi.
- 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.
- CRACKING - Decomposizione chimica in molecole più piccole ottenuta mediante forte riscaldamento del materiale di partenza (anche PIROLISI).
- CREATE - Consorzio di Ricerca per l'Energia e le Applicazioni Tecnologiche dell'Elettromagnetismo.
- CRES - Centro Ricerche Erosione Suolo.
- CSLF - Carbon Sequestration Leadership Forum. Iniziativa internazionale per lo sviluppo di tecnologie per il sequestro dell'anidride carbonica.
- CSM - Centro Sviluppo Materiali. Centro di riferimento, nazionale ed internazionale per l'innovazione dei materiali e delle relative tecnologie di produzione, progettazione ed impiego.
- CTE - Centrali Termoelettriche.
- CV - Certificati Verdi (vedi).
- DDL - Disegno di Legge.

- DGERM - Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie del Ministero delle Attività Produttive.
- DGR - Decreto Giunta Regionale.
- DIRETTIVA - Strumento legislativo comunitario che vincola gli Stati membri a obiettivi da conseguire entro un certo limite di tempo. Le direttive devono essere trasposte nella normativa nazionale.
- DISPACCIAMENTO - L'attività affidata in via esclusiva al GRTN che impartisce disposizione per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di distribuzione e dei servizi ausiliari.
- DL - Decreto Legge.
- DLGS --Decreto Legislativo.
- DOCUP - Documento unico di programmazione. E' lo strumento con il quale le Regioni delineano le azioni e stanziavano i fondi europei per il sostegno delle aree dell'Obiettivo 2 e dell'Obiettivo 3.
- DOE - Department of Energy. Il Dipartimento dell'energia degli USA.
- 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. È il documento con il quale si individuano gli andamenti tendenziali e si fissano gli obiettivi sulle principali grandezze di bilancio per un orizzonte temporale pluriennale.
- DPR - Decreto del Presidente della Repubblica.
- 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.
- EAP (VI°) - Environment Action Programme. Sesto programma di azione per l'ambiente. Definisce le priorità e gli obiettivi della politica ambientale comunitaria fino al 2010 per la realizzazione dello sviluppo sostenibile.
- EAPA - European Asphalt Pavement Association. Associazione europea imprese produttrici di asfalti e bitumi.
- 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.

- EE - Energia Elettrica.
- EEA - European Environment Agency. Agenzia Europea dell'Ambiente (anche AEA).
- EFFETTO SERRA - fenomeno naturale per il quale l'atmosfera trattiene il calore emesso dalla superficie terrestre rendendo il clima adatto allo svilupparsi della vita così come la conosciamo. La presenza nell'atmosfera di sostanze denominate gas-serra (anidride carbonica, metano, protossido di azoto, ecc.) oltre la loro concentrazione naturale può comportare il raggiungimento di temperature più alte rispetto alle condizioni normali.
- EIA - Energy Information Administration. Agenzia statistica e informativa dell'U.S. Department of Energy (DOE).
- EMAS - Environmental Management and Audit Scheme. Sistema comunitario di ecogestione e auditing al quale le imprese possono aderire volontariamente e richiedere certificazione indipendente di conformità.
- EMC – Energy Market Consultants Ltd. Autorevole società inglese di consulenza in campo energetico e in quello petrolifero in particolare.
- EMEP - Cooperative Programme for Monitoring and Evaluation of the Long-range Transmission of Air Pollutants in Europe . Programma europeo di cooperazione per il monitoraggio e la valutazione dell'inquinamento atmosferico transfrontaliero.
- ENERDATA - Società francese specializzata nella fornitura di dati e analisi in campo energetico e ambientale.
- EOR - Enhanced Oil Recovery. Processi di "recupero assistito". Vengono applicati successivamente ai "metodi convenzionali" per estrarre una quantità di petrolio dal giacimento maggiore di quella ottenibile con i meccanismi naturali di produzione e con l'iniezione di acqua e gas.
- EPA - Environmental Protection Agency. Agenzia per la Protezione dell'Ambiente degli Stati Uniti.
- EPR - Enti Pubblici di Ricerca.
- ERU - Emission Reduction Unit. Unità di riduzione delle emissioni. Credito equivalente ad una tonnellata di CO₂ e generato da un progetto di implementazione congiunta (JI).
- ESA - European Space Agency. Agenzia Spaziale Europea.
- 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 che consente lo scambio di crediti di emissione tra paesi o società in base ai rispettivi obiettivi.
- ETBE - Etil-Ter-Butil-Etere. Etere che viene utilizzato come componente delle benzine, in sostituzione del piombo, per mantenerne le caratteristiche ottaniche.
- ETP - European Technology Platform. Istituzione di piattaforme tecnologiche europee in settori fondamentali per la definizione e la attuazione di una visione comune per lo sviluppo di determinate tecnologie
- ETSO - European Transmission System Operator. Associazione europea dei gestori di reti di trasmissione.
- EURATOM - Trattato che istituisce la Comunità europea dell'energia atomica.
- EUROPIA - European oil refining and marketing industry Association Associazione europea imprese operanti nel settore della raffinazione e della distribuzione del petrolio.
- EUROSTAT - Ufficio Statistico della Commissione Europea.
- EXTERNE – Progetto decennale finanziato dalla UE per la definizione in modo uniforme e omogeneo dei costi reali di produzione dell'energia a elettrica includendo i costi dei danni procurati all'ambiente e alla salute dell'uomo.
- FAR - Fondo Agevolazione Ricerca.
- FASCIA - Nel caso delle forniture di energia a grandi utenze allacciate in alta o media tensione, è possibile accedere ad un sistema, definito multiorario, che prevede tariffe diverse per le ore di punta (F1), ore di alto carico (F2), ore di medio carico (F3) e ore vuote (F4). La suddivisione nell'arco giornaliero e settimanale delle cosiddette fasce è differente per le forniture in media tensione (fino a 50 kV) da quelle per tensione superiore.
- 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 Stati Uniti d'America.
- FEED-IN TARIFFS – Tariffe fisse di immissione. Sussidi alla produzione in base ai quali le *utilities* hanno l'obbligo di acquistare energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel territorio di fornitura di loro competenza.

