

# 1.

Contesto  
internazionale  
e nazionale

---

# Quadro economico ed energetico nel 2006

---

---

## Mercato internazionale del petrolio nel 2006 e prospettive per il 2007

---

---

### Prezzo del greggio nel 2006

---

L'anno 2006 è stato il quarto anno di crescita del prezzo del greggio con una triplicazione delle quotazioni che sono passate da valori attorno a 25 \$/barile negli ultimi mesi del 2002 a valori superiori a 75 \$/barile per i greggi più pregiati nell'estate del 2006 (Fig. 1.1). Il significativo calo dei prezzi negli ultimi mesi dell'anno è stato seguito da un andamento delle quotazioni a livelli elevati nei primi mesi del 2007, che ha riproposto il problema dell'instabilità dei prezzi di questo comparto energetico in presenza di un continuo stentato equilibrio tra domanda e offerta, che li rende pertanto molto sensibili a perturbazioni esterne.

L'anno è iniziato all'insegna dell'incertezza per l'esposizione del sistema di approvvigionamento a problemi di natura soprattutto

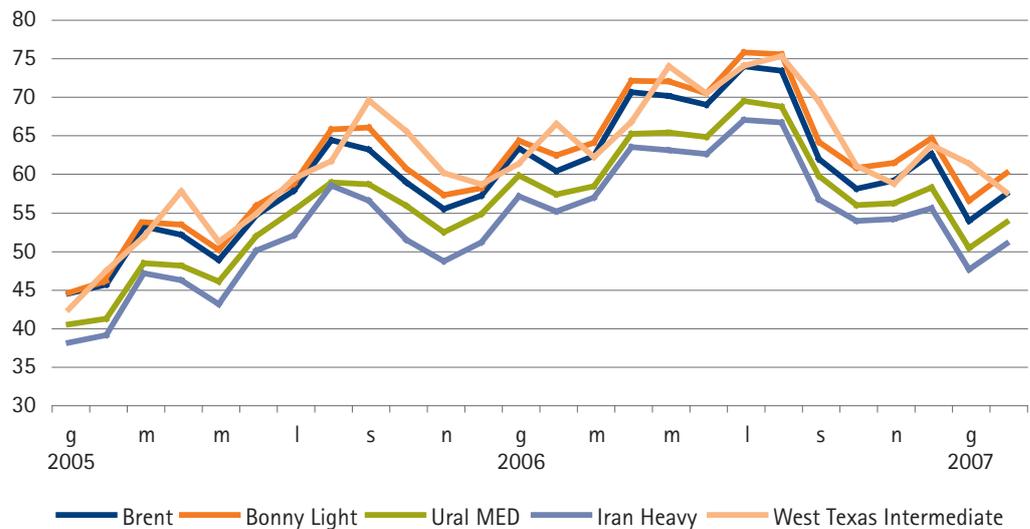
tecnica causati dagli uragani Katrina e Rita il cui devastante impatto sull'*upstream* petrolifero e sulla raffinazione nel Golfo del Messico era ancora lungi dall'essere stato assorbito. Nell'ultimo trimestre del 2005 il deficit nella produzione di greggio degli Stati Uniti veniva colmato soprattutto grazie ad aumenti nella produzione di alcuni paesi non OCSE (Russia e Angola) dato che la produzione OPEC era già ai livelli massimi sostenibili con interventi a breve. Il calo del prezzo del Brent da 64 \$/barile come media del settembre 2005 a 55 \$/barile in novembre e dicembre è stato subito seguito da consistenti aumenti a livelli prossimi a 65 \$/barile a causa sia del forte calo delle temperature nel mese di gennaio 2006 sia della progressiva riduzione delle scorte.

Ma è con le persistenti crisi produttive in Iraq e nel delta del Niger e con le crescenti tensioni tra l'Iran e la comunità internazionale,

FIG. 1.1

### Prezzo medio mensile dei principali greggi

\$/barile



Fonte: Platt's, Oilgram Price Report.

avvicendatesi in fasi alterne nel corso della prima metà del 2006, che il prezzo raggiunge un nuovo massimo sfiorando i 75 \$/barile, per attestarsi su livelli medi prossimi a 70 \$/barile tra aprile e giugno 2006. Non sono state estranee all'*escalation* dei prezzi le manovre geopolitiche per la nazionalizzazione dell'industria petrolifera in Venezuela e Bolivia, come anche gli interessi industriali delle multinazionali americane e anglo-olandesi nei giacimenti russi, insieme che ha indotto la percezione di conseguenze negative per la sicurezza degli investimenti in capacità produttiva.

In questo clima di incertezza lo scoppio delle ostilità tra l'Hezbollah libanese e l'esercito israeliano a metà del mese di luglio non poteva che portare a un picco nel prezzo del greggio, anche se nessuno di questi due paesi è produttore di petrolio o è paese di passaggio di oleodotti internazionali. Il prezzo del Brent è aumentato progressivamente fino a sfiorare gli 80 \$/barile, assestandosi a un valore di 74 \$/barile come media del mese di luglio, prima di calare a seguito dell'arrivo della forza di interposizione multinazionale in agosto, a valori medi prossimi o inferiori a 60 \$/barile nei mesi di settembre e ottobre. Hanno contribuito al contenimento dei prezzi anche le condizioni climatiche relativamente stabili dell'area caraibica, in tale periodo dell'anno solitamente soggetta a uragani. Il successivo aumento del prezzo del Brent nei mesi di novembre e dicembre rappresenta l'effetto del deprezzamento del dollaro, dell'annuncio di tagli della produzione OPEC, nonché della rielezione del Presidente venezuelano Chavez. In gennaio e febbraio 2007, caratterizzati da temperature invernali insolitamente miti e da scorte petrolifere relativamente

abbondanti, i prezzi sono scesi a valori medi inferiori a 55 \$/barile; con il forte calo delle scorte a marzo e le persistenti tensioni internazionali, i prezzi sono tornati a valori prossimi a 70 \$/barile.

### Prodotti della raffinazione

Le quotazioni dei prodotti della raffinazione sono state fortemente influenzate, oltre che dal prezzo dei greggi, anche dalle condizioni precarie del sistema di raffinazione americano, reso particolarmente fragile dalle conseguenze degli uragani del 2005. Le forti oscillazioni nei prezzi medi della benzina rispetto al prezzo del greggio in tutto il periodo 2005-2006 (Fig. 1.2) riflettono il peso eccezionalmente elevato di questo prodotto sul mercato americano e le difficoltà dell'offerta locale che hanno richiesto massicce importazioni dall'area europea. È solo verso l'estate del 2006 che la raffinazione americana recuperava la sua piena funzionalità, ma i prezzi relativi della benzina salivano di nuovo in attesa di una ripetizione delle condizioni meteorologiche dell'anno precedente. Più tranquillo è risultato l'andamento del prezzo del gasolio, meno importante sul mercato americano, con una tendenza al ribasso rispetto al prezzo del greggio nel corso del 2006. In controtendenza rispetto ai prodotti per l'autotrazione sono stati i prezzi degli oli combustibili con aumenti notevoli nel corso dell'inverno 2006 (soprattutto per il BTZ) in concomitanza della crisi russo-ucraina. Nel mese di febbraio i problemi di approvvigionamento di gas naturale hanno spinto il prezzo relativo del BTZ rispetto al Brent a valori superiori a 0,77 rispetto a valori medi di lungo periodo di poco superiori a 0,6.

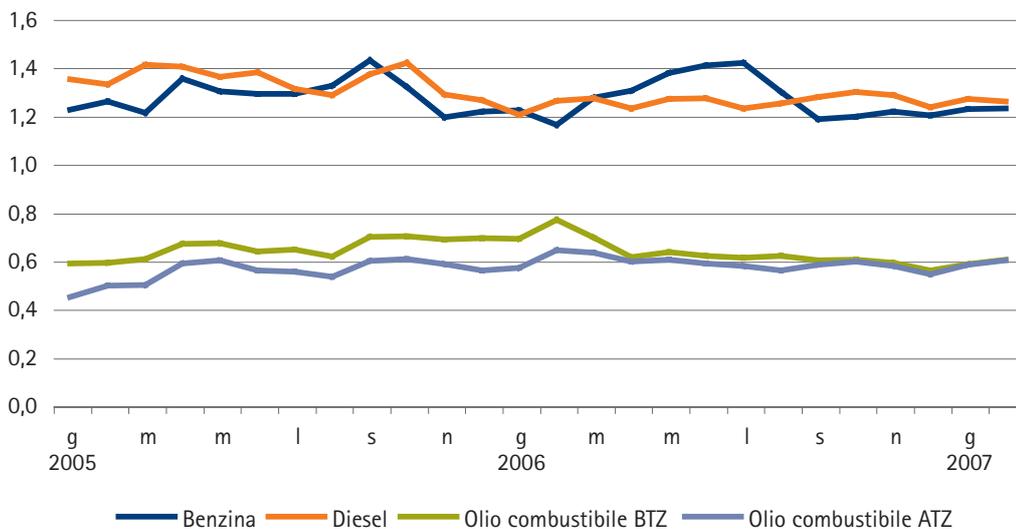


FIG. 1.2

### Prezzo relativo dei prodotti della raffinazione sul mercato mediterraneo

Prezzo del Brent = 1

Fonte: Platt's, *Oilgram Price Report*.

#### Margini di raffinazione

I margini di raffinazione si sono mantenuti alti durante la maggior parte del 2006 in relazione soprattutto ai problemi di domanda e offerta dei prodotti sul mercato americano, intensificati dall'adeguamento della capacità produttiva alle nuove specifiche ambientali. Nell'ultimo trimestre comincia a farsi strada un calo generalizzato per quasi tutti i greggi, con margini per il Brent TRC<sup>1</sup> dell'ordine di 2 \$/barile, rispetto a valori medi superiori a 4 \$/barile nel terzo trimestre e prossimi a 6 \$/barile nel secondo.

#### Equilibrio tra domanda e offerta

I fattori di fondo che determinano l'andamento del prezzo nonché la reattività a perturbazioni esterne di natura geopolitica e meteorologica sono: la domanda, l'offerta, le scorte e la capacità produttiva inutilizzata nei paesi OPEC.

Dall'ultimo trimestre del 2005 fino al terzo trimestre del 2006 la crescita della domanda mondiale è stata notevolmente inferiore rispetto al resto del 2005 e soprattutto rispetto al 2004 (Fig. 1.3). È solo nell'ultimo trimestre del 2006 che la domanda riprende a crescere a ritmi più sostenuti, caratteristici del 2005. Il forte calo nella crescita è ascrivibile essenzialmente all'area OCSE dove la domanda di petrolio è addirittura diminuita a partire dall'ultimo

trimestre del 2005, tornando ad aumentare solo nell'ultimo trimestre del 2006. La crescita nei paesi non OCSE è stata più o meno in linea con quella del 2005, ma con una accelerazione significativa nel corso del 2006.

In parallelo si evidenziano notevoli modifiche nella struttura dell'offerta nel corso dell'anno che distinguono il 2006 nettamente rispetto agli anni precedenti (Fig. 1.4). Mentre l'offerta non OCSE, prevalentemente di greggi russi, si è mantenuta, attraverso alti e bassi, nei limiti di crescita degli anni precedenti, l'aumento dell'offerta OPEC è andato via via calando (soprattutto dalla fine del 2005) fino a diventare negativo nell'ultimo trimestre del 2006. In via straordinaria l'offerta OCSE ha invece ripreso a crescere negli ultimi due trimestri del 2006, interrompendo la discesa di lungo periodo in atto da diversi anni.

Storicamente il prezzo del greggio risulta inversamente correlato con le scorte di greggio e semilavorati nell'area OCSE, che ancora oggi rappresenta il 60% del fabbisogno mondiale. Questa relazione si è interrotta a partire dal 2004 quando il prezzo del greggio ha accelerato la sua ascesa, nonostante il progressivo consistente aumento delle scorte (di quasi il 15% nell'estate del 2006 rispetto a valori storici di 3,5 miliardi di barili). Tale andamento apparentemente anomalo si spiega in base al contemporaneo calo della capacità inutilizzata dei paesi OPEC da valori oscillanti tra 5 e 7 milioni di barili/giorno negli anni 2001-2002

<sup>1</sup> Processo di raffinazione con *Topping, Reforming, Cracking*.

FIG. 1.3

**Variazione trimestrale nella domanda di greggio**

Milioni di barili/giorno

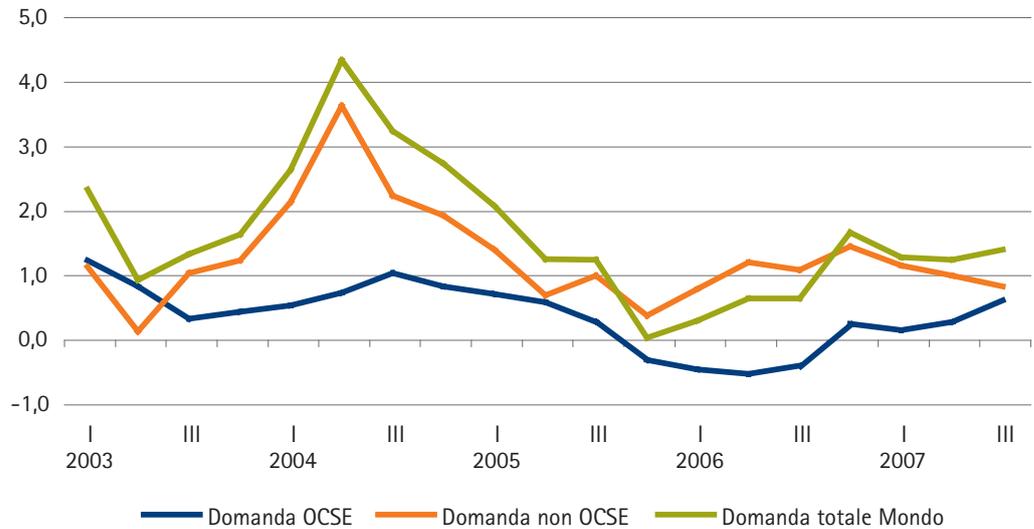
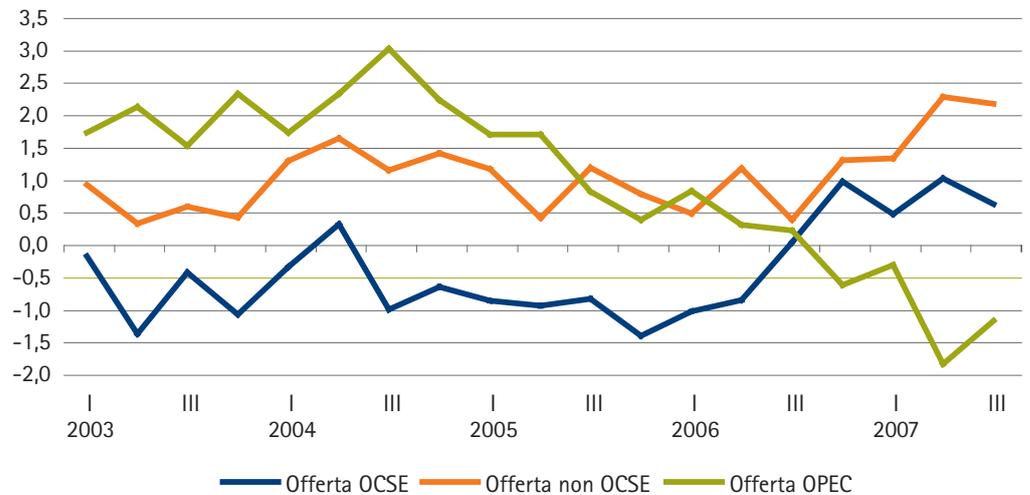
Fonte: AIE, *Annual statistical supplement, 2005* e *Oil Market Report*, febbraio 2007.

FIG. 1.4

**Variazione trimestrale nell'offerta di greggio**

Milioni di barili/giorno

Fonte: AIE, *Annual statistical supplement, 2005* e *Oil Market Report*, febbraio 2007.

a valori prossimi o inferiori a 2 milioni durante la maggior parte del 2004-2005 toccando minimi inferiori a un milione nell'estate del 2004 (Fig. 1.5). Il sentimento incerto del mercato è ben espresso dai prezzi *future* del Brent che sono passati in modo deciso da un regime di *backwardation* (inferiori ai prezzi *spot*) a uno di *contango* (superiori ai prezzi *spot*) solo nel secondo trimestre del 2005 (Fig. 1.6).

Le scorte dei paesi OCSE corrispondono a circa due mesi del loro consumo. Tuttavia, oltre la metà è costituita da greggio che richiede significativi tempi di lavorazione, mentre i distillati non sono necessariamente nella forma richiesta dal mercato, benzina anziché gasolio o olio combustibile. La capacità inutilizzata è concentrata per l'85% nei paesi OPEC, la metà di questa in Arabia Saudita, e pare difficile pensare a una stabilizzazione dei prezzi fin

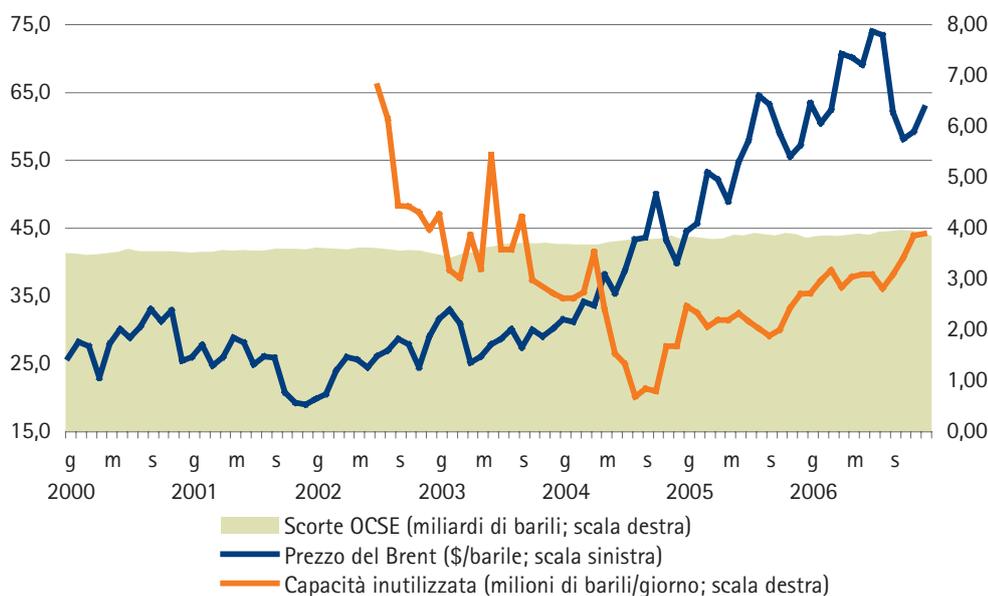


FIG. 1.5

Scorte OCSE di greggio e raffinati, capacità inutilizzata OPEC e prezzo del Brent nel periodo 2000-2006

Fonte: AIE, *Monthly Oil Survey* e *Oil Market Report*, vari anni.

