

1.

Contesto
internazionale
e nazionale

Quadro economico ed energetico

Mercato internazionale del petrolio

Domanda e offerta

Dopo due anni di stagnazione, il 2010 ha visto una generale ripresa dell'economia a livello mondiale, seppure molto differenziata tra aree, come si può desumere dalla tavola 1.1 che confronta i tassi di crescita nel 2010 con quelli medi del periodo 2005-2007.

Per riflesso, il fabbisogno mondiale di petrolio ha ripreso a crescere in modo assai sostenuto, a tassi doppi rispetto a quelli storici degli anni immediatamente precedenti la crisi (3,4% rispetto a una media dell'1,6% negli anni 2005-2007), recuperando buona parte del terreno perduto nel periodo 2008-2009. La crescita è stata molto forte nei paesi non OCSE (5,7% contro una media del 4,1% nel 2005-2006), anche in funzione della maggiore dinamicità dell'economia (Tav. 1.2), come pure nei paesi OCSE, nonostante la più debole ripresa: 1,4% contro un calo dello 0,1% nel 2005-2007. Tuttavia, mentre i consumi di petrolio nei paesi non OCSE non hanno mai smesso di crescere anche nel corso della crisi, aumentando complessivamente del 22% nell'ultimo quinquennio, nei paesi OCSE sono rimasti sostanzialmente sta-

gnanti, quando non in calo, e nel 2010 erano ancora inferiori del 7% rispetto a quelli del 2005.

Tale divaricazione non dovrebbe modificarsi significativamente nei prossimi anni. Secondo il Fondo monetario internazionale (FMI) la crescita nei paesi più avanzati, che si identificano in buona parte con i paesi OCSE, rimane esposta a fragili condizioni finanziarie, debito pubblico in crescita, disoccupazione e prezzi dei beni di consumo in aumento, più che nei paesi non OCSE. Inoltre, nella maggior parte dei paesi più avanzati contribuiscono a ridurre l'incremento della domanda di energia alcuni meccanismi di contenimento dei consumi, sia come conseguenza dello sviluppo tecnologico, sia perchè imposti e regolamentati dalle politiche governative. A fronte di un leggero calo nella crescita dell'economia mondiale (da 5,0% nel 2010 a 4,4% nel 2011), l'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) prevede infatti un aumento della domanda di petrolio del 3,5% nei paesi non OCSE, addirittura superiore a quello verificatosi nel 2010. Nei paesi avanzati, nonostante la crescita economica ancora significativa (2,4% secondo l'FMI), si prevede che la domanda complessiva di petrolio rimanga stabile, pari ai livelli del 2010.

TAV. 1.1

Tassi di crescita dell'economia mondiale

Valori percentuali

AGGREGATO MONDIALE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011 ^(A)	VAR. 2010/MEDIA 2005/2007
Mondo	4,6	5,2	5,4	2,9	-0,5	5,0	4,4	0,99
Economie avanzate	2,7	3,0	2,7	0,2	-3,4	3,0	2,4	1,06
Gruppo G7	2,4	2,6	2,2	-0,2	-3,7	2,8	2,3	1,16
Paesi asiatici di nuova industrializzazione	4,8	5,8	5,9	1,8	-0,8	8,4	4,9	1,52
Unione europea	2,2	3,5	3,2	0,7	-4,1	1,8	1,8	0,59
Europa centrale e orientale	5,9	6,4	5,5	3,2	-3,6	4,2	3,7	0,71
Paesi asiatici in via di sviluppo	9,5	10,4	11,4	7,7	7,2	9,5	8,4	0,91
America Latina e Caraibi	4,7	5,6	5,7	4,3	-1,7	6,1	4,7	1,14
Medio Oriente e Nord Africa	5,4	5,8	6,2	5,1	1,8	3,8	4,1	0,65
Africa sub sahariana	6,2	6,4	7,2	5,6	2,8	5,0	5,5	0,76

(A) Dati previsivi.

Fonte: Fondo monetario internazionale, *World Economic Outlook Database*, aprile 2011.