- FEEDSTOCK - Carica. Quantitativo prestabilito di petrolio o di qualsiasi composto chimico, che costituisce il materiale di partenza per alimentare un impianto industriale petrolchimico oppure di raffinazione.
- FEEM - Fondazione Eni Enrico Mattei. Organismo *non profit* nel campo della ricerca sullo sviluppo sostenibile.
- FEOAG - Fondo Europeo Agricolo di Orientamento e Garanzia. Finanzia la politica agricola comune dell'Unione (anche FEOGA).
- FER - Fonti energetiche rinnovabili. Sono quelle fonti energetiche per le quali il tempo di sfruttamento della sostanza è paragonabile a quello di rigenerazione (anche RES).
- FESR - Fondo Europeo di Sviluppo Regionale. Fondo per l'assistenza finanziaria allo sviluppo di progetti nelle regioni più povere. Il più importante dei fondi strutturali dell'UE.
- 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.
- FIPER.- Federazione Italiana Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili.
- FIRB - Fondo per gli Investimenti in Ricerca di Base.
- FISR - Fondo Integrativo Speciale Ricerca.
- FIT - Fondo per l'Innovazione Tecnologica.
- FMI - Fondo Monetario Internazionale. International Monetary Fund organismo internazionale con sede a Washington, con funzioni di monitoraggio e controllo del sistema monetario internazionale e di intervento nei casi di crisi valutaria e finanziaria mediante prestiti ai paesi in difficoltà.
- 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.
- FONDI STRUTTURALI - Sono uno dei principali strumenti di finanziamento dell'Unione europea. Il loro obiettivo è quello di eliminare gli squilibri tra le regioni dell'Unione europea e di promuovere la coesione economica e sociale.
- FORMEZ - Istituto che risponde al Dipartimento della Funzione Pubblica e fornisce assistenza tecnica e servizi formativi e informativi soprattutto alle Amministrazioni Locali.
- FP - Framework Programme. Programma Quadro (vedi PQ).
- FS - Fondi Strutturali. (v.)
- FSE - Fondo Sociale Europeo. Istituito nel 1960 è il principale strumento della politica sociale della Comunità. Offre assistenza finanziaria a programmi di formazione professionale, e per la creazione di posti di lavoro.