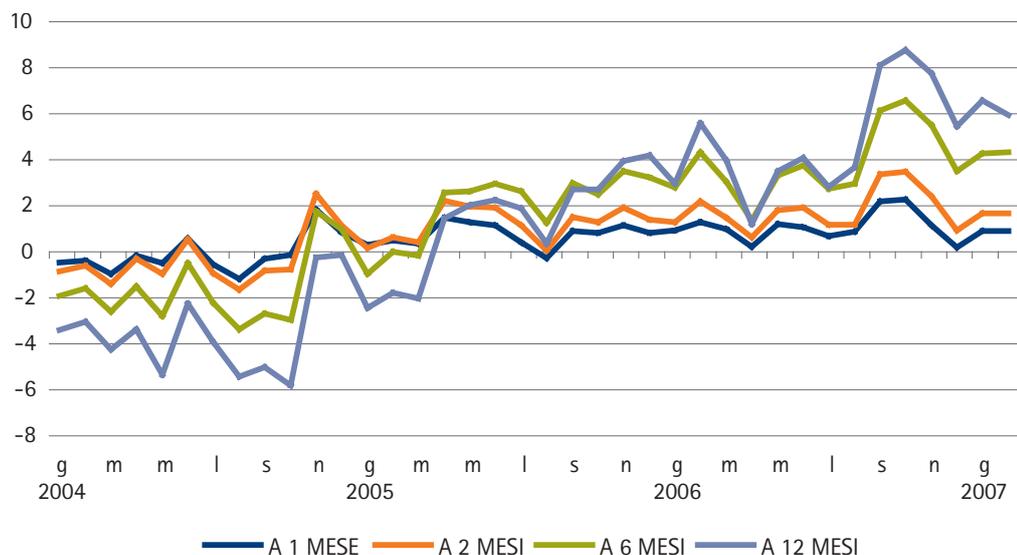


FIG. 1.6

Differenziale dei prezzi *future* del Brent rispetto ai prezzi *spot*

Fonte: Platt's, *Oilgram Price Report*.

tanto che la capacità inutilizzata non aumenti di nuovo ad almeno il 7-8% del fabbisogno mondiale.

L'aumento della capacità inutilizzata dell'OPEC, da meno di 3 a oltre 4 milioni di barili/giorno nel corso del 2006, è dovuto in buona parte al forte incremento della produzione dei paesi OCSE e dei paesi non OCSE, mentre non è previsto che importanti aggiunte alla capacità produttiva dei paesi OPEC possano mate-

rializzarsi nel prossimo anno. Pare inoltre difficile che i paesi OCSE possano mantenere i livelli di produzione raggiunti alla fine del 2006. Si sta anche affievolendo lo slancio produttivo delle principali aree di rifornimento non OCSE, seppure contributi consistenti sono attesi da alcuni paesi africani e dai paesi dell'ex URSS. Tra questi ultimi l'entrata in funzione dell'oleodotto Baku-Ceyhan nel mese di maggio 2006 promette in prospet-

tiva un allentamento della tensione sui mercati, ma la capacità di regime di 1,5 milioni di barili/giorno difficilmente verrà raggiunta prima del 2009.

Più difficile la valutazione sul lato del fabbisogno. Il Fondo monetario internazionale prevede un leggero calo nella crescita dell'economia mondiale, più significativo nei paesi OCSE e relativamente contenuto nei paesi in via di sviluppo. Le più recenti indicazioni dell'AIE (Agenzia internazionale per l'energia) sono per un aumento del fabbisogno di petrolio dell'ordine di 1,5 milioni di

barili/giorno come media annua del 2007 ma con un massimo che potrebbe raggiungere 87,5 milioni di barili/giorno nell'ultimo trimestre dell'anno. Confrontando l'incremento dal lato della domanda e dell'offerta, si può ritenere che aumenterà di nuovo il *call on OPEC* per i quantitativi mancanti, con un calo nella capacità inutilizzata a livelli prossimi a 3 milioni di barili/giorno. Pertanto le condizioni di esposizione del sistema mondiale a una continua volatilità dei prezzi del greggio a livelli comunque sostenuti non sembrano significativamente migliorate.

---

## Mercato internazionale del gas naturale

---

Nel 2006 il mercato internazionale del gas naturale è ritornato a una relativa normalità rispetto al 2005, caratterizzato dagli effetti di turbamenti meteorologici, da tensioni geopolitiche e da un inizio di inverno particolarmente rigido in tutto l'emisfero settentrionale (Tav. 1.1). Nell'area nordamericana i fatti più salienti per la domanda e offerta riguardano il ripristino della funzionalità dei giacimenti e degli stoccaggi del Golfo del Messico dopo le devastazioni dell'uragano Katrina nell'estate del 2005, le avversità climatiche dei primi mesi del 2006 e il ritorno a prezzi più contenuti nel corso dell'anno. Nell'area europea, dove è accelerato l'aumento della dipendenza dalle importazioni (dal 39% al 45% tra il 2004 e il 2006), hanno avuto un'influenza determinante i ritardi nella realizzazione delle infrastrutture di trasporto e di stoccaggio in particolare in Italia e (ma in misura ben minore) le restrizioni negli approvvigionamenti di gas russo nei primi mesi del 2006. L'allarme generatosi nei primi mesi dell'anno e le condizioni climatiche favorevoli negli ultimi mesi hanno determinato un notevole aumento delle scorte. Infine, niente di nuovo nell'area del Pacifico, dove il forte aumento della domanda e delle importazioni nel corso del 2006 riflettono principalmente la ripresa industriale e l'utilizzo di gas naturale nella generazione elettrica per il fermo di alcuni impianti nucleari.

Nonostante il rapido aumento dei fabbisogni nelle aree in via di sviluppo e la ripresa dei consumi nei paesi dell'ex URSS, i paesi

dell'OCSE rappresentano tutt'ora oltre il 50% dei consumi globali. Tuttavia, agli attuali tassi di crescita della domanda nelle varie aree del mondo, l'incidenza dell'OCSE sui consumi globali non potrà che continuare a scendere a valori prossimi a 40% già nell'orizzonte di un decennio (Tav. 1.2). In questo quadro assai dinamico si sovrappone un crescente commercio internazionale su lunghe distanze caratterizzato dalla prepotente avanzata del GNL il cui contributo al trasporto mondiale ha superato il 27% negli ultimi anni. Ciò nonostante, il mercato internazionale è rimasto essenzialmente segmentato in aree regionali distinte dalla forma prevalente di approvvigionamento (produzione domestica, *import* via tubo o via GNL), dalla forma di mercato e dalle politiche di formazione del prezzo.

Nella maggior parte dei paesi non OCSE dominano forme di mercato e politiche sociali con prezzi artificialmente bassi sostenuti dalla finanza pubblica nei paesi produttori e dalle esportazioni verso i paesi OCSE. Negli ultimi anni è comunque evidente un crescente allineamento dei prezzi all'esportazione anche verso paesi non OCSE su parametri internazionali che riflettono i mercati regionali di riferimento, per esempio: il mercato europeo per le esportazioni di gas russo alle ex Repubbliche sovietiche; il mercato del Nord America per le esportazioni di gas boliviano al Brasile e ad altri paesi dell'America Latina.

TAV. 1.1

**Bilancio del gas naturale nell'area OCSE 2004-2006**G(m<sup>3</sup>)

	2004	2005	2006
<b>OCSE Nord America</b>			
Produzione	754	745	763
Importazioni nette	10	10	7
Variazione scorte	-2	-9	-6
Consumo <sup>(A)</sup>	766	764	776
<b>OCSE Europa</b>			
Produzione	326	315	308
Importazioni nette	210	231	241
Variazione scorte	3	-1	10
Consumo <sup>(A)</sup>	533	547	539
<b>OCSE Pacifico</b>			
Produzione	42	44	46
Importazioni nette	96	95	105
Variazione scorte	1	-1	2
Consumo <sup>(A)</sup>	138	140	149
<b>Totale OCSE</b>			
Produzione	1.122	1.104	1.117
Importazioni nette	316	336	353
Variazione scorte	1	-10	6
Consumo <sup>(A)</sup>	1.436	1.451	1.464

(A) Il consumo esclude le differenze statistiche.

Fonte: AIE, *Monthly Natural Gas Survey*.

TAV. 1.2

**Consumo di gas naturale nelle principali aree mondiali 2000-2005**G(m<sup>3</sup>)

	2000	2005	VAR. % 2000-2005
OCSE Nord America	798	764	-0,9
OCSE Europa	468	547	3,2
OCSE Pacifico	123	140	2,6
<b>Totale OCSE</b>	<b>1.389</b>	<b>1.451</b>	<b>0,9</b>
America Latina	97	127	5,6
Asia Pacifico	176	270	8,9
Medio Oriente	191	257	6,2
Africa	57	73	5,2
<b>Totale paesi in via di sviluppo</b>	<b>520</b>	<b>727</b>	<b>6,9</b>
Paesi ex URSS	567	610	1,5
<b>MONDO</b>	<b>2.476</b>	<b>2.788</b>	<b>2,4</b>

Fonte: AIE, *Natural Gas Information 2006*.

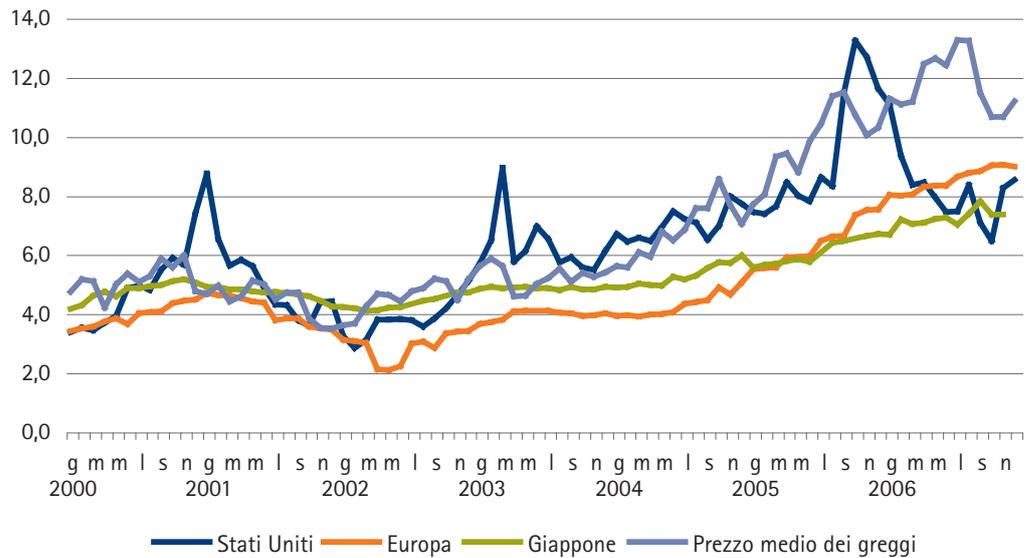
Le dinamiche dei prezzi nei mercati *leader* rappresentati dalle tre aree OCSE riflettono l'andamento di lungo periodo del prezzo del greggio ma in modo assai diverso in funzione della struttura del mercato e della dipendenza dalle importazioni (Fig. 1.7).

Un sostanziale allineamento è inevitabile nel caso del Giappone, paese quasi interamente dipendente da approvi-

gionamenti di GNL, per via delle formule di prezzo basate sul *netback* rispetto alle fonti petrolifere sostitutive. L'*escalation* del prezzo del greggio negli ultimi anni si è tuttavia riflessa in modo relativamente attenuato per via della forte componente del trasporto marittimo nel prezzo del GNL all'importazione. Il mercato del gas giapponese è ancora nelle prime fasi di

FIG. 1.7

**Prezzo medio mensile del gas all'ingrosso nelle principali aree OCSE**  
\$/Mbtu



Fonte: Stati Uniti (*Henry Hub*): Energy Information Administration; Giappone (prezzo cif del GNL): AIE, *Natural Gas Information*; Europa (prezzi alla frontiera): *World Gas Intelligence*; prezzo medio dei greggi (Brent, West Texas Intermediate, Bonny Light, Ural Medium, Iran Heavy): Platt's, *Oilgram Price Report*.

liberalizzazione e il Giappone non dispone attualmente di una borsa del gas. Pertanto, la variazione del prezzo riportato nella figura non risente dell'equilibrio stagionale tra domanda e offerta.

Gli Stati Uniti dipendono dalle importazioni per meno del 20% degli approvvigionamenti. Il mercato è completamente liberalizzato e i prezzi all'ingrosso si formano in funzione della domanda e dell'offerta nelle circa 40 borse del gas, localizzate nei principali punti di scambio distribuiti sul territorio del paese. Sia i prezzi all'ingrosso sia i prezzi a bocca di pozzo riflettono il prezzo all'*Henry Hub*, la maggiore di queste borse, con un coefficiente di correlazione che supera il 95%. Risente del prezzo all'*Henry Hub* anche il gas naturale importato via tubo dal Canada; molto meno le importazioni via GNL, basate per lo più su contratti di lungo termine, ma il GNL contribuisce meno del 3% al fabbisogno totale. I prezzi che si formano negli *hub* hanno un andamento stagionale marcato ma l'apice raggiunto nei cinque mesi tra settembre 2005 e gennaio 2006, con prezzi superiori del 50% ai precedenti periodi invernali, riflette soprattutto i problemi di approvvigionamento causati dalla distruzione degli impianti produttivi nel Golfo del Messico. Anche se i prezzi del gas sono solo in minima parte agganciati alle quotazioni del greggio, una parziale correlazione esiste sia sul lato della domanda (sostituibilità tra gas naturale e derivati del petrolio presso molti grandi utenti industriali) sia del-

l'offerta (arbitraggio tra produzione di petrolio e di gas presso molti produttori).

L'Europa si trova con un mercato parzialmente liberalizzato, ma ancora molto segmentato su linee nazionali. Le importazioni coprono oltre il 60% del fabbisogno e sono per la maggior parte basate su contratti di lungo termine indicizzati sul prezzo dei prodotti petroliferi sostitutivi e del carbone. La produzione interna si allinea ai prezzi alla frontiera del gas importato. Diversamente dal Giappone, le importazioni di GNL rappresentano oggi poco più del 10% delle importazioni totali e notoriamente il prezzo del gas importato via tubo è più sensibile del prezzo del GNL all'andamento delle quotazioni del greggio, per via della minore incidenza del costo del trasporto. Le borse europee del gas sono molto sensibili all'equilibrio stagionale tra domanda e offerta, con escursioni più forti di quelle rilevabili nelle borse americane per via della minore liquidità (Fig. 1.8). I prezzi particolarmente elevati raggiunti nell'inverno 2005-2006, significativamente maggiori di quelli americani, sono stati tuttavia amplificati dallo svuotamento degli stoccaggi nel Regno Unito verso la fine dell'inverno insolitamente freddo. Le borse europee del gas sono ancora scarsamente significative per il mercato nel suo complesso e non influenzano in modo rilevabile il prezzo medio riportato nella figura 1.7, che riflette essenzialmente l'andamento del prezzo del petrolio ed è praticamente insensibile a fenomeni di breve termine.

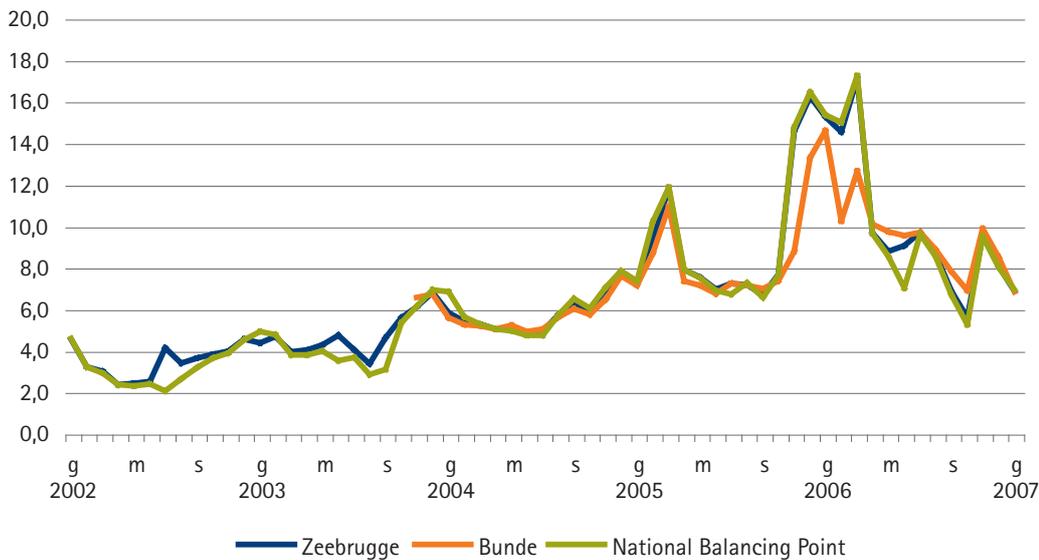


FIG. 1.8

Prezzo medio mensile  
nelle borse europee  
del gas  
\$/Mbtu

Fonte: Bloomberg, Prezzi del giorno prima.

## Mercato internazionale del carbone

L'andamento del mercato internazionale del carbone ha continuato anche nel 2006 a risentire del forte incremento dei fabbisogni dei paesi in via di sviluppo dell'area asiatica, che, soprattutto nel 2003-2004, ha colto gli operatori impreparati. Quasi il 90% dell'aumento di 850 milioni di tonnellate equivalenti di carbone dei consumi mondiali di carbone nel periodo 2000-2005 ha avuto luogo in quest'area del mondo, e di questo oltre l'80% nella sola Cina (Tav. 1.3). È stato tuttavia significativo l'incremento dei fabbisogni nell'area OCSE Pacifico. In questi anni i consumi mondiali di carbone sono aumentati molto più velocemente dei consumi delle altre fonti fossili, con un tasso di crescita medio annuo del 4,4%, rispetto al 2,5% del gas naturale e all'1,6% del petrolio (Fig. 1.9).

La Cina è riuscita a coprire buona parte dell'incremento dei propri fabbisogni con produzione autonoma ma ha dovuto parallelamente ridurre le esportazioni. L'aumento della domanda sul mercato internazionale, dovuto anche alla forte crescita dei fabbisogni di alcuni tra i principali paesi importatori (Giappone, Corea del Sud, Taiwan), ha rapidamente esaurito la capacità inutilizzata nelle

miniere australiane e del Sud Africa, provocando un aumento generalizzato dei prezzi.

Inoltre, tra il 2001 e il 2003 da esportatori gli Stati Uniti sono divenuti importatori netti, aumentando il passivo di circa 40 milioni di tonnellate equivalenti di carbone. Hanno contribuito a colmare il deficit le esportazioni di carbone russo, colombiano e vietnamita, ma soprattutto indonesiano. Le esportazioni di questo carbone sono praticamente raddoppiate nel periodo 2000-2005, contribuendo a calmierare il mercato nel 2005 per via del prezzo *FOB* mediamente inferiore a parità di contenuto calorico (Fig. 1.10).

La discesa dei prezzi iniziata nell'estate del 2004 e proseguita lungo tutto il 2005 è attribuibile all'aumento della capacità produttiva soprattutto di carbone australiano, indonesiano e russo, ma anche cinese che ha ripreso ad alimentare il commercio internazionale in modo significativo (Fig. 1.11). I prezzi *cif* Nord Europa sono diminuiti da valori prossimi a 70 \$/t nel gennaio 2005 a poco più di 50 \$/t alla fine dell'anno. Il calo è stato interrotto brusca-

TAV. 1.3

**Consumi mondiali di carbone 1990-2005**

Mtep (contenuto calorico 6.700 Kcal/Kg)

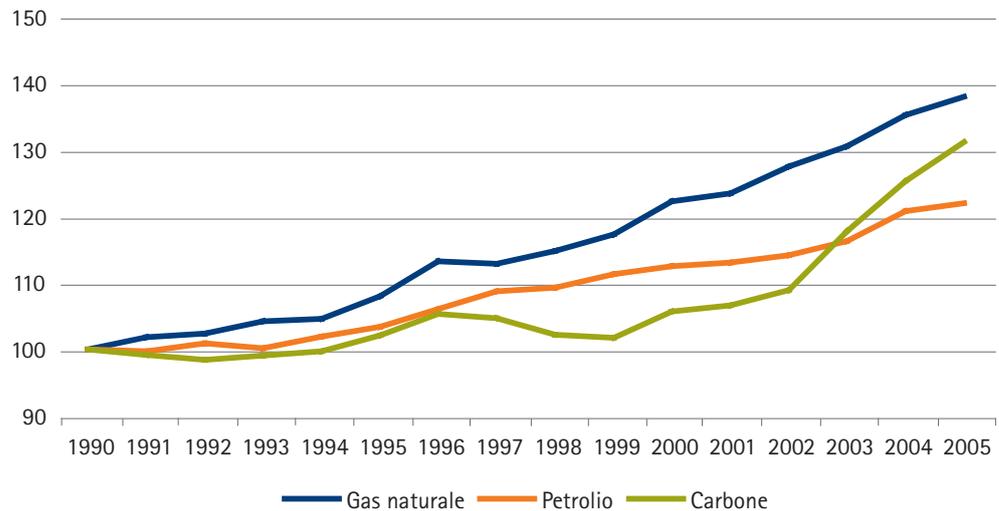
	1990	1995	2000	2005
<b>Paesi sviluppati</b>	<b>1.664</b>	<b>1.589</b>	<b>1.684</b>	<b>1.759</b>
Nord America	763	798	899	913
Europa	693	556	498	500
Pacifico	208	235	287	346
<b>Paesi in via di sviluppo</b>	<b>1.227</b>	<b>1.548</b>	<b>1.606</b>	<b>2.373</b>
America Latina	31	35	40	41
Asia Pacifico	1.047	1.351	1.383	2.129
di cui: Cina	804	1.051	1.008	1.635
India	162	214	254	320
Medio Oriente	30	35	49	53
Africa	119	128	134	151
<b>Paesi ex URSS</b>	<b>462</b>	<b>289</b>	<b>255</b>	<b>268</b>
<b>MONDO</b>	<b>3.354</b>	<b>3.426</b>	<b>3.545</b>	<b>4.399</b>

Fonte: BP, *Review of World Energy 2006*.

FIG. 1.9

**Consumo mondiale di fonti fossili**

Numeri indice 1990 = 100

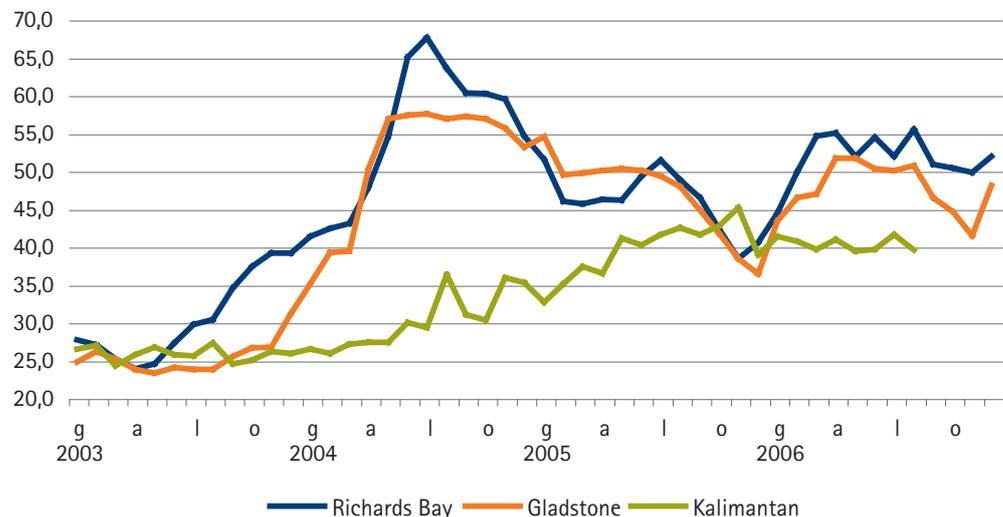


Fonte: BP, *Review of World Energy 2006*.

FIG. 1.10

**Prezzi fob dei principali carboni nel commercio internazionale**

\$/t con contenuto calorico pari a 6.000 Kcal/Kg



Fonte: Platt's, *International Coal Report*.

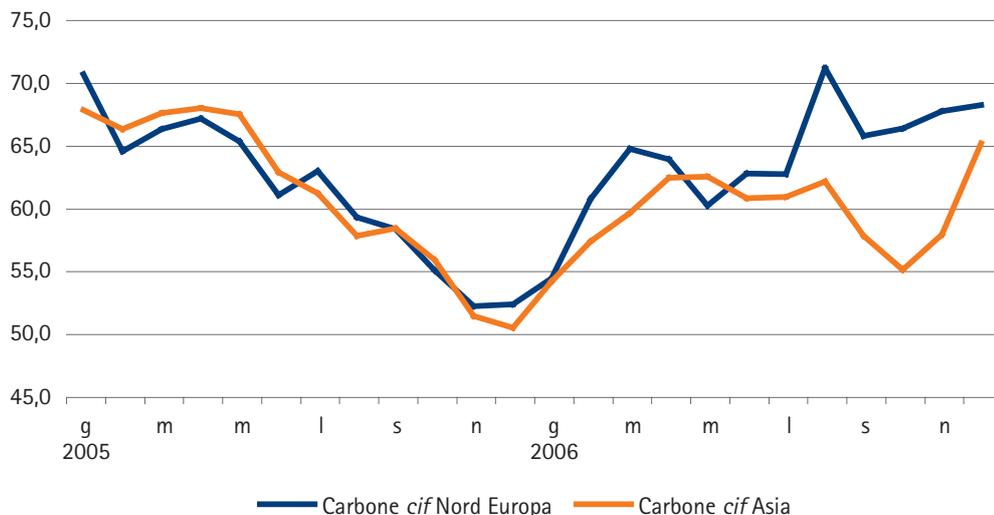


FIG. 1.11

### Prezzo cif del carbone nei principali mercati di importazione

\$/t con contenuto calorico pari a 6.000 Kcal/Kg

Fonte: Platt's, *International Coal Report*.

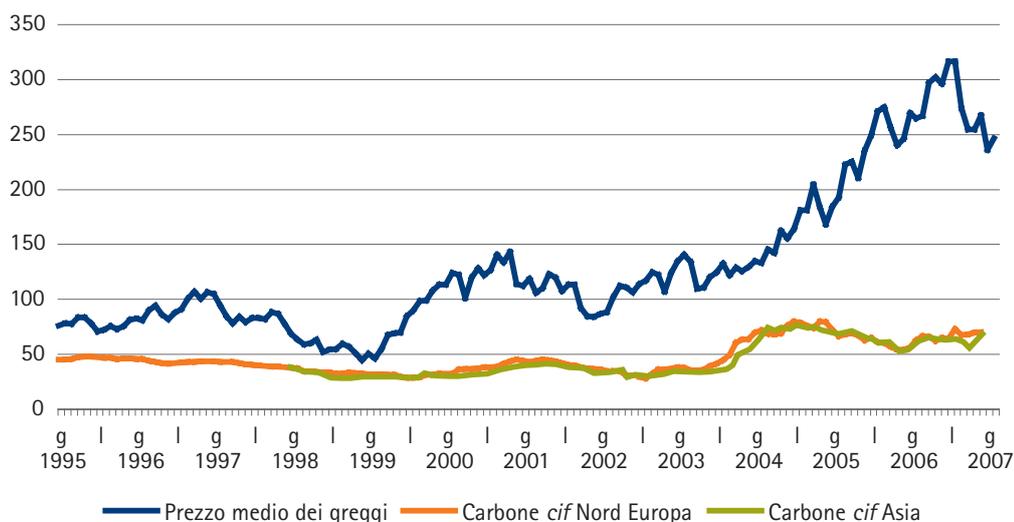


FIG. 1.12

### Prezzi comparati del greggio e del carbone nei principali mercati di importazione

\$/t con contenuto calorico pari a 6.000 Kcal/Kg

Fonte: Platt's, *International Coal Report*.

mente nei primi mesi del 2006 quando il prezzo ha ripreso a salire verso valori superiori a 60 \$/t, comportamento forse attribuibile all'inverno rigido e alla percezione presso la maggior parte degli operatori elettrici di possibili difficoltà di approvvigionamento di gas naturale dalla Russia. Il mantenimento di prezzi elevati nei mesi successivi è in parte dovuto al forte aumento dei noli su tutte le principali rotte marittime. Tuttavia, la domanda dei paesi importatori non è aumentata in modo significativo e il ritorno anche dei prezzi *FOB* a valori simili a quelli dei primi mesi del 2005 è difficile da spiegare se non in base a comportamenti speculati-

vi. Nella prima metà del 2006 i prezzi *cif* Asia hanno avuto un comportamento non dissimile a quelli *cif* Nord Europa, divaricandosi notevolmente nella seconda metà dell'anno, quando hanno evidenziato un forte calo anche se di breve durata.

Sia sui mercati europei sia su quelli asiatici il carbone rimane di gran lunga la fonte più conveniente con il notevole vantaggio che, diversamente dal gas naturale, i prezzi sono essenzialmente slegati da quelli del greggio (Fig. 1.12). Tra il 2001 e il 2006 il rapporto dei prezzi a parità di contenuto calorico è variato tra un minimo di 19% e un massimo di 53% nel febbraio del 2004.

---

# Politica energetica e sicurezza degli approvvigionamenti europei

---

Negli ultimi anni la Commissione europea ha sottolineato con crescente inquietudine le tre grandi sfide che hanno implicazioni parallele nel campo dell'energia:

- la sicurezza degli approvvigionamenti di energia;
- la competitività dei prodotti e dei servizi sui mercati internazionali;
- la sostenibilità ambientale delle scelte energetiche.

Le sfide trascendono le frontiere dei paesi membri e si intersecano in modo crescente con le politiche europee verso il Medio Oriente e il Nord Africa, le relazioni dell'Europa con la Russia, la Cina e altri grandi paesi.

La sicurezza degli approvvigionamenti riguarda sia il petrolio sia il gas naturale e ha risvolti geopolitici ma soprattutto economici e tecnici. La sicurezza della domanda per i paesi esportatori è infatti di importanza paragonabile alla sicurezza dell'offerta per i paesi importatori ed eventuali interruzioni dei flussi di energia hanno riflessi deleteri sia sui paesi esportatori sia sui paesi importatori. Viceversa vi sono dubbi sulla capacità delle imprese generalmente statali dei paesi produttori di garantire la disponibilità degli idrocarburi di cui l'economia mondiale ha sempre più bisogno per lo sviluppo.

L'Europa non può fare affidamento su crescenti importazioni di gas e di petrolio dalla Russia nei prossimi due decenni in mancanza di una radicale riforma del mercato interno e dell'economia russa. La Russia si oppone apertamente alla liberalizzazione del suo mercato energetico e verso l'esterno ha dichiarato di non avere alcuna intenzione di ratificare il protocollo di transito della Carta dell'energia. Inoltre, negli ultimi due anni ha dimostrato in alcune circostanze la sua intenzione di usare l'energia come strumento politico, aumentando il controllo dello stato sulle industrie energetiche. Allo stesso tempo sta estendendo il suo controllo sui

flussi di gas mediante l'acquisizione di importanti partecipazioni (talvolta di controllo) nei metanodotti di trasporto internazionali e sta entrando direttamente in tutti i principali mercati europei.

La Commissione europea ha riconosciuto che la migliore strategia per questo tipo di comportamento è quella di rafforzare il mercato interno dell'energia potenziando adeguatamente le reti di trasporto transfrontaliero di elettricità e di gas e lo stoccaggio di gas, consolidando il regime concorrenziale in modo da impedire la manipolazione dei prezzi da parte di imprese verticalmente integrate. Infatti, le imprese russe che operano in Europa dovranno adattarsi come tutte le altre imprese alle regole di un mercato unico liberalizzato e competitivo.

Analogamente, i paesi produttori OPEC hanno enormi problemi a effettuare adeguati investimenti per lo sviluppo delle loro risorse di idrocarburi, nonostante il basso costo relativamente ad altre aree del mondo. Per la maggior parte di questi paesi il forte aumento dei prezzi del petrolio negli ultimi anni e il conseguente incremento dei ricavi è solo servito ad alleviare le ristrettezze della finanza pubblica e a raggiungere obiettivi minimi di sviluppo economico e sociale delle popolazioni. Solo una minima parte delle risorse finanziarie è stata allocata al mantenimento e allo sviluppo dei giacimenti di petrolio e gas.

I paesi OPEC osservano che i paesi consumatori ottengono introiti dalla tassazione dei prodotti petroliferi che sono superiori ai ricavi che derivano dall'esportazione di petrolio dei paesi OPEC. Nel periodo 2000-2006 i rispettivi introiti ammonterebbero a 2,9 migliaia di miliardi di dollari per i paesi del G7 contro 2,3 migliaia di miliardi per i paesi OPEC. Il drammatico calo della capacità produttiva inutilizzata dei paesi OPEC avvenuto nel corso degli ultimi due decenni sarebbe attribuibile al basso prezzo del petrolio che non ha incentivato gli investimenti e, dato il forte tasso di crescita demografica, ha portato nel tempo a un impoverimento delle popolazioni. Nel 2006, dopo diversi anni di prezzi sostenuti del petrolio, il reddito medio per abitante nella maggior parte dei paesi OPEC era

ancora inferiore al reddito medio nel 1980, in termini reali.

Secondo l'OPEC le politiche energetiche dei paesi importatori, tese a ridurre i consumi di petrolio attraverso la promozione dell'efficienza e del risparmio energetico, una maggiore tassazione dell'uso dei derivati del petrolio e lo sviluppo delle fonti rinnovabili e del nucleare, scoraggiano gli investimenti in capacità produttiva, aggravando le tensioni sull'equilibrio tra domanda e offerta. D'altra parte, il fabbisogno di petrolio è destinato ad aumentare nel futuro indipendentemente dalle politiche energetiche dei paesi industriali ed è sempre più frenetica l'attività dei maggiori paesi in via di sviluppo per assicurarsi le risorse di idrocarburi di cui hanno bisogno per il loro sviluppo. Le più recenti previsioni dell'AIE<sup>2</sup> indicano un aumento del 21% nel fabbisogno mondiale di petrolio nel 2015 rispetto al 2004. Ma i paesi OPEC, che dovranno farsi carico della maggior parte di questo aumento, non sembrano avere ancora avviato gli investimenti necessari in modo convinto, considerando anche il breve tempo disponibile.

Di fronte a queste problematiche il Consiglio europeo ha adottato nella riunione dell'8 e 9 marzo 2007 il Piano d'azione per l'energia 2007-2009 (per maggiori dettagli sul Piano d'azione si rinvia al Capitolo 1 del secondo volume), nel quale si prefigge di attuare una "politica integrata per l'energia e il cambiamento climatico" con l'obiettivo di raggiungere entro l'anno 2020:

- il risparmio dei consumi energetici dell'Unione europea del 20% rispetto alle proiezioni, contenute nel recente *Libro verde sull'efficienza energetica della Commissione europea*;

- una quota del 20% di energie rinnovabili sul totale dei consumi energetici dell'Unione europea, con un contributo minimo del 10% di biocarburanti al consumo di benzina e gasolio per autotrazione in ciascuno dei paesi membri;
- la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 20% rispetto al 1990, ovvero del 30% quale contributo a un accordo globale per il periodo successivo al 2012, a condizione che altri paesi sviluppati si impegnino ad analoghe riduzioni delle emissioni e i paesi in via di sviluppo economicamente più avanzati si impegnino a contribuire adeguatamente, sulla base delle loro responsabilità e rispettive capacità.

Il Piano di azione ridurrebbe le emissioni di gas serra dell'Unione europea di oltre il 20% rispetto ai valori del 1990. Il calo di circa 1.400 milioni di tonnellate equivalenti di CO<sub>2</sub> rappresenta il 16% circa dell'aumento delle emissioni mondiali nel periodo 2005-2020, una quota significativa ma che non impedisce un aumento complessivo delle emissioni del 28% a livello mondiale (anziché del 33% in mancanza del Piano di azione). A tale riguardo non va sottovalutata la capacità di aumento delle emissioni di gas serra dei paesi in via di sviluppo, considerando che nel quinquennio 2000-2005 la sola area asiatica (essenzialmente Cina e India) ha aumentato le sue emissioni di 590 milioni di tonnellate equivalenti di CO<sub>2</sub>, ovvero di quasi il doppio della riduzione dell'8% delle emissioni dell'Unione europea (-25% nel 1990) e oltre il 75% della riduzione prevista dal Piano di azione europeo per il 2020<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Si veda: AIE, *World Energy Outlook* 2006.

<sup>3</sup> Se si escludono i dieci paesi di accessione entrati nell'Unione europea nel 2004 l'aumento delle emissioni dell'area asiatica nel periodo 2000-2005 corrisponde a 2,3 volte la riduzione prevista dal Protocollo di Kyoto.