- FTU - (Frascati Tokamak Upgrade) apparato sperimentale di forma toroidale per lo studio della fusione termonucleare controllata.
- GASOLINA - Idrocarburo grezzo molto leggero.
- GAS DI SERRA - Ogni gas che assorbe la radiazione infrarossa nell'atmosfera. Tra questi, i gas che apportano il contributo maggiore sono l'anidride carbonica, il metano e il protossido di azoto, computati complessivamente nell'espressione della CO₂ equivalente.
- 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.
- GERD - Gross Domestic Expenditure on R&D. Spesa nazionale lorda per la R&S.
- GHG - Greenhouse Gases. (v. Gas di serra).
- GIS - Geographical Information System. Sistema hardware e software per acquisire e restituire in forma grafica e alfanumerica i dati riferiti ad un territorio.
- 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).
- GOFINER - Tecnologia per l'*upgrading* e la desolforazione di idrocarburi pesanti.
- GPL - Gas di Petrolio Liquefatto.
- GROWTH - Iniziativa specifica comunitaria di ricerca, di sviluppo tecnologico e di dimostrazione in materia di crescita competitiva e sostenibile.
- GRTN - Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. 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.
- GTL - Gas To Liquids. Conversione del gas in liquido.
- HYDROCRACKING - Cracking idrogenante. Processo di *cracking* catalitico con catalizzatore a letto fisso ed in presenza di idrogeno, generalmente impiegato per il trattamento di gasolio.
- HYSOCIETY - Progetto del V PQ che analizza le barriere non tecniche alla diffusione dell'idrogeno.
- HYWAYS - Progetto integrato per definire una *roadmap* europea per un sistema energetico armonizzato, che preveda un ricorso significativo all'uso dell'Idrogeno.
- IAFR - Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili qualificati come tali dal GRTN ai sensi del Decreto MAP del 18/3/2002.

- ICT - Information Communication Technology. Tecnologie dell'Informazione e Comunicazione. (anche TIC).
- IEA - International Energy Agency (anche AIE).
- IGCC - Integrated Gasification Combined Cycle. Impianto integrato di gassificazione a ciclo combinato.
- IGNITOR - Programma che prevede la realizzazione di un impianto di ricerca con l'obiettivo di ottenere le condizioni d'ignizione delle reazioni di fusione in un plasma confinato magneticamente.
- IIASA - International Institute for Applied Systems Analysis. Istituto internazionale di ricerca interdisciplinare in campo ambientale, economico e sociale nell'ambito del cambiamento globale.
- IIT - Istituto Italiano di Tecnologia.
- IMF - International Monetary Fund. Fondo Monetario Internazionale.
- IMO – International Maritime Organization. Organizzazione Marittima Internazionale. Agenzia delle Nazioni Unite, per la sicurezza in mare e la prevenzione dell'inquinamento marino.
- IMPLEMENTING AGREEMENTS - Accordi di attuazione.
- INAF - Istituto Nazionale di Astrofisica.
- INFN - Istituto Nazionale di Fisica Nucleare.
- INFM - Istituto Nazionale per la Fisica della Materia.
- INGV - Istituto Nazionale di Geofisica e di Vulcanologia.
- INTENSITÀ ENERGETICA - Misura che indica l'efficienza energetica dei sistemi economici, cioè la quantità di energia necessaria per unità di PIL prodotto.
- 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.
- IPEX - Italian Power Exchange. La Borsa elettrica italiana (v. Borsa dell'energia elettrica).
- IPHE - International Partnership for Hydrogen Economy. Partnership Internazionale per l'Economia dell'idrogeno.
- 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.

- ISAE - Istituto di Studi e Analisi Economiche. L'indice ISAE è l'indicatore del clima di fiducia e valuta l'ottimismo/pessimismo del consumatore.
- 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. Ente di ricerca. Il principale produttore della statistica ufficiale.
- ITER - International Thermonuclear Experimental Reactor. Reattore Termonucleare Sperimentale Internazionale. Progetto che nasce dall'esigenza di dimostrare la fattibilità scientifica e tecnologica dell'energia da fusione.
- JET - Joint European Torus. Costituisce il più importante progetto sperimentale europeo nel programma di ricerca e formazione sulla fusione termonucleare controllata.
- JETI - Joint European Technology Initiatives. Iniziative tecnologiche europee congiunte. Uno degli strumenti principali del 7° PQ.
- JI - Joint Implementation. Attuazione congiunta. Uno dei tre schemi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto in base al quale un Paese dell'Annex I può realizzare in un altro Paese dell'Annex I un progetto che tende a ridurre le emissioni con la condivisione degli eventuali crediti per le emissioni evitate.
- 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.
- LCA – Life Cycle Assessment. Analisi del ciclo di vita. Metodo di valutazione dei carichi ambientali correlati ad un prodotto, un processo o un'attività, consistente nell'identificazione e nella quantificazione dell'energia, dei materiali usati e dei rifiuti rilasciati nell'ambiente.
- LNG - Liquefied Natural Gas (anche GNL).
- LU, LUCF - 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.
- MA - Mercato di Aggiustamento. È la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica per l'aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo definiti in base all'esito del Mercato del Giorno Prima (MGP).