TAV. 1.4

**Fabbisogno mondiale di energia primaria ed emissioni di gas serra dalla combustione di fonti fossili 2005-2020**

	CONSUMO DI ENERGIA PRIMARIA (Gtep)							EMISSIONE GAS SERRA (Gt CO <sub>2</sub> )
	CARBONE	PETROLIO	GAS NATURALE	TOTALE FOSSILI	NUCLEARE	RINNOVABILI	TOTALE	
<b>ANNO 2005</b>								
<b>Paesi sviluppati</b>	<b>1,1</b>	<b>2,1</b>	<b>1,2</b>	<b>4,5</b>	<b>0,6</b>	<b>0,3</b>	<b>5,4</b>	<b>12,6</b>
OCSE Nord America	0,6	1,1	0,6	2,3	0,2	0,2	2,7	6,5
OCSE Europa	0,3	0,7	0,5	1,4	0,3	0,1	1,8	4,0
OCSE Pacifico	0,2	0,4	0,1	0,7	0,1	0,0	0,9	2,1
<b>Paesi in via di sviluppo</b>	<b>1,6</b>	<b>1,3</b>	<b>0,6</b>	<b>3,5</b>	<b>0,0</b>	<b>1,1</b>	<b>4,6</b>	<b>10,3</b>
Asia	1,4	0,7	0,2	2,3	0,0	0,7	3,0	7,4
di cui:								
<i>Cina</i>	<i>1,1</i>	<i>0,3</i>	<i>0,1</i>	<i>1,5</i>	0,0	0,3	1,7	4,8
<i>India</i>	<i>0,2</i>	<i>0,1</i>	<i>0,0</i>	<i>0,3</i>	0,0	0,2	0,6	1,1
America Latina	0,0	0,2	0,1	0,3	0,0	0,1	0,5	0,9
Medio Oriente	0,0	0,3	0,2	0,5	0,0	0,0	0,5	1,2
Africa	0,1	0,1	0,1	0,3	0,0	0,3	0,6	0,8
<b>Paesi in transizione</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>0,5</b>	<b>1,0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>1,1</b>	<b>2,6</b>
<b>Bunkeraggi internazionali</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,4</b>
<b>Totale Mondo</b>	<b>2,9</b>	<b>3,8</b>	<b>2,4</b>	<b>9,1</b>	<b>0,7</b>	<b>1,5</b>	<b>11,3</b>	<b>25,9</b>
<b>UE - 25</b>	<b>0,3</b>	<b>0,7</b>	<b>0,4</b>	<b>1,4</b>	<b>0,3</b>	<b>0,1</b>	<b>1,8</b>	<b>3,8</b>
<b>ANNO 2020</b>								
<b>Paesi sviluppati</b>	<b>1,3</b>	<b>2,5</b>	<b>1,5</b>	<b>5,2</b>	<b>0,6</b>	<b>0,5</b>	<b>6,4</b>	<b>14,6</b>
OCSE Nord America	0,7	1,3	0,8	2,8	0,3	0,3	3,3	7,8
OCSE Europa	0,3	0,7	0,6	1,6	0,2	0,2	2,1	4,5
OCSE Pacifico	0,2	0,4	0,2	0,8	0,2	0,1	1,1	2,4
<b>Paesi in via di sviluppo</b>	<b>2,4</b>	<b>2,0</b>	<b>1,1</b>	<b>5,5</b>	<b>0,1</b>	<b>1,4</b>	<b>7,0</b>	<b>16,4</b>
Asia	2,2	1,2	0,4	3,8	0,1	0,8	4,7	11,9
di cui:								
<i>Cina</i>	<i>1,7</i>	<i>0,6</i>	<i>0,1</i>	<i>2,4</i>	0,0	0,3	2,7	7,8
<i>India</i>	<i>0,3</i>	<i>0,2</i>	<i>0,0</i>	<i>0,6</i>	0,0	0,3	0,9	1,8
America Latina	0,0	0,3	0,2	0,5	0,0	0,2	0,7	1,3
Medio Oriente	0,0	0,4	0,4	0,8	0,0	0,0	0,8	2,1
Africa	0,1	0,2	0,1	0,4	0,0	0,4	0,8	1,2
<b>Paesi in transizione</b>	<b>0,2</b>	<b>0,3</b>	<b>0,7</b>	<b>1,2</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>1,3</b>	<b>3,0</b>
<b>Bunkeraggi internazionali</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,5</b>
<b>Totale Mondo</b>	<b>3,9</b>	<b>5,0</b>	<b>3,2</b>	<b>12,1</b>	<b>0,8</b>	<b>2,0</b>	<b>14,9</b>	<b>34,5</b>
<b>UE - 25</b>								
- Scenario di riferimento AIE <sup>(A)</sup>	0,3	0,7	0,5	1,5	0,2	0,2	1,9	4,1
- Piano di azione UE <sup>(B)</sup>	0,2	0,5	0,3	1,0	0,2	0,3	1,5	2,8

(A) Fonte: AIE, *World Energy Outlook 2006*.(B) Elaborazione AEEG sulle previsioni del *Libro verde sull'efficienza energetica (2005)* e sul *Libro verde su una strategia europea per l'energia sicura, competitiva e sostenibile (2006)*.

## Domanda e offerta di energia in Italia nel 2006

Nel 2006 diversi elementi di natura contingente si sono sovrapposti alle dinamiche strutturali del sistema energetico nazionale, determinando discontinuità nelle tendenze di lungo periodo e l'apparenza di mutamenti energetici radicali che tuttavia non trovano conferma in una analisi di causa effetto più approfondita. Il quadro sinottico è riportato nella tavola 1.5; di seguito si delineano i fatti più salienti che hanno contraddistinto il settore energetico nel 2006.

Nonostante l'aumento del Prodotto interno lordo che ha contraddistinto il 2006, il consumo di energia primaria è calato di 2,2 Mtep, cioè dell'1,1% rispetto ai 197,8 Mtep del 2005. La diminuzione dei consumi è stata maggiore negli usi finali, calati del 2,1%, quasi due volte di più dei consumi primari. La maggior parte della riduzione deve attribuirsi alle condizioni climatiche molto favorevoli degli ultimi mesi del 2006 e all'elevato prezzo dell'energia correlato con l'*escalation* nel prezzo del petrolio negli ultimi anni.

Per la prima volta in oltre un decennio, il 2006 ha visto un significativo calo nei consumi di gas naturale. La diminuzione del 2,1% (da 71,2 a 69,7 Mtep) è in prevalenza attribuibile alle temperature miti verificatesi negli ultimi mesi dell'anno. I consumi finali del settore civile sono infatti scesi di 2,3 Mtep (-8,5%) e anche il calo dei consumi del settore industriale (-4,5%) riflette la minore esigenza di riscaldamento nelle unità locali produttive.

Per contro, è aumentato del 6,1% il consumo di gas naturale per la generazione elettrica, grazie all'entrata in funzione di nuovi impianti a ciclo combinato, nonostante l'obbligo di esercizio a olio combustibile degli impianti termoelettrici *dual fuel*, imposto dalle misure di emergenza del Governo nei primi mesi dell'anno al fine di contrastare lo svuotamento prematuro degli stoccaggi di gas.

Nonostante il calo nei consumi, le importazioni di gas naturale sono aumentate del 5,4%, (rispetto a una media del 7,1% nel triennio 2003-2005), con l'obiettivo prioritario di ricostituire le riserve in preparazione di una ripetizione delle condizioni climatiche difficili dell'inverno precedente e di eventuali possibili con-

mitanti interruzioni delle forniture. La mancata verifica di tali condizioni ha portato a un aumento delle giacenze negli stoccaggi a fine anno (surplus di 3,5 miliardi di metri cubi rispetto a un deficit di 1,1 miliardi alla fine dell'anno precedente).

Ha contribuito all'aumento delle importazioni il sempre più consistente calo nella produzione domestica di gas naturale (-9,0%) in quasi tutte le zone del paese. Anche la produzione di petrolio è calata essenzialmente in tutte le zone estrattive (-6,7%), inclusa la Val d'Agri (-3,1%) che nel 2005 aveva invece visto una crescita del 30%.

Le misure di emergenza per il gas si sono riflesse in un significativo rallentamento nella sostituzione del petrolio quale fonte energetica. La generazione elettrica da prodotti petroliferi è infatti diminuita di appena il 2,0%, rispetto a una media annua del 18,6% del precedente triennio. L'impiego di derivati del petrolio è aumentato solo nei trasporti (0,8%) e nei bunkeraggi (2,0%), calando vistosamente (-4,7%) come media dei restanti usi finali. Complessivamente il consumo interno lordo di petrolio e derivati è diminuito dell'1,1%, calo sostanzialmente inferiore alla discesa media annua del 2,3% registrata nel precedente triennio 2003-2005.

L'aumento dei consumi di carbone (+4,6%) riflette in gran parte la ripresa dai bassi livelli dell'anno precedente, attribuibile al blocco del carbonile della centrale di Brindisi Nord, disposto dalla magistratura locale. Rispetto al 2004, i consumi di carbone nella generazione elettrica sono cresciuti in modo meno vistoso ma pur sempre significativo (+0,4 Mtep), considerando che non vi sono ancora stati aumenti di capacità.

Il contributo delle fonti rinnovabili alla generazione elettrica è aumentato apprezzabilmente (+3,6% rispetto al 2005), pur rimanendo ancora notevolmente inferiore al 2004 (-7,4%). Il 2006 è stato caratterizzato sia da un fortissimo sviluppo dell'energia eolica (+ 37%), che ha portato questa fonte a contribuire per l'8,8% alla generazione complessiva da fonti rinnovabili (contro il 6,6% nel 2005 e il 4,4% nel 2004), sia da un apporto idroelettrico naturale notevolmente inferiore alla media dell'ultimo decennio (36,7

contro 41,8 TWh). Il consumo di fonti rinnovabili per la produzione di calore è calato da 1,8 a 1,7 Mtep. Complessivamente l'*input* di energia rinnovabile al sistema nazionale è aumentato da 13,5 a 13,8 Mtep, il 7,1% in termini di energia primaria.

Nel 2006 le importazioni elettriche al netto delle esportazioni sono calate di 4,4 TWh (-9%) rispetto all'anno precedente. La forte riduzione è dovuta sia alla diminuzione delle importazioni (-7,8%) sia all'aumento delle esportazioni (+44,5%) realizzato prevalentemente nel periodo dell'emergenza gas. In quel periodo i nuovi cicli combinati entrati in esercizio negli ultimi anni, pur avendo costi di generazione mediamente più alti, in determinati momenti della curva di carico e in determinate condizioni operative, sono riusciti a competere favorevolmente con gli impianti a carbone e a energia nucleare, prevalenti in altri paesi europei.

Dopo tre anni di relativa stabilità l'intensità energetica primaria e finale (Fig. 1.13) è diminuita in modo significativo (-3%). Tale calo risulta solo marginalmente da azioni di risparmio o da un generalizzato miglioramento dell'efficienza energetica del sistema. Il contributo dei cicli combinati al miglioramento del rendimento si

è sentito prevalentemente nel 2005, quando l'*input* energetico medio nella generazione ha raggiunto 2.018 kcal/kWh da 2.125 kcal/kWh dell'anno precedente (-5,2%). La maggior parte del calo nell'intensità primaria (il 65% circa) riflette il clima eccezionalmente mite. L'evoluzione di lungo termine sembra essersi assestata verso un valore asintotico leggermente superiore a 85, fatto 100 il valore dell'intensità energetica nel 1980.

Per contro la crescita dell'intensità elettrica del paese non sembra mostrare un significativo rallentamento rispetto agli anni storici. Dopo un calo durato tre anni, è aumentata l'incidenza dei consumi di elettricità sui consumi finali complessivi, superando il 20%. Il sostenuto aumento dei consumi elettrici (+2,2%) in presenza di un significativo calo del fabbisogno energetico complessivo è segno dell'ancora forte potenziale di crescita di questo vettore energetico in Italia. È comunque indicativa l'importante correlazione dei consumi elettrici con le condizioni meteorologiche, evidenziata nel 2006 dai picchi di consumo nei mesi caratterizzati da temperature estreme (gennaio, marzo, luglio) e da aumenti particolarmente contenuti nei mesi con temperature relativamente miti (novembre e dicembre).

TAV. 1.5

**Bilancio dell'energia  
in Italia**

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETRICA(A)	TOTALE
<b>ANNO 2006</b>						
1. Produzione	0,63	9,06	5,77	13,21	0,00	28,68
2. Importazione	16,80	63,85	106,82	0,74	10,19	198,41
3. Esportazione	0,17	0,30	27,18	0,00	0,35	28,01
4. Variazione scorte	-0,11	2,91	0,68	0,00	0,00	3,47
5. Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	17,37	69,70	84,74	13,95	9,84	195,60
6. Consumi e perdite del settore energetico	-0,52	-0,83	-6,72	-0,09	-43,87	-52,03
7. Trasformazione in energia elettrica	-12,09	-26,83	-9,59	-11,95	60,46	0,00
8. Totale impieghi finali (5+6+7)	4,77	42,04	68,43	1,91	26,42	143,57
- industria	4,57	16,21	7,43	0,28	12,14	40,63
- trasporti	0,00	0,41	42,86	0,17	0,87	44,32
- usi civili	0,01	24,26	5,85	1,30	12,94	44,36
- agricoltura	0,00	0,17	2,61	0,16	0,46	3,41
- sintesi chimica	0,19	0,99	6,13	0,00	0,00	7,31
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,55	0,00	0,00	3,55
<b>ANNO 2005</b>						
1. Produzione	0,63	9,96	6,11	12,73	0,00	29,43
2. Importazione	16,57	60,61	108,37	0,78	11,06	197,39
3. Esportazione	0,20	0,33	28,90	0,00	0,24	29,67
4. Variazione scorte	-0,04	-0,93	0,34	0,00	0,00	-0,63
5. Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	17,04	71,17	85,24	13,51	10,81	197,78
6. Consumi e perdite del settore energetico	-0,52	-0,84	-6,59	-0,09	-43,16	-51,19
7. Trasformazione in energia elettrica	-11,89	-25,28	-9,43	-11,60	58,21	0,00
8. Totale impieghi finali (5+6+7)	4,63	45,05	69,22	1,83	25,87	146,59
- industria	4,43	16,97	7,50	0,27	11,90	41,06
- trasporti	0,00	0,38	42,57	0,16	0,85	43,96
- usi civili	0,01	26,53	6,63	1,25	12,65	47,06
- agricoltura	0,00	0,17	2,62	0,15	0,46	3,40
- sintesi chimica	0,19	1,00	6,49	0,00	0,00	7,68
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,42	0,00	0,00	3,42

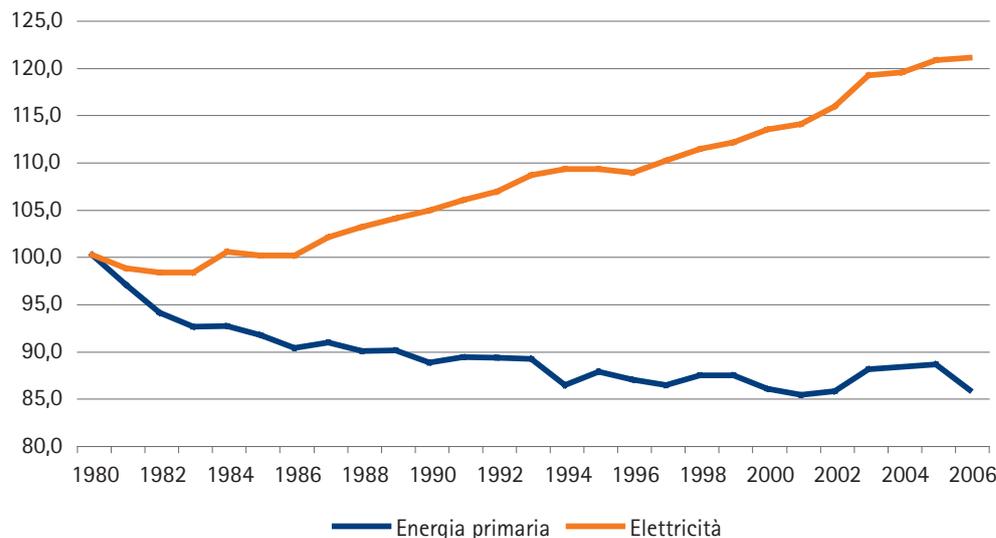
(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a *input* termoelettrico, convenzionale e costante, di 2.200 kcal/kWh.

Fonte: Ministero dell'economia e delle finanze.

FIG. 1.13

**Intensità energetica del Prodotto interno lordo**

Numeri indice 1980 = 100



Fonte: Elaborazione AEEG su dati del Ministero dello sviluppo economico e Istat.

# Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea

Le statistiche Eurostat consentono di valutare, rispetto agli altri paesi dell'Unione europea, il livello dei prezzi italiani pagati dall'utente finale distintamente per diverse tipologie di consumo, specificate per livello di consumo annuo, potenza installata e fattore di carico. Occorre inoltre precisare che, secondo la definizione Eurostat, il prezzo al netto delle imposte è da intendersi non soltanto al netto di quelle vere e proprie (come le accise o l'IVA), ma anche al netto di qualunque tassa o altro onere generale pagabile dal consumatore finale non incluso nel prezzo industriale, come, per esempio, un'ecotassa. Nel caso italiano ciò significa che l'Eurostat, con riferimento ai prezzi dell'energia elettrica, colloca fra le componenti di natura fiscale del prezzo lordo gli oneri generali di sistema (le componenti A e UC), mentre li esclude dal prezzo netto. Inoltre i

prezzi rilevati dall'Eurostat non includono il costo dell'allacciamento iniziale alla rete.

I dati dei prezzi internazionali riportati nei paragrafi seguenti sono stati estratti dal *database* Eurostat il 7 maggio 2007 con riferimento all'energia elettrica e il 3 maggio 2007 con riferimento al gas naturale. Le statistiche includono anche i paesi entrati a far parte dell'Unione europea nell'aprile 2004 e nel gennaio 2007.

I prezzi sono espressi in centesimi di euro per kWh per i consumi di energia elettrica e in centesimi di euro per m<sup>3</sup> per i consumi di gas, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con il cambio corrente (alla data della rilevazione) per i paesi non appartenenti all'Unione monetaria europea. In alcuni casi, tuttavia, si è fatto riferimento anche ai valori calcolati a parità di potere d'ac-

quisto, in quanto questi ultimi esprimono la parità economica dei prezzi dei diversi paesi, rappresentata dal rapporto del potere d'acquisto delle diverse valute rispetto all'euro. Tale parità può divergere anche in modo significativo rispetto alla semplice parità monetaria incorporata nei tassi di cambio effettivi. In partico-

lare, per esempio, alcuni paesi dell'Est europeo come Slovacchia, Slovenia, Romania, Ungheria e i paesi baltici sono caratterizzati da prezzi dell'energia elettrica e del gas molto bassi se espressi in euro a causa del fatto che le corrispondenti valute nazionali sono in larga misura sottovalutate rispetto all'euro.

---

## Prezzi dell'energia elettrica

---

Nel grafico della figura 1.14 è rappresentato l'andamento dei prezzi medi europei dell'energia elettrica da gennaio 1997 a gennaio 2007 con riferimento ad alcune categorie di consumo: utenti domestici, piccoli utenti commerciali/industriali, medi utenti industriali. Fino a gennaio 2000 i prezzi medi europei dell'energia elettrica si sono mossi al ribasso per tutte e tre le categorie di consumo; a partire da quella data i prezzi pagati dai consumatori industriali, dopo una fase di assestamento, hanno ripreso a crescere, con una dinamica molto accentuata a partire da luglio 2004. Tale tendenza a un forte rialzo si è verificata nello stesso periodo anche nel settore domestico, dove prima di allora i prezzi si erano mantenuti stabili intorno al livello raggiunto nel gennaio 2000, mentre si è verificata con un anno di anticipo, a partire dal luglio 2003, con riferimento ai prezzi per i piccoli utenti commerciali/industriali. Su tale dinamica ha sicuramente influito anche l'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica. Nel periodo luglio 2004 – luglio 2006, infatti, i prezzi dell'energia elettrica nelle borse europee di Francia, Germania, Austria e Paesi Bassi hanno messo a segno incrementi superiori al 150%; più contenuti sono stati invece gli aumenti registrati dalle borse spagnola, scandinava e italiana (tra il 38 e l'85%). Nei primi mesi del 2007 i prezzi all'ingrosso nei principali mercati sono rientrati tuttavia sui livelli di luglio 2004.

---

### Prezzi per le utenze domestiche

---

Al 1° gennaio 2007 il prezzo medio europeo, al lordo delle imposte, per un consumatore domestico con consumi annui di

3.500 kWh, era pari a 15,38 c€/kWh, in aumento del 9% rispetto al livello di un anno prima. La figura 1.15 mette in evidenza l'elevata variabilità dei prezzi finali, espressi in euro, tra i paesi dell'Unione europea: l'Italia si colloca ai livelli più elevati insieme a Danimarca, Paesi Bassi, Germania e Norvegia, mentre i paesi dell'Europa Orientale registrano prezzi inferiori, anche del 50-60%, rispetto alla media europea. A parità di potere d'acquisto la variabilità dei prezzi europei tuttavia si dimezza e cambiano anche le posizioni relative: tra i prezzi più bassi si collocano quelli di Grecia, Finlandia, Francia, Regno Unito mentre tra i prezzi più alti si confermano quelli di Italia, Germania e Danimarca insieme a Slovacchia, Polonia e Malta (Tav. 1.6).

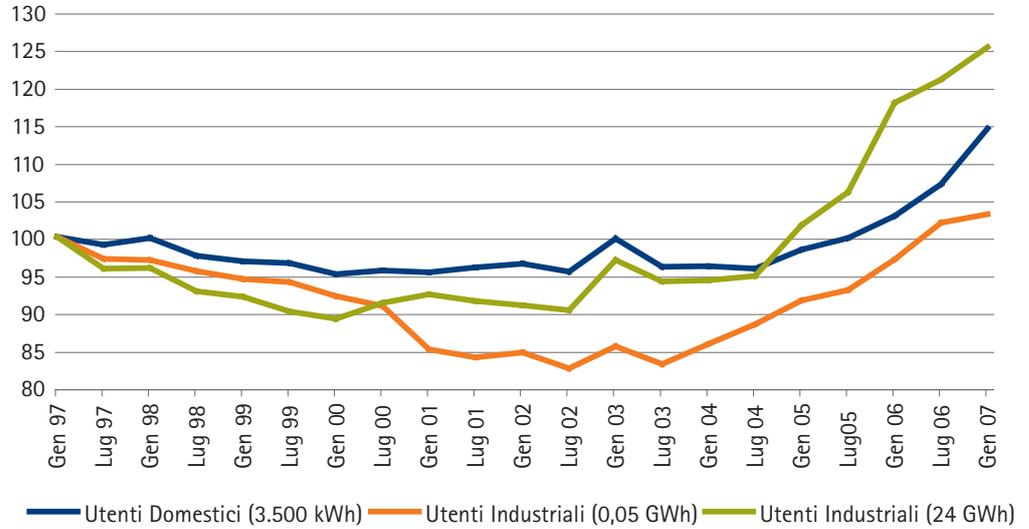
Anche sul fronte della tassazione la realtà europea si mostra estremamente variegata. Alcuni paesi, come l'Italia, i Paesi Bassi, la Norvegia e la Germania registrano prezzi netti particolarmente elevati, sempre con riferimento a un consumo medio annuo di 3.500 kWh, e sono anche caratterizzati da un livello elevato di imposizione fiscale. La Danimarca presenta il livello massimo di tassazione (55%) mentre Malta, il Regno Unito e il Portogallo si collocano sui valori più bassi d'Europa, intorno al 5%. I paesi dell'Europa Orientale presentano sia livelli di prezzo sia carichi fiscali inferiori rispetto alla media europea. Tali numeri sono tuttavia influenzati, come già ricordato, dalla dinamica dei tassi di cambio rispetto all'euro.

I dati di gennaio 2007 confermano l'anomalia italiana determinata da una struttura tariffaria progressiva (accresciuta dal sistema

FIG. 1.14

**Andamento dei prezzi finali dell'energia elettrica in Europa**

Indici dei prezzi medi ponderati<sup>(A)</sup> europei per tre tipologie di consumo (gennaio 1997 = 100)



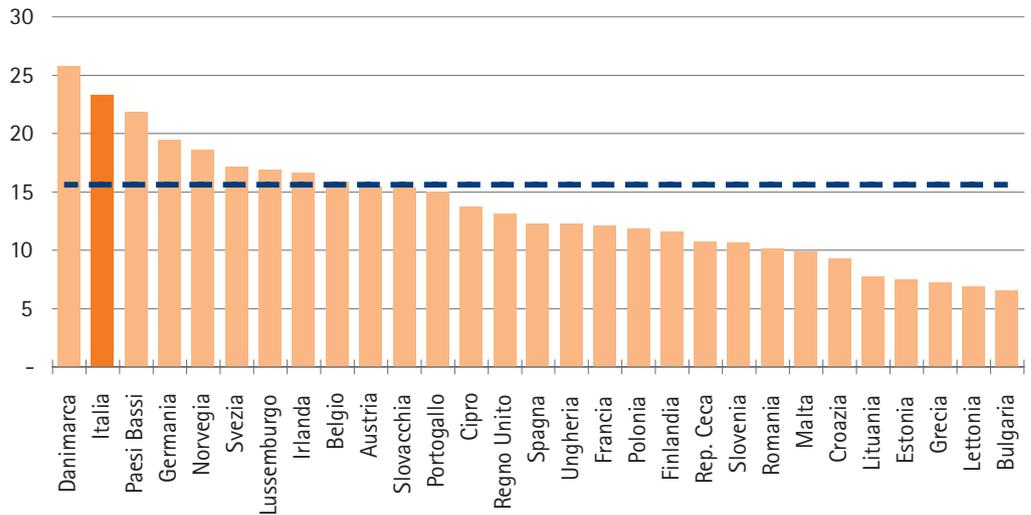
(A) Prezzi medi al netto delle imposte ponderati sui consumi nazionali domestici/industriali dell'anno 2000 con riferimento a 16 paesi: i 15 paesi dell'Unione europea al 1° gennaio 2004 e la Norvegia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.15

**Prezzi finali dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo**

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 3.500 kWh al 1° gennaio 2007<sup>(A)</sup>, c€/kWh



(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004 per l'Unione europea al 1° gennaio 2007 (aggregato di 27 paesi). Nel grafico sono rappresentati anche i prezzi di due paesi che non fanno parte dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.6

	PREZZI A PARITÀ DI POTERE D'ACQUISTO		PREZZI IN EURO	
	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06
Slovacchia	24,31	-5,0	15,37	6,1
<b>Italia</b>	<b>21,71</b>	<b>8,1</b>	<b>23,29</b>	<b>10,5</b>
Polonia	20,27	-0,8	11,84	-0,5
Malta	19,34	9,9	9,87	4,0
Germania	18,24	5,1	19,49	6,4
Danimarca	18,18	6,6	25,79	9,2
Romania	17,30	-7,3	10,17	7,8
Portogallo	17,12	4,2	15,00	6,4
Rep. Ceca	17,04	2,5	10,67	8,3
Bulgaria	16,66	-3,4	6,60	0,0
Cipro	15,28	-5,0	13,76	-3,8
Belgio	14,76	7,5	15,81	9,6
Austria	14,49	13,2	15,45	15,3
Lussemburgo	14,32	1,5	16,84	5,1
Ungheria	14,32	1,5	12,22	13,7
Slovenia	14,11	-1,7	10,64	1,4
Lituania	14,04	1,4	7,76	8,1
Paesi Bassi	13,62	1,1	21,80	4,5
Svezia	13,61	13,8	17,14	19,4
Irlanda	13,20	8,2	16,62	11,5
Spagna	12,58	3,5	12,25	6,8
Estonia	11,76	-1,8	7,50	2,6
Lettonia	11,76	-23,5	6,88	-17,0
Regno Unito	11,27	21,7	13,16	29,0
Francia	10,86	-0,4	12,11	1,4
Finlandia	9,77	6,2	11,60	7,6
Grecia	8,13	-0,5	7,20	2,7
<i>Croazia</i>	<i>13,94</i>	<i>-3,3</i>	<i>9,23</i>	<i>0,1</i>
<i>Norvegia</i>	<i>13,46</i>	<i>24,2</i>	<i>18,56</i>	<i>21,1</i>
<b>EU 27</b>	<b>14,64</b>	<b>5,5</b>	<b>15,38</b>	<b>9,0</b>

### Prezzi finali dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annuali di 3.500 kWh, c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

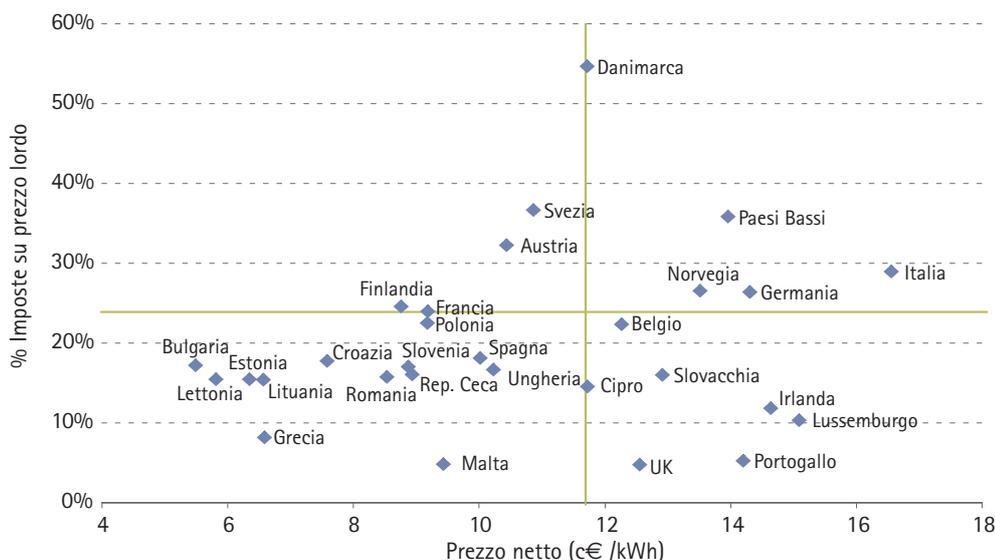


FIG. 1.16

### Prezzi finali dell'energia elettrica e livello di tassazione

UtENZE domestiche con consumi annuali di 3.500 kWh al 1° gennaio 2007<sup>(A)</sup>

(A) Le linee verdi indicano, rispettivamente in verticale e in orizzontale, il prezzo medio netto ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004 e il livello medio di tassazione per l'Unione europea al 1° gennaio 2007 (aggregato di 27 paesi). Nel grafico sono rappresentati anche i prezzi e le imposte di due paesi che non fanno parte dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

di imposizione fiscale che non colpisce i bassissimi livelli di consumo), tale per cui il prezzo unitario dell'elettricità aumenta al crescere dei quantitativi di consumo, per lo meno sino a un certo livello di consumo annuo. Gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi, pari a 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono, infatti, prezzi sia al lordo sia al netto delle imposte molto inferiori a quelli prevalenti in Europa. Una situazione opposta caratterizza le utenze con consumi più elevati: i prezzi applicati in Italia si collocano ben al di sopra dei valori registrati dai principali paesi europei (Fig. 1.17).

Confrontando i prezzi di un consumatore domestico tipo per i principali paesi europei su un arco temporale di 16 anni è possibile osservare come non emerga ancora un chiaro *trend* di convergenza rispetto alla media europea (Fig. 1.18). Il prezzo italiano si mantiene significativamente al di sopra dei prezzi dei principali paesi europei per tutto il periodo considerato.

**Prezzi per le utenze industriali**

Il confronto dei prezzi per le utenze industriali al 1° gennaio

2007 (usi in locali diversi dalle abitazioni: industriali, terziari e agricoli) evidenzia, con riferimento a un consumo annuo di 2.000 MWh, come l'Italia presenti in euro il livello di prezzo più elevato, al lordo delle imposte, tra i 27 paesi membri dell'Unione europea (Fig. 1.19). Alla stessa data il valore medio europeo si attestava sui 10,59 c€/kWh, in aumento del 9,7% rispetto al gennaio 2006 (Fig. 1.19 e Tav. 1.7).

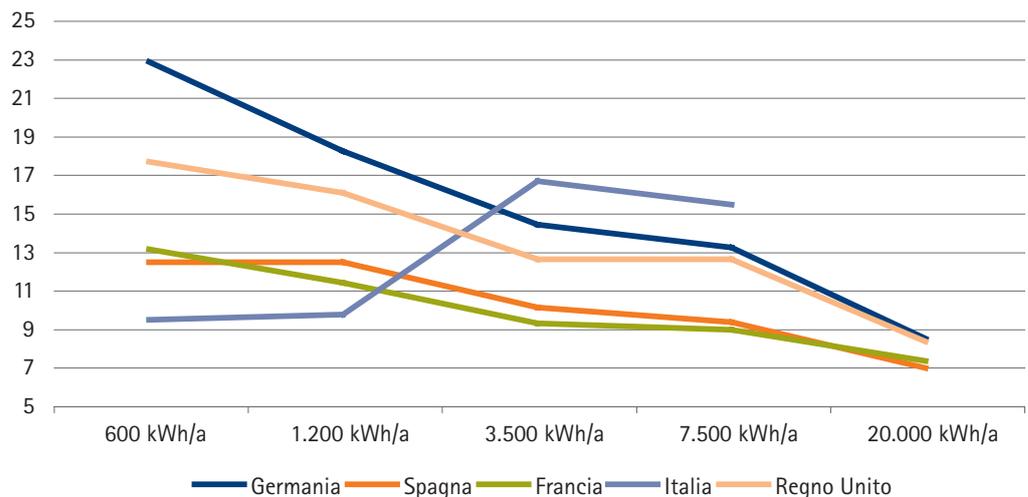
A parità di potere d'acquisto, la dispersione dei prezzi dei diversi paesi rispetto alla media ponderata europea aumenta: Slovacchia, Romania, Ungheria e Repubblica Ceca si collocano sui livelli più elevati mentre Svezia, Finlandia e Francia presentano i prezzi più bassi, inferiori di oltre il 40% rispetto alla media europea (Tav. 1.7).

Le imprese italiane pagano prezzi, al netto delle imposte, inferiori rispetto alle imprese tedesche per le tipologie con consumi più bassi e in linea o leggermente più alti per i consumi più elevati (maggiori di 2 GWh annui). Rispetto ai prezzi pagati dai consumatori industriali francesi, spagnoli e inglesi, le imprese italiane risultano invece penalizzate rispetto a tutte le tipologie di consumo (Fig. 1.20).

FIG. 1.17

**Prezzi finali domestici dell'energia elettrica per i principali paesi europei**

Prezzi per le utenze domestiche al netto delle imposte, 1° gennaio 2007, c€/kWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

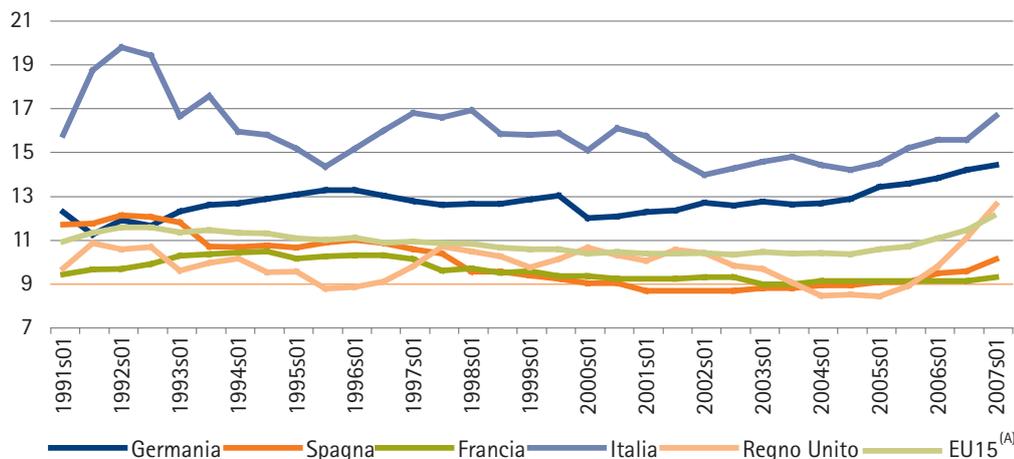


FIG. 1.18

**Andamento dei prezzi finali domestici dell'energia elettrica per i principali paesi europei**

Prezzi al netto delle imposte per un consumatore domestico con consumi annui di 3.500 kWh, €/kWh

(A) L'aggregato EU15 è stato calcolato come valore medio ponderato con i consumi nazionali domestici del 2004.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

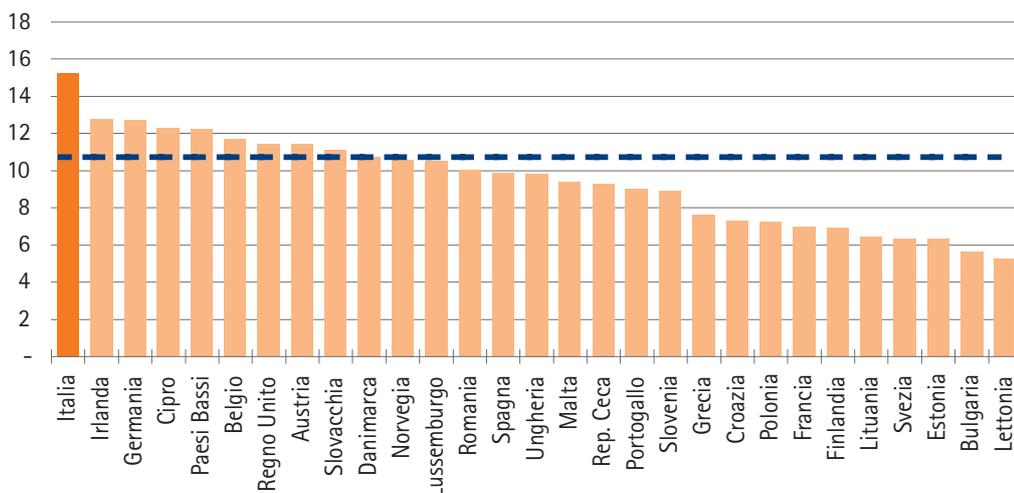


FIG. 1.19

**Prezzi finali dell'energia elettrica per un consumatore industriale tipo**

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 2.000 MWh, al 1° gennaio 2007<sup>(A)</sup>, €/kWh

(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali del 2004 per l'Unione europea al 1° gennaio 2007 (aggregato di 27 paesi). Nel grafico sono rappresentati anche i prezzi di due paesi che non fanno parte dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.7