- MAP - Ministero delle Attività Produttive.
- MARPOL - Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento da parte delle navi, adottata sotto gli auspici di IMO (International Maritime Organization).
- MATT - Ministero per l'Ambiente e per la Tutela del Territorio
- MGP - Mercato del Giorno Prima. È la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo a quello di negoziazione.
- MIT - Massachusetts Institute of Technology.
- MIUR - Ministero dell'Istruzione, Università e Ricerca.
- MSD - Mercato per il Servizio di Dispacciamento È la sede di negoziazione per l'approvvigionamento di alcune risorse necessarie per il servizio di dispacciamento.
- MTBE - Metil-Ter-Butil-Etere. Etere del metanolo e isobutanolo impiegato nelle miscele delle benzine sia per il suo numero di ottano sia per la sua capacità di ridurre le sostanze inquinanti presenti nei gas di scarico dei motori.
- NAP - National Allocation Plan .Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di emissione di anidride carbonica ai sensi della Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra nella Comunità.
- NASDAQ - National Association of Securities Dealers Automated Quotations, sistema computerizzato usato negli Stati Uniti che tratta titoli della nuova economia, tecnologici e innovativi.
- NFFO - Non Fossil Fuel Obligation. Obbligo di utilizzo di combustibili non fossili.
- NH₃ – Ammoniaca Gas, emesso durante le operazioni di stoccaggio e di spargimento di concime aziendale. Corresponsabile dell'acidificazione e dell'eutrofizzazione del suolo. Precursore della formazione di polveri fini che penetrano nei polmoni.
- NO_x - Ossidi di azoto. Il contributo maggiore all'inquinamento da ossidi di azoto proviene dai trasporti stradali. Contribuiscono al fenomeno delle precipitazioni acide e dell'eutrofizzazione di suoli e acque.
- N₂O - Protossido di azoto. Le maggiori sorgenti includono le pratiche di coltivazione agricola (specialmente l'uso di fertilizzanti organici), l'utilizzo dei combustibili fossili, la produzione di acido nitrico e la combustione della biomassa.
- NOAA - National Oceanic and Atmospheric Administration. Agenzia del Governo Statunitense per il controllo degli oceani e dell'atmosfera.
- NSF - National Science Foundation. Agenzia del governo statunitense con il compito di promuovere il progresso della scienza tramite finanziamenti a ricercatori, progetti scientifici ed infrastrutture.

- OBIETTIVI (1,2,3) - La riforma dei Fondi strutturali ha tre obiettivi prioritari. L'obiettivo 1 mira a promuovere lo sviluppo e l'adeguamento strutturale delle regioni che presentano ritardi nello sviluppo e il cui il PIL medio pro capite è inferiore al 75% della media dell'Unione europea. L'obiettivo 2 contribuisce a favorire la riconversione economica e sociale delle zone con difficoltà strutturali diverse da quelle ammissibili all'obiettivo 1. L'obiettivo 3 mira a sostenere l'adeguamento e la modernizzazione delle politiche e dei sistemi di istruzione, di formazione e di occupazione.
- OCSE - Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (anche OECD).
- OECD - Organisation for Economic Co-operation and Development (anche OCSE).
- OFF SHORE - Il termine indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono.
- OGJ - Oil & Gas Journal. Autorevole pubblicazione nel campo dell'industria energetica.
- OMC - Organizzazione Mondiale del Commercio (v. WTO).
- OMS - Organizzazione Mondiale della Sanità (anche WHO).
- 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.
- ORIMULSION - Combustibile fossile proveniente dal bacino del fiume Orinoco, costituito da una finissima dispersione di bitume in acqua.
- 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%.
- PEAR - Piano Energetico Ambientale Regionale.
- PEC - Piano Energetico Comunale.
- PEN - Piano Energetico Nazionale.
- PEP - Piano Energetico Provinciale.
- PER - Piano Energetico Regionale.
- PESSE - Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico. Piano predisposto dal GRTN, per evitare che si verifichino black out incontrollati. Viene applicato da tutte le aziende distributrici.
- PFBC - Pressurized Fluid Bed Combustion. Impianto a letto fluido pressurizzato.
- PGT - Piano Generale dei Trasporti.