### Prezzi finali dell'energia elettrica per un consumatore industriale tipo

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 2.000 MWh, c€/kWh

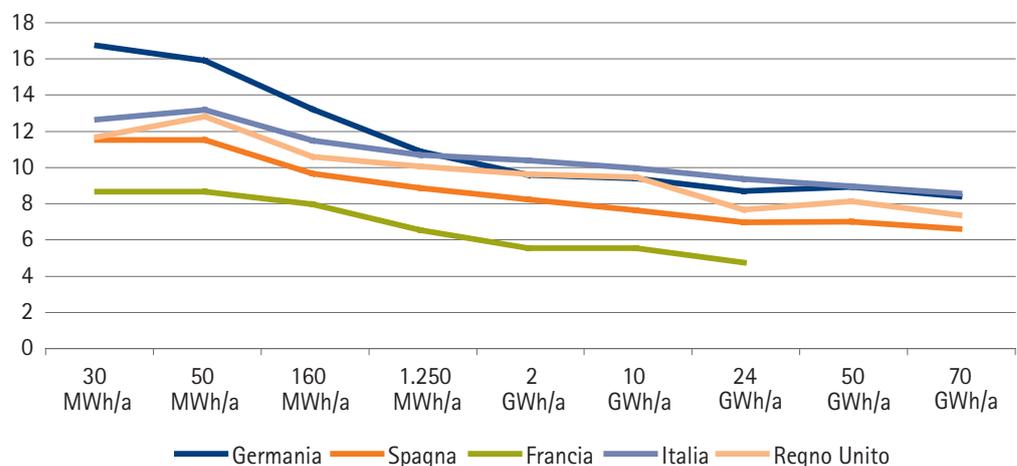
	PREZZI A PARITÀ DI POTERE D'ACQUISTO		PREZZI IN EURO	
	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06
Slovacchia	17,57	8,1	11,11	20,8
Romania	17,05	-6,4	10,02	8,9
Ungheria	15,56	4,2	9,84	7,8
Rep. Ceca	14,86	1,2	9,30	6,9
<b>Italia</b>	<b>14,23</b>	<b>12,4</b>	<b>15,26</b>	<b>14,8</b>
Bulgaria	14,21	-1,5	5,62	1,8
Cipro	13,61	-7,2	12,26	-6,0
Malta	13,00	22,6	9,42	26,3
Polonia	12,38	-0,9	7,23	-0,6
Germania	11,91	9,1	12,72	10,3
Slovenia	11,80	10,3	8,90	14,0
Lituania	11,69	3,2	6,46	9,9
Paesi Bassi	11,22	5,5	12,25	7,6
Belgio	10,95	-1,9	11,73	0,1
Austria	10,72	8,5	11,43	10,4
Portogallo	10,30	3,0	9,03	5,2
Irlanda	10,14	7,9	12,77	11,2
Spagna	10,13	8,7	9,87	12,3
Estonia	9,88	0,3	6,30	4,7
Regno Unito	9,80	11,7	11,44	18,4
Lussemburgo	8,96	7,3	10,54	11,1
Lettonia	8,94	-0,1	5,23	8,5
Grecia	8,59	1,3	7,61	4,5
Danimarca	7,57	-13,1	10,74	-10,9
Francia	6,29	-0,3	7,01	1,4
Finlandia	5,80	-0,9	6,89	0,4
Svezia	5,01	1,4	6,31	6,4
<i>Croazia</i>	<i>11,07</i>	<i>-3,3</i>	<i>7,33</i>	<i>0,1</i>
<i>Norvegia</i>	<i>7,68</i>	<i>34,7</i>	<i>10,58</i>	<i>31,3</i>
<b>EU 27</b>	<b>10,50</b>	<b>6,2</b>	<b>10,59</b>	<b>9,7</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.20

### Prezzi finali industriali dell'energia elettrica per i principali paesi europei

Prezzi per le utenze industriali al netto delle imposte, 1° gennaio 2007, c€/kWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

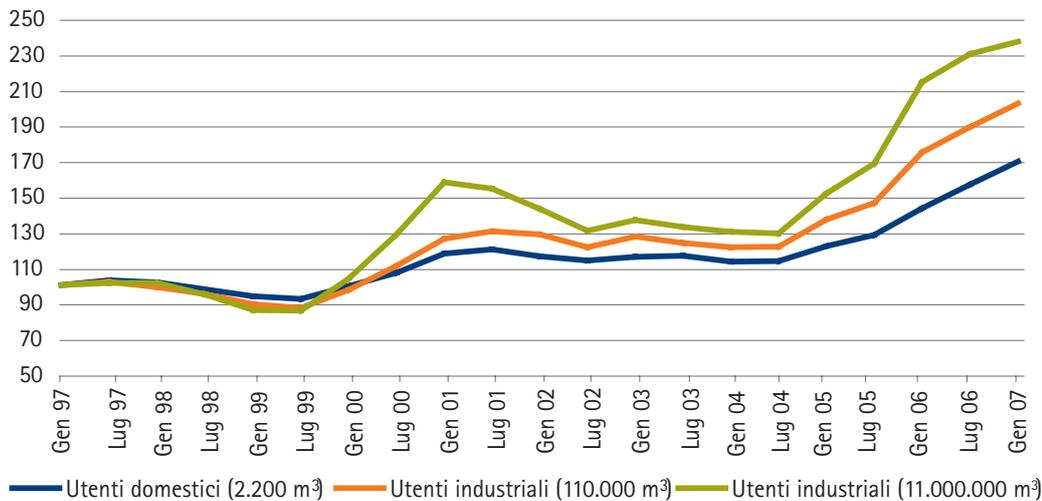


FIG. 1.21

### Andamento dei prezzi finali del gas in Europa

Indice dei prezzi medi ponderati<sup>(A)</sup> europei per tre tipologie di consumo (gennaio 1997 = 100)

(A) Prezzi medi al netto delle imposte ponderati sui consumi nazionali domestici/industriali dell'anno 2000 con riferimento a 13 paesi europei: Austria, Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Portogallo, Regno Unito, Spagna e Svezia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

## Prezzi del gas

Nel grafico della figura 1.21 è rappresentato l'andamento dei prezzi medi europei del gas negli ultimi dieci anni con riferimento ad alcune categorie di consumo: utenti domestici, piccoli utenti commerciali/industriali, medi utenti industriali.

Nel triennio 1997-1999 i prezzi medi europei del gas si sono mossi al ribasso per tutte e tre le tipologie di consumo considerate. A partire dal gennaio 2000, sulla spinta della forte crescita del prezzo del petrolio, i prezzi del gas, in particolare quelli pagati dai consumatori industriali di medie dimensioni, hanno registrato significativi aumenti, anche pari al 60% nell'arco di tre semestri. La fase di rientro avvenuta nel biennio 2001-2002 ha riportato i prezzi del gas su livelli più contenuti, ancorché superiori nel luglio 2004 di circa 20 punti percentuali per tutte e tre le categorie di consumo rispetto ai valori del gennaio 1997.

Nel corso dell'anno successivo, i prezzi hanno registrato un aumento molto accentuato, particolarmente evidente per le due categorie di consumo industriale. In gennaio 2007 tutti e tre i prezzi presi come riferimento hanno raggiunto il massimo stori-

co, con gli utenti industriali che si trovano a pagare un prezzo doppio o più che doppio rispetto a quello di inizio periodo. Nel periodo luglio 2004 – luglio 2006 i prezzi *spot* all'ingrosso in euro del gas naturale nelle principali borse europee sono aumentati di oltre il 90% mentre il prezzo del petrolio, cui direttamente o indirettamente sono indicizzati molti contratti di approvvigionamento di gas, nello stesso periodo è aumentato di circa l'86%. Nella seconda metà del 2006 sia i prezzi all'ingrosso del gas sia il prezzo del petrolio sono gradualmente diminuiti attestandosi all'inizio del 2007 su livelli superiori del 30-40% rispetto al luglio 2004.

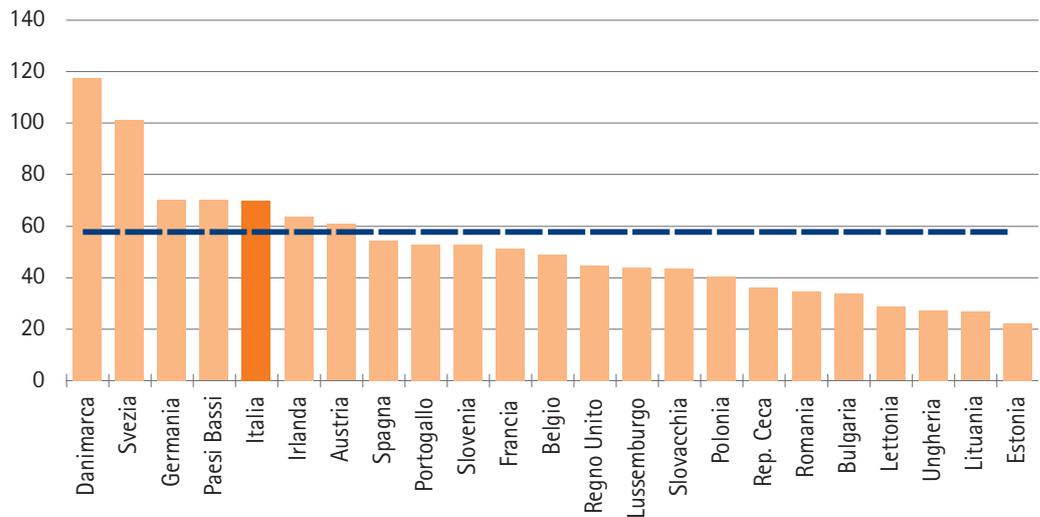
### Utenze domestiche

Al 1° gennaio 2007 il prezzo medio europeo, al lordo delle imposte, per un consumatore domestico con consumi annui di 2.200 m<sup>3</sup> (cui è associato l'utilizzo del gas anche a fini di riscaldamento dell'abitazione), era pari a 56,84 €/m<sup>3</sup>, in

FIG. 1.22

### Prezzi finali del gas per un consumatore domestico tipo

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 2.200 m<sup>3</sup>, al 1° gennaio 2007<sup>(A)</sup>, c€/m<sup>3</sup>



(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004 per 23 paesi dell'Unione europea al 1° gennaio 2007 (sono esclusi dall'aggregato europeo: Cipro, la Finlandia, la Grecia e Malta).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.8

### Prezzi finali del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 2.200 m<sup>3</sup>, c€/m<sup>3</sup>

	PREZZI A PARITÀ DI POTERE D'ACQUISTO		PREZZI IN EURO	
	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06
Bulgaria	84,97	10,9	33,62	14,7
Danimarca	82,76	1,0	117,41	3,4
Svezia	80,36	-2,4	101,19	2,4
Slovenia	69,97	3,4	52,76	6,7
Polonia	69,70	12,6	40,70	13,0
Slovacchia	69,17	-5,5	43,70	5,5
Germania	65,75	14,1	70,24	15,5
<b>Italia</b>	<b>65,06</b>	<b>8,7</b>	<b>69,82</b>	<b>11,2</b>
Paesi Bassi	64,26	6,7	70,12	8,9
Portogallo	60,30	-6,4	52,84	-4,4
Romania	58,59	1,5	34,45	18,1
Rep. Ceca	57,48	-10,8	35,98	-5,8
Austria	57,10	0,3	60,87	2,2
Spagna	55,62	1,1	54,17	4,4
Irlanda	50,59	29,8	63,69	33,7
Lettonia	48,80	29,2	28,55	40,4
Lituania	48,50	6,0	26,80	12,8
Francia	45,95	4,0	51,24	5,8
Belgio	45,80	-6,5	49,07	-4,5
Ungheria	43,13	31,1	27,26	35,6
Regno Unito	38,34	34,6	44,77	42,7
Lussemburgo	37,27	7,7	43,86	11,5
Estonia	35,14	21,6	22,42	27,2
<i>Croazia</i>	<i>47,05</i>	<i>-3,4</i>	<i>31,14</i>	<i>0,0</i>
<b>EU 23</b>	<b>54,67</b>	<b>12,4</b>	<b>56,84</b>	<b>16,2</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

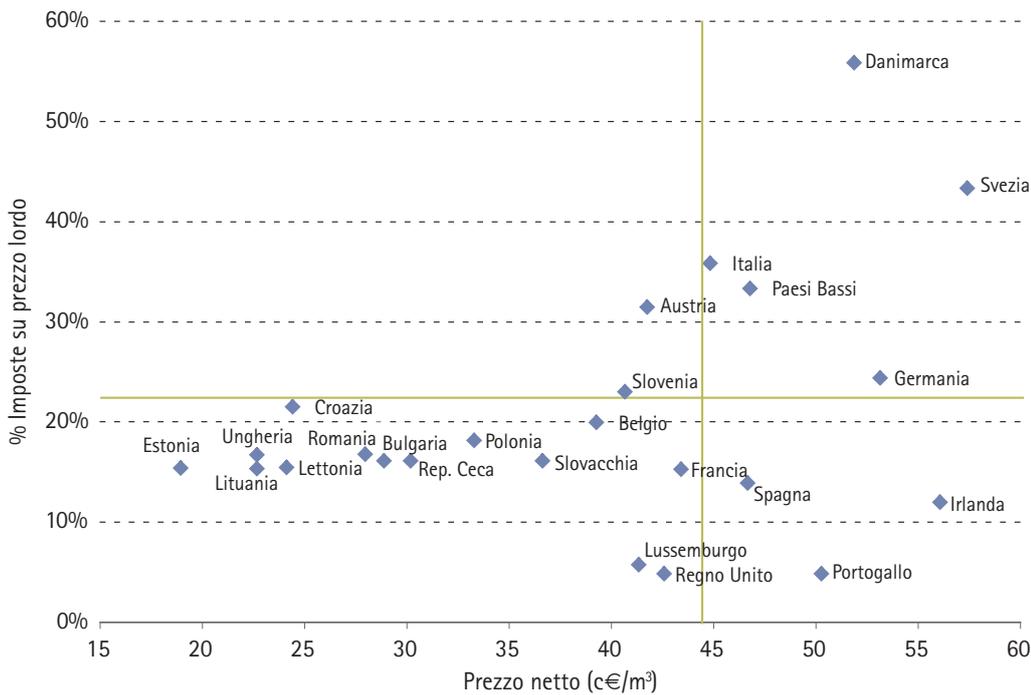


FIG. 1.23

### Prezzi finali del gas naturale e livello di tassazione

Utenze domestiche con consumi annuali di 2.200 m<sup>3</sup>, al 1° gennaio 2007<sup>(A)</sup>

(A) Le linee verdi indicano, rispettivamente in verticale e in orizzontale, il prezzo medio netto ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004 e il livello medio di tassazione per l'Unione europea al 1° gennaio 2007 (aggregato di 23 paesi). Nel grafico, per completezza, sono rappresentati anche il prezzo e le imposte della Croazia anche se questo paese non fa parte dell'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

aumento del 16,2% rispetto al livello di un anno prima. La Danimarca si conferma essere il paese più costoso per la fornitura di gas alla clientela domestica con un prezzo più che doppio rispetto alla media europea. I prezzi delle repubbliche baltiche e dell'Ungheria si collocano, in euro, sui livelli dimezzati rispetto alla media europea (Fig. 1.22). A parità di potere d'acquisto la dispersione dei prezzi lordi rispetto alla media europea si riduce significativamente. I prezzi più elevati sono quelli pagati dai consumatori domestici bulgari, danesi e svedesi con uno scostamento positivo di oltre il 40% rispetto alla media europea mentre per il Regno Unito, il Lussemburgo e l'Estonia lo scostamento è negativo e pari a circa il 30%. L'Italia si posiziona sopra la media europea con un divario nell'ordine del 20% (Tav. 1.8).

Per quanto riguarda la tassazione, sempre con riferimento a un consumo medio annuo di gas naturale pari a 2.200 m<sup>3</sup>, i paesi che risultano caratterizzati da un livello più elevato di imposizione fiscale sono Danimarca, Svezia, Italia e Paesi Bassi, mentre Regno Unito e Portogallo, anche per i prezzi del gas come già notato per i prezzi dell'energia elettrica, si collocano sui valori più bassi d'Europa, intorno al 5% (Fig. 1.23).

Nel confronto con i principali paesi europei i prezzi italiani, al netto delle imposte, risultano significativamente inferiori a quelli tedeschi e superiori a quelli inglesi per tutte le classi di consumo; rispetto ai prezzi francesi e spagnoli si collocano, invece, su valori più bassi in corrispondenza dei piccoli consumatori, in linea per le classi centrali di consumo e leggermente più alti per la classe più elevata di consumo.

Con l'eccezione della Germania, per i principali paesi europei nell'ultimo anno i prezzi finali del gas naturale, con riferimento a un consumatore domestico con volumi annuali pari a 2.200 m<sup>3</sup>, mostrano una significativa convergenza verso l'alto. È probabile tuttavia che si tratti di una dinamica congiunturale piuttosto che di un riavvicinamento strutturale nei livelli di prezzo prevalenti in Europa.

### Utenze industriali

Per quanto riguarda le utenze industriali, nel gennaio 2007, per un livello di consumo annuo intorno a un milione di metri cubi, i prezzi italiani si collocavano al di sotto della media europea, pari a 42,8 c€/m<sup>3</sup>, con uno scostamento negativo del 12% al

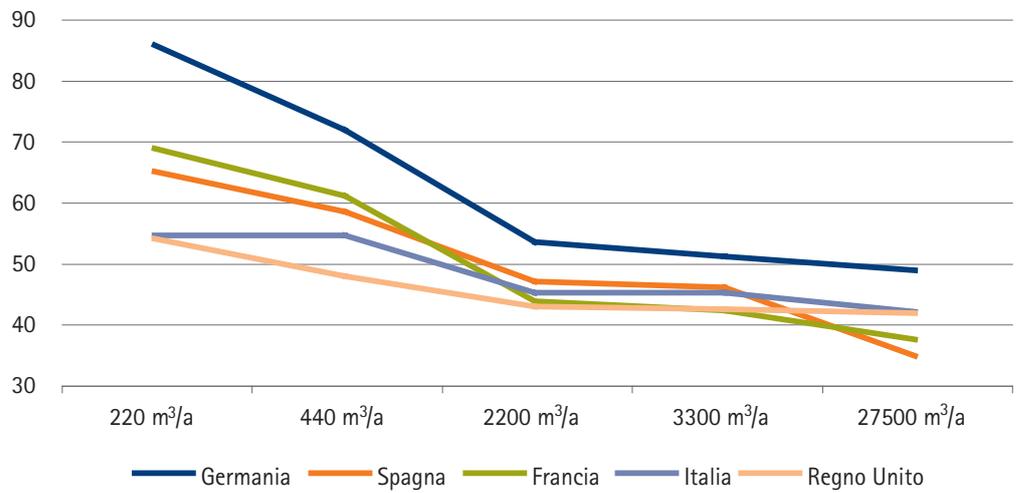
loro delle imposte. Il prezzo più elevato risultava essere quello pagato dalle imprese tedesche (con uno scostamento positivo di oltre il 40% rispetto alla media europea) mentre per le Repubbliche baltiche e la Bulgaria i prezzi si attestavano sui livelli più bassi (con scostamenti negativi significativi, anche superiori al 50%). Anche a parità di potere d'acquisto i prezzi europei presentano una significativa variabilità rispetto alla media ponderata europea. In questo caso il paese più caro per

una fornitura di gas naturale di circa un milione di metri cubi all'anno per la clientela industriale risulta essere l'Ungheria mentre il prezzo danese si colloca sul livello più basso della graduatoria (Tab. 1.9). Con l'eccezione della prima classe di consumo, i prezzi italiani del gas, al netto delle imposte, per gli utenti industriali si collocano sempre al di sopra dei prezzi francesi e spagnoli mentre risultano quasi sempre inferiori ai prezzi tedeschi e inglesi (Fig. 1.27)

FIG. 1.24

**Prezzi finali domestici del gas naturale per i principali paesi europei**

Prezzi per le utenze domestiche al netto delle imposte, al 1° gennaio 2007, €/m<sup>3</sup>

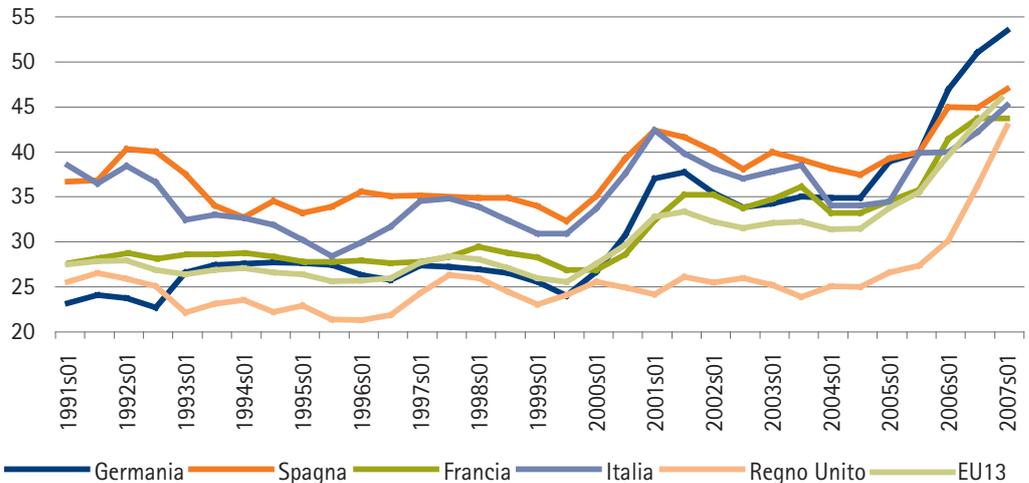


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.25

**Andamento dei prezzi finali del gas naturale per i principali paesi europei**

Prezzi al netto delle imposte per un consumatore domestico con consumi annui di 2.200 m<sup>3</sup>, €/m<sup>3</sup>



L'aggregato EU13 è stato calcolato come valore medio ponderato con i consumi nazionali domestici del 2004.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

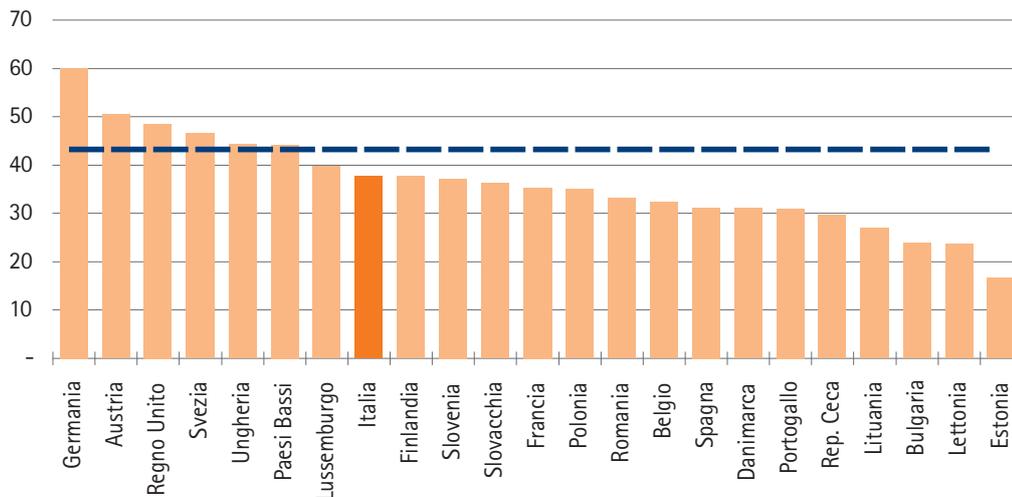


FIG. 1.26

### Prezzi finali del gas naturale per un consumatore industriale tipo

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 1.100.000 m<sup>3</sup>, al 1° gennaio 2007<sup>(A)</sup>, €/m<sup>3</sup>

(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali del 2004 per 23 paesi dell'Unione europea al 1° gennaio 2007 (sono esclusi dall'aggregato europeo: Cipro, Irlanda, Grecia e Malta).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

	PREZZI A PARITÀ DI POTERE D'ACQUISTO		PREZZI IN EURO	
	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06
Ungheria	70,09	19,6	44,31	23,8
Bulgaria	60,23	12,0	23,83	15,9
Polonia	60,00	11,1	35,02	11,5
Slovacchia	57,37	-6,5	36,24	4,4
Romania	56,42	0,9	33,16	17,4
Germania	56,27	16,1	60,11	17,5
Slovenia	49,22	-1,1	37,12	2,1
Lituania	48,92	26,9	27,03	35,0
Rep. Ceca	47,51	-15,3	29,73	-10,6
Austria	47,40	0,3	50,52	2,2
Regno Unito	41,57	11,1	48,54	17,8
Lettonia	40,58	20,5	23,76	30,8
Paesi Bassi	40,43	1,8	44,12	3,9
Svezia	36,93	-5,2	46,48	-0,4
Portogallo	35,40	-0,4	31,03	1,7
<b>Italia</b>	<b>35,06</b>	<b>15,0</b>	<b>37,61</b>	<b>17,5</b>
Lussemburgo	33,81	5,6	39,78	9,4
Spagna	32,05	-5,4	31,25	-2,3
Finlandia	31,64	2,3	37,57	3,8
Francia	31,60	-7,1	35,25	-5,3
Belgio	30,11	-3,5	32,24	-1,6
Estonia	26,00	24,4	16,60	29,8
Danimarca	21,89	-7,1	31,06	-4,9
Croazia	47,74	-3,3	31,60	0,1
<b>EU 23</b>	<b>42,86</b>	<b>6,5</b>	<b>42,80</b>	<b>9,9</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.9

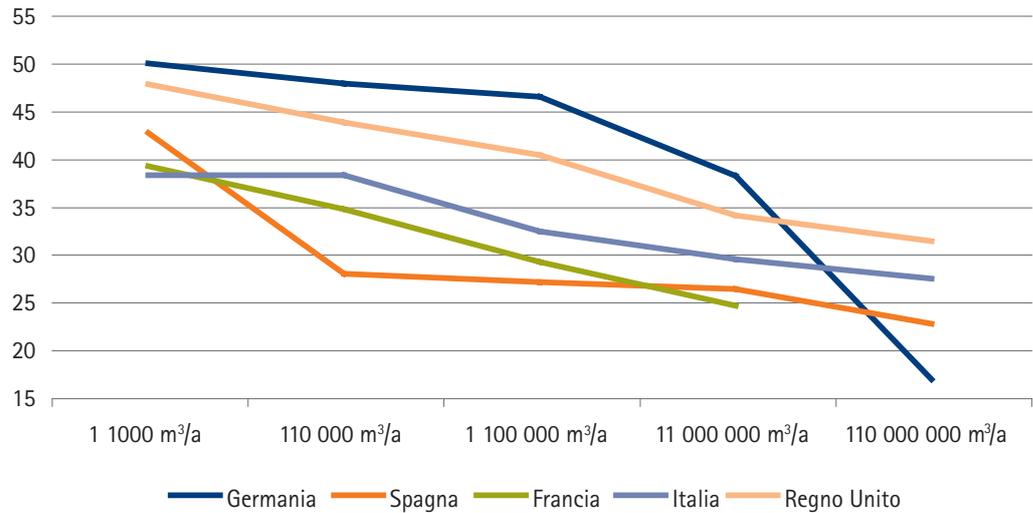
### Prezzi finali del gas naturale per un consumatore industriale tipo

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 1.100.000 m<sup>3</sup>, €/m<sup>3</sup>

FIG. 1.27

### Prezzi finali industriali del gas naturale per i principali paesi europei

Prezzi per le utenze industriali al netto delle imposte, al 1° gennaio 2007, c€/m<sup>3</sup>



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

## Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Dall'1 gennaio 2005 è entrato in vigore il sistema europeo di scambio delle quote di emissioni climalteranti (EU ETS, *European Emission Trading System*) introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE. L'obiettivo del meccanismo è quello di creare un mercato europeo delle emissioni di gas a effetto serra in grado di definire il prezzo delle emissioni di CO<sub>2</sub> e di promuovere una loro riduzione al minor costo da parte delle imprese operanti nei settori energetici e nei settori industriali *energy intensive*.

L'*emission trading*, che si inserisce nell'ambito delle misure adottate per soddisfare gli impegni del Protocollo di Kyoto, prevede una prima fase di applicazione, considerata come periodo di

rodaggio del sistema, negli anni 2005-2007, in vista della seconda fase relativa agli anni 2008-2012, durante la quale dovranno essere raggiunti i *target* di riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo.

### I risultati dell'EU ETS nei primi due anni di operatività: allocazioni ed emissioni effettive

Nel corso del 2006 e nei primi mesi del 2007 è proseguita l'attività di comunicazione delle emissioni effettive di CO<sub>2</sub> da parte delle installazioni sottoposte allo schema 2005-2007; i dati vengono

pubblicati nel registro comunitario delle emissioni, il *Community Independent Transaction Log* (CITL).

A livello europeo, il primo anno di attuazione della direttiva ETS è stato caratterizzato da sovrallocazione; nel complesso le emissioni europee sono risultate inferiori rispetto alle quote assegnate di quasi 84 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, senza considerare le allocazioni a favore dei nuovi entranti<sup>4</sup>. I paesi che hanno maggiormente contribuito alla sovrallocazione sono risultati Polonia (circa 35 MtCO<sub>2</sub>), Germania e Francia, entrambe con un surplus di allocazioni di poco inferiore a 20 MtCO<sub>2</sub>.

Anche i dati relativi al 2006 mostrano che, a livello europeo, le emissioni verificate sono state molto al di sotto di quelle concesse agli Stati membri. Ad aprile 2007, con il 95% circa delle emissioni verificate, le allocazioni concesse per il 2006 risultano essere superiori alle emissioni di 43 MtCO<sub>2</sub>, escludendo i nuovi entranti<sup>5</sup>.

Sulla base dei dati del registro delle emissioni, l'Italia, in forte controtendenza rispetto al *trend* europeo, oltre ad avere avuto un deficit di quote nel 2005, ha visto aumentare il livello di sottoallocazione nel corso del 2006; tra gli altri paesi solo il Regno Unito ha sperimentato una sottoallocazione maggiore o comunque comparabile con quella italiana nei primi due anni di operatività dell'EU ETS. Occorre evidenziare che queste valutazioni sono fatte senza considerare le allocazioni effettive a favore dei nuovi entranti, che, nel rispetto dei limiti relativi alle riserve definiti nei Piani di allocazione nazionali, vengono stabilite sulla base delle domande presentate dagli operatori nuovi entranti. I tre paesi che hanno mostrato il deficit maggiore di quote, Italia, Spagna e Regno Unito, sono anche i paesi che hanno assegnato le riserve maggiori ai nuovi entranti (superiori nel triennio per ciascun paese a 40 MtCO<sub>2</sub>) e questo, nell'ipotesi che ai nuovi entranti vengano effettivamente assegnate quote in linea con quelle previste per le riserve, potrebbe ridurre molto il livello di sottoallocazione fin qui presentato.

La valutazione dell'ammontare delle riserve porta a concludere che, qualora le riserve avessero effettivamente portato a un aumento delle allocazioni complessive a favore dei settori sottoposti

allo schema dell'*emission trading*, la sottoallocazione per l'Italia sarebbe stata inferiore a 3 MtCO<sub>2</sub> e la Spagna avrebbe avuto una sovrallocazione di circa 2 MtCO<sub>2</sub> nel biennio 2005-2006.

Per quanto riguarda l'Italia, l'analisi dei dati pubblicati a fine aprile nel registro comunitario delle emissioni, integrati con le informazioni relative alle allocazioni a favore degli impianti nuovi entranti<sup>6</sup>, evidenzia che il deficit complessivo di quote ammonta a circa 6,4 MtCO<sub>2</sub> nel 2005 e a 9,4 MtCO<sub>2</sub> nel 2006<sup>7</sup>.

Come è possibile osservare dalle tavole di seguito riportate, la sottoallocazione è stata in larga misura determinata da un deficit di quote assegnate al settore termoelettrico, che nel 2005 è risultato scoperto per circa 8,5 MtCO<sub>2</sub> e nel 2006 per 15,9 MtCO<sub>2</sub>.

Gli altri settori coinvolti nel sistema hanno sperimentato sottoallocazioni minori, come nel caso dell'industria dei prodotti minerali, o addirittura sovrallocazioni, come nel caso della raffinazione, degli impianti di combustione diversi dai termoelettrici e degli impianti per la produzione e trasformazione dei metalli ferrosi.

La differenza tra riserva potenziale e allocazioni effettive agli impianti nuovi entranti nel settore termoelettrico, quasi pari nel biennio 2005-2006 a 13 MtCO<sub>2</sub>, ha sicuramente contribuito alla sottoallocazione registrata a livello complessivo e in gran parte, come già evidenziato, determinata da una sottoallocazione di diritti di emissione nel settore della produzione di energia elettrica.

---

#### Il prezzo della tCO<sub>2</sub> nel 2006

---

La situazione di sovrallocazione a livello europeo, delineatasi nella sua entità nella seconda metà di aprile 2006 a seguito della pubblicazione dei primi dati relativi alle emissioni nel 2005, ha determinato un crollo del prezzo della tCO<sub>2</sub> da valori di 25-30 €/tCO<sub>2</sub> nei primi mesi dell'anno a 10-15 €/tCO<sub>2</sub> nei mesi da maggio a ottobre. La fortissima e rapida riduzione nel prezzo ha fatto seguito alla constatazione dell'erroneità delle aspettative fino ad allora prevalenti degli operatori sul mercato, che si attendevano una sostanziale sottoallocazione a livello europeo.

<sup>4</sup> Sulla base dei dati attualmente disponibili, non è possibile determinare il valore delle allocazioni assegnate a favore dei nuovi entranti a livello europeo; il valore massimo della riserva potenziale per il 2005 risulta pari a poco meno di 61 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>.

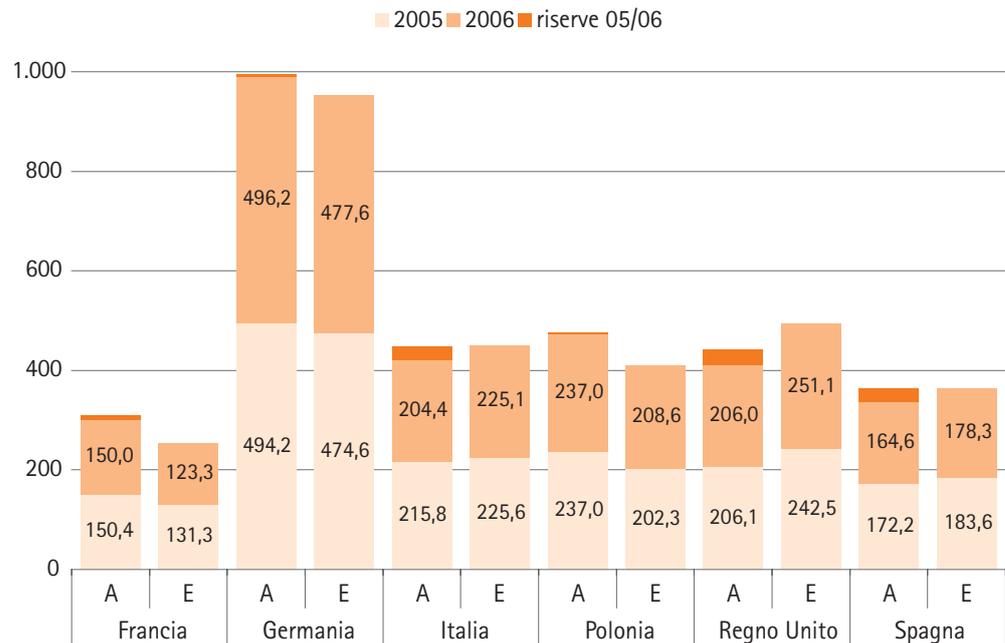
<sup>5</sup> Sulla base dei dati attualmente disponibili, non è possibile determinare il valore delle allocazioni assegnate a favore dei nuovi entranti a livello europeo; il valore massimo della riserva potenziale per il 2006 risulta pari a poco meno di 76 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>.

<sup>6</sup> Le allocazioni a favore dei nuovi entranti per il triennio 2005-2007 sono state definite con la delibera n. 011/2007 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico.

<sup>7</sup> Occorre evidenziare che per il 2006 i dati riportati nel registro sono parziali e provvisori, garantendo la copertura del 90% circa delle emissioni complessive. Relativamente al settore termoelettrico, i dati di emissione non ancora comunicati sono stati stimati partendo dal valore relativo alla produzione di energia elettrica nel corso dell'anno, confrontato con quello dell'anno precedente.

FIG. 1.28

**Allocazioni ed emissioni nei primi due anni di operatività dell'Emission Trading Scheme<sup>(A)</sup>**  
MtCO<sub>2</sub>



A = allocazioni e riserve; E = emissioni

(A) I dati relativi alle emissioni 2006 per la Francia non sono ancora definitivi, dal momento che il 4% circa delle installazioni non ha ancora comunicato i relativi valori. Per gli altri paesi la quota delle installazioni che non hanno ancora comunicato le loro emissioni è inferiore all'1%.

Per quanto riguarda l'Italia, sono stati stimati i valori relativi alle emissioni del 2006 non ancora pubblicati nel registro.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati CITL.