- PIC - Programmi di Iniziativa Comunitaria, gestiti dalla Commissione Europea e basati sul nuovo Regolamento CEE n. 1260/99 sui Fondi Strutturali.
- PIG /SMART PIG - Apparecchiatura (smart se provvista di sensori) che viene utilizzata per pulire ed ispezionare una condotta (oleodotto, gasdotto, ecc).
- PIL - Prodotto interno lordo. il valore totale dei beni e servizi finali prodotti da un Paese in un determinato periodo di tempo con i fattori produttivi impiegati all'interno del Paese stesso.
- PM 2,5 - Particelle con diametro inferiore a 2,5 micron (Vedi PTS).
- PM10 - Particelle aventi sezione inferiore a 10 micron (Vedi PTS).
- PMI - Piccole e Medie Imprese.
- PNR - Piano di Azione Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra. Piano in attuazione delle delibera CIPE 123/2002 (v.).
- PNR - Piano Nazionale della Ricerca. Il documento del MIUR che individua i principali obiettivi, gli orientamenti e le priorità della politica della ricerca e assieme all'approvazione di nuove regole per il Sistema Nazionale della Ricerca.
- PON - Programma Operativo Nazionale. Programma per le Regioni dell'Obiettivo 1 Il documento descrive nel dettaglio le priorità generali fissate dal Quadro Comunitario di Sostegno (v. QCS) ed è composto da un insieme di interventi articolati in misure pluriennali.
- PON ATAS - Programma Operativo Nazionale Assistenza Tecnica e Azioni di Sistema. 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. documento di attuazione del Quadro Comunitario di Sostegno (v. QCS). 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.
- PPB - Parts per billion. Parti per miliardo.
- PPM - Parti per milione.
- 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. (anche FP).

- PRG - Piano Regolatore Generale. Il principale strumento di pianificazione urbanistica di un territorio comunale.
- PRICE CAP - Criterio di regolazione della dinamica tariffaria. Consiste nella fissazione ex ante di un limite superiore alla variazione tariffaria di specifici servizi in un arco temporale predeterminato generalmente pluriennale.
- PROBIO - Programma Nazionale Biocombustibili. Predisposto dal Ministero delle Politiche Agricole e Forestali (MiPAF) per l'attuazione di attività dimostrative per la promozione territoriale dei biocombustibili.
- 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.
- PTC - Production Tax Credit. Credito fiscale sulla produzione. Misura fiscale introdotta negli Stati Uniti per incentivare la produzione di energia eolica.
- PTC - Piano Territoriale di Coordinamento. L'atto di programmazione con il quale la Provincia esercita, nel governo del territorio, un ruolo di coordinamento e di raccordo tra le politiche territoriali della Regione e la pianificazione urbanistica comunale.
- 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 le PM10 sono inalabili sino alla laringe, mentre le PM 2,5 sono in grado di penetrare nel tratto inferiore dell'apparato respiratorio.
- PUN - Prezzo Unico Nazionale. Prezzo di equilibrio dell'energia elettrica in acquisto unico su tutto il territorio nazionale e pari alla media dei prezzi di vendita zonali ponderati per le quantità acquistate nelle relative zone.
- PVPS - Photovoltaic Power Systems.
- PVS - Paesi in Via di Sviluppo.
- PV-TRAC - The Photovoltaic Technology Research Advisory Council. Gruppo Europeo ad Alto Livello per la definizione delle strategie di ricerca in campo fotovoltaico.
- QCS - Quadro Comunitario di Sostegno. Il documento di programmazione delle risorse dei fondi strutturali comunitari destinate alle regioni in ritardo di sviluppo.
- RDF - Refuse Derivated Fuel. Combustibile Derivato da Rifiuti (anche. CDR).