TAV. 1.10

**Allocazione ed emissioni in Italia nel 2005 e nel 2006**  
MtCO<sub>2</sub>

	2005			2006		
	ALLOCAZIONE TOTALE <sup>(A)</sup>	EMISSIONI	DIFFERENZA	ALLOCAZIONE TOTALE <sup>(A)</sup>	EMISSIONI	DIFFERENZA
<b>Attività energetiche</b>	<b>166,6</b>	<b>172,7</b>	<b>-6,0</b>	<b>162,6</b>	<b>172,9</b>	<b>-10,3</b>
Termoelettrico	128,0	136,5	-8,5	123,6	139,5	-15,9
Altri impianti di combustione	14,9	13,7	1,2	15,3	11,7	3,5
<i>Compressione metanodotti</i>	0,8	0,9	0,0	0,9	1,0	-0,1
<i>Teleriscaldamento</i>	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2	0,0
<i>Altro</i>	13,8	12,6	1,2	14,2	10,5	3,6
Raffinazione	23,8	22,5	1,3	23,8	21,7	2,1
<b>Attività industriali</b>	<b>52,6</b>	<b>53,0</b>	<b>-0,4</b>	<b>53,2</b>	<b>52,2</b>	<b>0,9</b>
Produzione e trasformazione dei metalli ferrosi	14,6	13,7	0,9	14,6	13,4	1,2
Industria dei prodotti minerali	32,9	34,2	-1,4	33,4	33,8	-0,5
<i>Cemento</i>	26,2	27,6	-1,5	26,4	27,7	-1,3
<i>Calce</i>	3,0	3,0	0,1	3,2	2,8	0,4
<i>Vetro</i>	3,0	3,0	0,0	3,0	2,8	0,3
<i>Prodotti ceramici e laterizi</i>	0,7	0,7	0,1	0,7	0,6	0,1
Altre attività: pasta per carta e cartoni	5,1	5,1	0,1	5,2	5,0	0,2
<b>TOTALE</b>	<b>219,2</b>	<b>225,6</b>	<b>-6,4</b>	<b>215,7</b>	<b>225,1</b>	<b>-9,4</b>

(A) Allocazioni comprensive delle assegnazioni ai nuovi entranti come da delibera n. 011/2007 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati CITL.

TAV. 1.11

**Riserve per i nuovi entranti e allocazioni ai nuovi entranti nel 2005 e nel 2006**
MtCO<sub>2</sub>

	2005			2006		
	RISERVA NUOVI ENTRANTI(A)	ALLOCAZIONE NUOVI ENTRANTI(B)	DIFFERENZA	RISERVA NUOVI ENTRANTI(A)	ALLOCAZIONE NUOVI ENTRANTI(B)	DIFFERENZA
	<b>Attività energetiche</b>	<b>5,5</b>	<b>3,1</b>	<b>2,4</b>	<b>20,5</b>	<b>10,6</b>
Termoelettrico	4,9	2,5	2,5	19,9	9,6	10,3
Altri impianti di combustione	0,5	0,6	-0,1	0,6	1,0	-0,4
Raffinazione	-	-	-	-	-	-
<b>Attività industriali</b>	<b>1,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,8</b>	<b>1,0</b>	<b>0,8</b>	<b>0,2</b>
Produzione e trasformazione dei metalli ferrosi	0,4	-	0,4	0,2	-	0,2
Industria dei prodotti minerali	0,5	0,0	0,5	0,6	0,5	0,1
Altre attività: pasta per carta e cartoni	0,1	0,2	-0,1	0,2	0,3	-0,1
<b>TOTALE</b>	<b>6,5</b>	<b>3,3</b>	<b>3,1</b>	<b>21,5</b>	<b>11,4</b>	<b>10,2</b>

(A) Riserva definita nel Piano di allocazione nazionale 2005-2007.

(B) Assegnazioni ai nuovi entranti come da delibera n. 011/2007 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati CITL

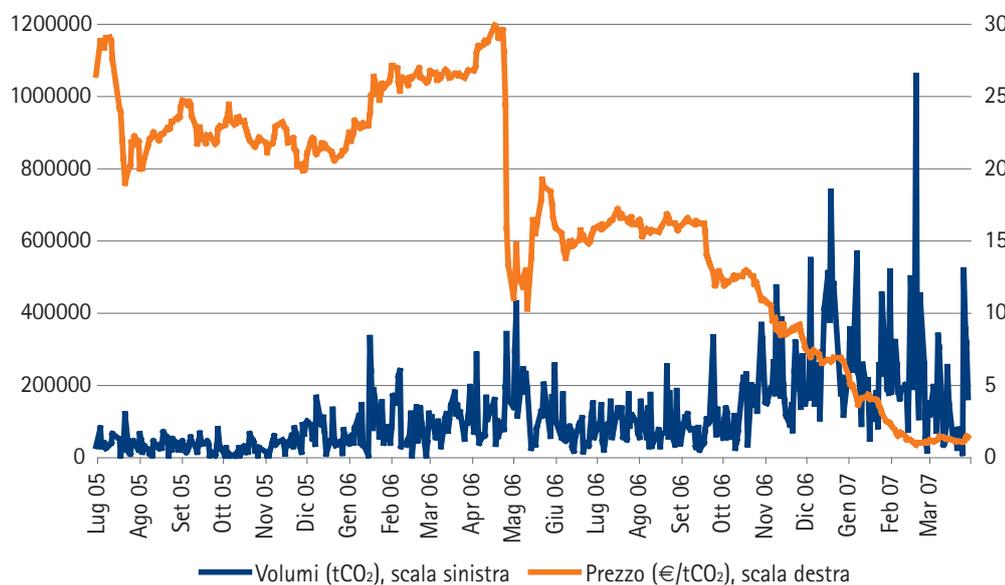


FIG. 1.29

**Andamento del prezzo spot della CO<sub>2</sub> nella borsa Powernext**
€/tCO<sub>2</sub>; tCO<sub>2</sub>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Powernext.

In seguito è iniziato un *trend* di ulteriore discesa dei prezzi che, alla luce anche della pubblicazione dei primi dati sulle emissioni nel 2006, nella seconda metà di febbraio e a marzo 2007 sono scesi anche sotto il valore di 1,0 €/tCO<sub>2</sub>. Il divieto di bancabilità dei diritti di emissione inutilizzati dalla prima alla seconda fase ha sicuramente contribuito a determinare questa perdita di valore delle quote.

Nel corso del 2006, il prezzo medio ponderato della tCO<sub>2</sub> nella borsa francese Powernext è risultato pari a 15,08 €/tCO<sub>2</sub>, inferiore di circa 2 €/tCO<sub>2</sub> rispetto a quello nella borsa tedesca di EEX (17,10 €/tCO<sub>2</sub>). Nei primi tre mesi del 2007, invece, il prezzo della tCO<sub>2</sub>, come già evidenziato, si è molto ridotto, risultando pari in media ponderata a 2,17 €/tCO<sub>2</sub> in Powernext e a 2,60 €/tCO<sub>2</sub> in EEX.

Con riferimento ai volumi scambiati, nel 2006 in Powernext sono stati scambiati diritti su base *spot* per più di 31 MtCO<sub>2</sub>, mentre in EEX i volumi sono stati di poco inferiori a 9 MtCO<sub>2</sub>. Occorre evidenziare che i volumi scambiati nelle borse e la volatilità delle quantità scambiate a livello giornaliero hanno avuto un rilevante incremento dalla fine di ottobre del 2006 fino ai primi mesi dell'anno successivo, in ragione delle decisioni della Commissione europea in tema di allocazioni per il secondo periodo e di bancabilità delle quote tra periodi, che hanno incentivato un aumento dell'offerta di quote di emissione con un conseguente ulteriore indebolimento del prezzo delle quote.

La diffusione dei dati relativi alle emissioni effettive 2006 ha avuto, oltre che un effetto di riduzione del prezzo *spot* della tCO<sub>2</sub>, anche un impatto sui prezzi *future* relativi ai diritti di emissione, sia per il primo periodo sia per il secondo periodo 2008-2012; tuttavia, a seguito del crollo delle quotazioni, i prezzi dei *future* per il primo periodo nella borsa ECX sono scesi più di 5 €/tCO<sub>2</sub> sotto quelli riferiti al secondo periodo. Dopo una lenta fase di riallineamento dei prezzi, a settembre 2006 le quotazioni *future* relative ai due periodi hanno ricominciato a divaricarsi, fino a raggiungere uno scarto di 15 €/tCO<sub>2</sub> a fine marzo 2007.

Una tendenza al rialzo dei prezzi *future* per il secondo periodo ha fatto seguito alle decisioni della Commissione europea nei mesi finali del 2006 di rettificare, rendendoli più stringenti, molti dei Piani di allocazione nazionale 2008-2012, mentre nei primi mesi del 2007 la tendenza al ribasso delle quotazioni per effetto di tra-

scinamento da parte dei prezzi relativi al primo periodo è stata bilanciata dalla diminuzione dei prezzi *future* del gas naturale.

---

### I Piani di allocazione nazionale per il periodo 2008-2012

---

A partire da novembre 2006 la Commissione europea ha approvato i Piani di allocazione relativi al periodo 2008-2012, richiedendo, con le sole eccezioni di Francia, Regno Unito e Slovenia, una riduzione dell'ammontare delle quote assegnate dai Piani inizialmente presentati dagli Stati membri, particolarmente rilevante per Polonia e Germania.

Il 15 maggio 2007 la Commissione si è pronunciata anche in merito al Piano italiano, imponendo una riduzione delle quote pari a 13,25 MtCO<sub>2</sub> su base media annuale. Ulteriori cambiamenti richiesti al Piano notificato alla Commissione il 15 dicembre 2006 riguardano la necessità di fornire informazioni di maggiore dettaglio sul trattamento dei nuovi entranti, l'inclusione nel meccanismo di altre installazioni di combustione facenti parte dello schema negli altri paesi membri<sup>8</sup>, l'eliminazione dei meccanismi di aggiustamento *ex post*<sup>9</sup> e la riduzione del contributo dei meccanismi flessibili al perseguimento degli obiettivi di Kyoto sotto il limite del 15% su base annuale.

Il Piano di allocazione nazionale italiano delle quote di CO<sub>2</sub> per il periodo 2008-2012 trasmesso alla Commissione europea, è stato approvato il 18 dicembre 2006 dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e dal Ministro dello sviluppo economico, con decreto DEC/RAS/1448/2006. Il Piano è stato finalizzato a conclusione di un processo di consultazione avviato il 13 luglio 2006 sullo schema di Piano di allocazione nazionale.

Sulla base del Piano proposto, l'allocazione media annuale di quote di emissione sarebbe dovuta diminuire di circa 14 MtCO<sub>2</sub> rispetto alla prima fase, attestandosi su un valore medio annuale di 209 MtCO<sub>2</sub>. I settori che hanno registrato una diminuzione delle quote assegnate rispetto al periodo 2005-2007 sono quello termoelettrico e della raffinazione; le quote assegnate al primo, in particolare, sono scese da 131,06 MtCO<sub>2</sub>/anno nella prima fase a 100,66 MtCO<sub>2</sub>/anno nella seconda fase (al netto della riserva per i nuovi entranti, pari a 15,84 tCO<sub>2</sub> nel quinquennio 2008-2012)<sup>10</sup>.

---

<sup>8</sup> Si tratta, in particolare, degli impianti che realizzano processi di combustione comprendenti il *cracking*, la produzione di nerofumo di gas, la combustione in torcia, i processi di fabbricazione in forni e la produzione di acciaio integrata.

<sup>9</sup> Il Piano italiano prevede un adeguamento della quantità di quote assegnate in caso di ampliamento dell'utenza di rete di impianti cogenerativi che comporti un aumento delle emissioni superiore al 10%, di "riavvio da chiusura/sospensione parziale di II° periodo", di "interruzione parziale dell'attività", di "sospensione parziale dell'attività" e, nella misura in cui i gestori mantengano una parte delle quote assegnate, di "chiusure per processi di razionalizzazione delle produzioni".

<sup>10</sup> Le assegnazioni 2005-2007, comprensive delle riserve nuovi entranti, sono confrontate con le assegnazioni 2008-2012 relative agli impianti esistenti, nell'ipotesi che tali nuovi entranti siano esistenti al gennaio 2008, al fine ultimo di comparare le assegnazioni relative a una base impianti omogenea.

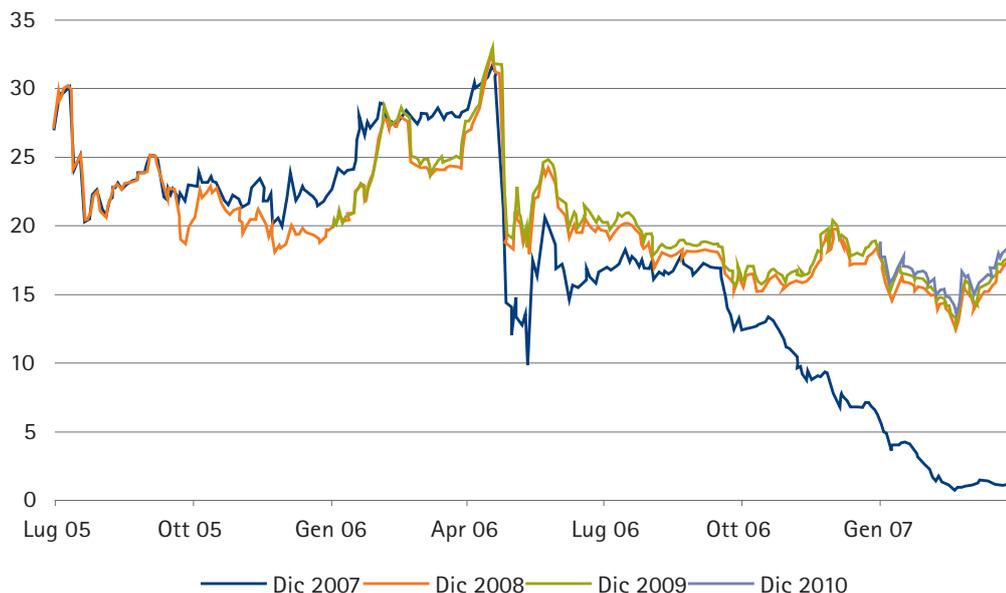


FIG. 1.30

Andamento dei prezzi future della CO<sub>2</sub> nella borsa ECX

€/tCO<sub>2</sub>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati ECX.

TAV. 1.12

Piani di allocazione nazionale per il periodo 2008-2012 approvati dalla Commissione europea al 15 maggio 2007

MtCO<sub>2</sub>

STATO MEMBRO	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE 2005-2007	EMISSIONI CO <sub>2</sub> VERIFICATE NEL 2005	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE PROPOSTA 2008-2012	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE APPROVATA 2008-2012	VARIAZIONE ALLOCAZIONE 2008-2012 RISPETTO A 2005-2007 <sup>(A)</sup>
Austria	33,0	33,4	32,8	30,7	0,4
Belgio	62,1	55,6 <sup>(B)</sup>	63,3	58,5	5,0
Estonia	19,0	12,6	24,4	12,7	0,3
Francia	156,5	131,3	132,8	132,8	5,1
Germania	499,0	474,0	482,0	453,1	11,0
Grecia	74,4	71,3	75,5	69,1	n.a.
Irlanda	22,3	22,4	22,6	21,2	n.a.
Italia	223,1	225,5	209,0	195,8	n.a. <sup>(C)</sup>
Lettonia	4,6	2,9	7,7	3,3	n.a.
Lituania	12,3	6,6	16,6	8,8	0,1
Lussemburgo	3,4	2,6	4,0	2,7	n.a.
Malta	2,9	2,0	3,0	2,1	n.a.
Paesi Bassi	95,3	80,4	90,4	85,8	4,0
Polonia	239,1	203,1	284,6	208,5	6,3
Regno Unito	245,3	242,4 <sup>(D)</sup>	246,2	246,2	9,50
Repubblica Ceca	97,6	82,5	101,9	86,8	n.a.
Slovacchia	30,5	25,2	41,3	30,9	1,7
Slovenia	8,8	8,7	8,3	8,3	n.a.
Spagna	174,4	182,9	152,7	152,3	6,7
Svezia	22,9	19,3	25,2	22,8	2,0
Ungheria	31,3	26,0	30,7	26,9	1,4
<b>Totale</b>	<b>2.057,8</b>	<b>1.910,7</b>	<b>2.054,9</b>	<b>1.859,3</b>	<b>53,4</b>

(A) I valori riportati non comprendono le allocazioni a favore di nuove installazioni in settori già facenti parte dello schema nel primo periodo, mentre comprendono le allocazioni a favore di installazioni che entreranno a far parte dello schema 2008-2012 a seguito di un allargamento dei settori facenti parte dello schema rispetto al primo periodo.

(B) Sono incluse le installazioni temporaneamente escluse dallo schema nel 2005.

(C) L'Italia deve includere nel Piano ulteriori installazioni, per questo motivo l'ammontare delle emissioni aggiuntive non è al momento noto.

(D) Sono escluse le installazioni temporaneamente escluse dallo schema nel 2005, ma che saranno incluse nello schema 2008-2012.

Fonte: Commissione europea.

Tale scelta si è basata sull'ipotesi che, rispetto agli altri settori regolati dalla direttiva, sia il settore termoelettrico sia il settore della raffinazione siano caratterizzati da un maggior potenziale di riduzione delle emissioni, da una minore esposizione alla concorrenza internazionale, nonché dalla maggiore possibilità di redistribuire sui clienti finali i maggiori oneri derivanti dall'eventuale acquisto dei permessi. Il Piano nazionale di assegnazione e il relativo parere della Commissione europea costituiranno la base per la predisposizione del successivo Schema di decisione di assegnazione, anch'esso sottoposto a un processo di consultazione, che dovrà tenere conto dei rilievi avanzati dalla Commissione europea in sede di valutazione del Piano proposto.

### La revisione dell'EU ETS a partire dal 2013

Nel novembre del 2006 la Commissione europea ha pubblicato un *report* al Consiglio e al Parlamento europeo sul funzionamento dello schema EU ETS, in ottemperanza all'art. 30 della Direttiva 2003/87/CE. Nel documento la Commissione ha analizzato come il sistema ha funzionato nei primi due anni di operatività, evidenziando le aree tematiche attraverso le quali indirizzare un processo di revisione del meccanismo a partire dal 2013. I quattro aspetti fondamentali identificati nel documento riguardano:

- la copertura del meccanismo in termini di settori e gas sottoposti all'EU ETS: oggetto di valutazione saranno la definizione di dettaglio delle tipologie di impianti di combustione da sottoporre al sistema, l'opportunità di includere le piccole installazioni e di riconoscere il contributo delle attività di cattura e di stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub>, nonché la possibilità di estendere il sistema alle emissioni di N<sub>2</sub>O e di CH<sub>4</sub>;
- l'armonizzazione e la prevedibilità del sistema, che riguarda in particolare l'ipotesi di introdurre un *cap* unico a livello europeo o, alternativamente, dei tetti di emissione a livello nazionale, la valutazione dell'opportunità di introdurre meccanismi d'asta ai fini delle allocazioni e la definizione della normativa relativa agli impianti nuovi entranti e agli impianti in chiusura;
- l'introduzione di regole uniformi per il monitoraggio e la certificazione delle emissioni;
- il coinvolgimento di paesi terzi, attraverso l'ipotesi di *linking* dell'EU ETS con altri sistemi di *trading* delle emissioni, a livello nazionale e regionale, oltre che la valorizzazione del livello di partecipazione dei paesi in via di sviluppo e a economia in transizione ai progetti relativi al *Clean Development Mechanism* e alla *Joint Implementation*.