- RE - Risparmio Energetico.
- REA - Rapporto Energia e Ambiente.
- REFORMING - Processi di raffinazione con i quali viene modificata la struttura molecolare degli idrocarburi in carica, allo scopo di migliorarne le caratteristiche prestazionali.
- R&D - Research and Development . Ricerca e Sviluppo (v. R&S).
- R,S&D - Ricerca, Sviluppo e Dimostrazione.
- R&S /R&ST - Ricerca e Sviluppo/Tecnologico.
- RES - Renewable Energy Sources. Fonti energetiche rinnovabili (anche FER).
- RFX - La struttura attraverso la quale opera il Gruppo di Padova dell'Associazione ENEA-EURATOM per Ricerche sulla Fusione.
- ROV - Remotely Operated Vehicle. Mezzo sottomarino senza equipaggio utilizzato per operare in alti fondali.
- RSU - Rifiuti Solidi Urbani.
- RTN- Rete di Trasmissione Nazionale.
- SAVE - Specific Actions for Vigorous Energy Efficiency. Programma comunitario per l'ottimizzazione dei consumi energetici con la creazione di agenzie territoriali regionali e urbane.
- SCI - Science Citation Index. lista alfabetica di tutti gli autori scientifici citati nel corso del periodo considerato dagli autori nelle note bibliografiche dei propri articoli.
- SE - Siti dell'Energia. Aree più adatte alla localizzazione di impianti o sistemi di produzione di energia utilizzando FER (v.) compatibilmente ai vincoli territoriali ed ambientali.
- SECA - The Solid State Energy Conversion Alliance Accordo di programma tra il Governo USA, l'industria e la comunità scientifica nazionale per lo sviluppo delle celle a combustibile.
- SFOP - Strumento Finanziario di Orientamento della Pesca. Strumento comunitario di sostegno per la ristrutturazione del settore.
- S&T - Scienza e Tecnologia.
- 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.
- SISTAN – Sistema Statistico Nazionale. Rete di soggetti pubblici e privati italiani che fornisce statistiche ufficiali.

- SNAP - Selected Nomenclature for Air Pollution. Classificazione delle attività che producono emissioni.
- SO₂ - Anidride solforosa. È un gas presente nelle emissioni provenienti dall'uso dei combustibili derivati dal petrolio o dal carbone. Elevate concentrazioni possono determinare le cosiddette piogge acide.
- SO_x -Ossidi di zolfo (in particolare, SO₂ e SO₃). La loro produzione è principalmente legata al contenuto in zolfo dei combustibili utilizzati, nonché alle condizioni meteorologiche in cui avviene la combustione. Costituiscono la causa maggiore del fenomeno delle piogge acide.
- SOTACARBO - Società Tecnologie Avanzate Carbone. Società partecipata al 50% da ENEA e Regione Sardegna per lo sviluppo di tecnologie innovative nella utilizzazione del carbone.
- SPOT MARKET - Si dice del mercato o dei prezzi del petrolio, quando questo viene venduto a quotazioni libere, attraverso transazioni isolate o sporadiche.
- SPR - Strategic Petroleum Reserves. Scorte strategiche di petrolio detenute direttamente dai governi oppure affidate alla gestione di una agenzia appositamente creata. Hanno scorte di questo tipo gli USA, il Giappone e la Germania.
- SRA - Strategic Research Agenda. Piano di ricerca strategica.
- STANDARD & POOR'S 500 - Indice calcolato dalla Standard & Poor Corporation ed è composto dalle 500 società a più grande capitalizzazione della borsa di New York. È un indicatore dell'andamento di tutto il mercato statunitense.
- STAKEHOLDERS - Soggetti portatori di interessi ovvero interessati alle tematiche.
- STEAM CRACKING - È il processo fondamentale della petrolchimica in presenza di vapore d'acqua. Utilizza come materia prima *virgin naphtha* o gas naturale e fornisce gli intermedi di base per successive trasformazioni.
- STEAM REFORMING - Processo che permette la produzione di idrogeno a partire da idrocarburi fossili, per reazione con l'acqua.
- 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 .
- SULPHUR FREE - Greggio, prodotti petroliferi, gas, privi di zolfo.
- SUPERI DI POTENZA - Prelievi e/o immissioni di potenza effettuati in eccesso rispetto all'impegno di potenza, fissati nell'opzione tariffaria di trasporto definita dal Gestore della Rete.

- 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.
- SWINGING PRODUCER - Paese produttore di greggio che può adattare la propria produzione alla variazione della domanda totale o dell'offerta degli altri produttori.
- 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.
- TAL - Trans Austria Line. Oleodotto transalpino Trieste-Vienna Ingolstadt.
- TANKER - Petroliera. Nave cisterna costruita appositamente per il trasporto di greggi o di prodotti petroliferi in serbatoi separati.
- TAR - Tribunale Amministrativo Regionale.
- TEE - Titoli di Efficienza Energetica. Titoli emessi dall' AEEG a favore delle imprese di distribuzione di elettricità e gas che certificano la riduzione dei consumi di energia effettivamente conseguita a seguito della realizzazione degli interventi di cui al Decreto MICA 24/4/2001.
- THERMIE - Programma europeo specifico di ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione nel settore dell'energia non nucleare.
- TIC - Tecnologie dell'Informazione e della Comunicazione (vedi ICT).
- TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (V. TEE).
- TMCP - Thermo-Mechanical Control Process. Processo termo-meccanico di produzione di acciaio a raffreddamento controllato.
- TOP - (v. 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.
- UCTE - Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity Associazione dei Gestori delle Reti di Trasmissione Nazionali dell'Europa continentale.

- UE- Unione Europea. Attualmente composta da 25 membri con l'ingresso, il 1 maggio 2004, di 10 nuovi Paesi.
- UEB - Ufficio Europeo Brevetti.
- UEM - Unione Economica e Monetaria . Composta dagli attuali 15 membri dell'Unione Europea. Di essi 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.
- UNEP - United Nations Environment Programme. Agenzia ONU per l'ambiente.
- UNFCCC - 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.
- UNIONE PETROLIFERA - Associazione che raggruppa le principali aziende petrolifere operanti in Italia nel settore della raffinazione e distribuzione del petrolio.
- 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.
- UPGRADING - Caratteristica dei processi di raffineria che migliorano, o meglio innalzano il grado di una frazione petrolifera.
- UPSTREAM - Le attività relative all'estrazione e al primo trattamento delle fonti energetiche (combustibili solidi, petrolio, gas naturale, uranio).
- VA – Valore Aggiunto.
- VAN – Valore Attuale Netto.
- VAS - Valutazione Ambientale Strategica. Processo sistematico per valutare le conseguenze sul piano ambientale di azioni, proposte politiche, piani o iniziative.
- VET - Valore Economico Totale.
- VGO - Vacuum Gasoli. Distillazione sottovuoto che consente l'estrazione di gasoli pesanti.

- 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.
- VIRGIN NAPHTA - Insieme delle frazioni petrolifere prodotte dalla distillazione primaria del greggio.
- VISBREAKING - Viscosity Breaking. Processo di cracking termico, che mira a ridurre la viscosità della carica con l'obiettivo di impiegare il minimo quantitativo di distillati pregiati.
- WEC - World Energy Council. Consiglio Mondiale dell'Energia. Organismo internazionale non governativo al quale aderiscono oltre cento Paesi attraverso propri comitati nazionali.
- WHO - World Health Organization .Organizzazione Mondiale della Sanità (anche OMS).
- WIND FARM - Campo eolico. Insieme di aerogeneratori collegati tra di loro che costituiscono una centrale elettrica.
- WMO - World Meteorological Organization. Organizzazione Meteorologica Internazionale.
- WSSD - World Summit on Sustainable Development. Vertice Mondiale sullo Sviluppo Sostenibile riunitosi a Johannesburg nel 2002 per focalizzare le azioni necessarie per raggiungere lo sviluppo sostenibile.
- WTI - West Texas Intermediate. Greggio statunitense utilizzato come riferimento nel mercato petrolifero americano.
- WTO - World Trade Organization. Organizzazione Mondiale del Commercio. È l'organismo preposto a dirimere le questioni giuridiche tra le nazioni, nell'ambito del commercio ed è la sede ufficiale delle trattative mondiali (anche OMC).

APPENDICE 3
UNITÀ DI MISURA DI ENERGIA E FATTORI DI
CONVERSIONE

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' **ENEA**
Funzione Centrale Relazioni Esterne
Unità Comunicazione
Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma
www.enea.it

Copertina di Bruno Giovannetti

Stampa: Laboratorio Tecnografico ENEA - CR Frascati
Finito di stampare nel mese di novembre 2004