TAV. 1.2

Consumi di petrolio a livello mondiale dal 2005 al 2010 e previsioni al 2011

Milioni di barili/giorno

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011 ^(A)
Paesi OCSE	49,8	49,5	49,3	47,6	45,5	46,1	46,1
Nord America	25,6	25,4	25,5	24,2	23,3	23,9	24,0
Europa	15,7	15,7	15,5	15,4	14,5	14,4	14,4
Pacifico	8,6	8,5	8,4	8,0	7,7	7,8	7,7
Paesi non OCSE	34,2	35,7	37,3	38,6	39,6	41,8	43,3
Russia e altri paesi ex URSS	3,9	4,0	4,1	4,2	3,9	4,3	4,4
Europa	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
Cina	6,7	7,2	7,5	7,7	8,5	9,4	10,0
Resto Asia	8,8	9,0	9,5	9,7	10,0	10,4	10,6
America Latina	5,1	5,4	5,7	6,0	6,0	6,3	6,5
Medio Oriente	6,0	6,3	6,6	7,0	7,3	7,5	7,7
Africa	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,2	3,4
TOTALE MONDO	84,0	85,3	86,6	86,2	85,0	87,9	89,4

(A) Dati previsivi.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report*, vari anni.

L'incremento della domanda, verificatosi nel 2010 rispetto al 2009, è stato soddisfatto in prevalenza dai paesi OPEC. Questi hanno registrato un aumento della produzione di 1,0 milione di barili/giorno, contro un rialzo di 0,7 milioni di barili/giorno nei paesi non OPEC non OCSE, e di appena 0,1 milioni di barili/giorno nei paesi OCSE (Tav. 1.3). Significativa è stata la continua crescita della produzione

nei paesi ex URSS, soprattutto in Russia, che dura oramai da oltre un decennio e che ha contribuito per quasi la metà dell'incremento dei paesi non OCSE nel 2010. Ha concorso ad alleggerire la tensione sull'equilibrio tra domanda e offerta anche l'aumento della produzione di biocarburanti, soprattutto in Brasile e negli Stati Uniti (0,2 milioni di barili/giorno).

TAV. 1.3

Produzione di petrolio
a livello mondiale
dal 2005 al 2010
e previsioni al 2011
Milioni di barili/giorno

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011 ^(A)
Paesi OCSE	20,2	19,8	19,5	18,7	18,8	18,9	18,8
Nord America	14,0	14,0	13,9	13,3	13,6	14,1	14,2
Europa	5,6	5,3	5,0	4,7	4,5	4,2	4,1
Pacifico	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6
Paesi non OCSE non OPEC	27,1	27,7	28,2	28,4	29,1	29,8	30,5
Russia e altri paesi ex URSS	11,8	12,3	12,8	12,8	13,3	13,6	13,7
Europa	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9	4,1	4,3
Resto dell'Asia	3,8	3,7	3,6	3,6	3,6	3,7	3,6
America Latina	3,5	3,5	3,6	3,7	3,9	4,1	4,4
Medio Oriente	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Africa	2,4	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,6
Altro non OPEC	2,5	2,9	3,2	3,7	3,8	4,1	4,3
Miglioramenti di raffinazione	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3
Biocarburanti	0,5	0,8	1,1	1,4	1,6	1,8	2,0
Totale non OPEC	49,8	50,4	50,9	50,8	51,7	52,8	53,6
Totale OPEC^(B)	34,9	35,0	34,6	35,6	33,5	34,5	35,8
<i>di cui gas liquidi</i>	4,3	4,3	4,3	4,4	4,8	,3	5,9
TOTALE MONDO	84,7	85,4	85,5	86,4	85,2	87,4	89,4
Variazione scorte^(C)	0,7	0,2	-1,1	0,2	0,2	-0,6	0,0

(A) Dati previsivi.

(B) Riferita ai paesi appartenenti all'OPEC all'1 gennaio 2009. Include gas liquidi oltre a greggio. La produzione nel 2010 non è una previsione, ma è calcolata come differenza tra il fabbisogno mondiale e la produzione non OPEC nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

(C) Calcolata come differenza tra il fabbisogno e l'offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e derivati del petrolio, petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e differenze statistiche.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report*, vari anni.

Con una produzione di 34,5 milioni di barili/giorno nel 2010, inclusi i gas liquidi oltre al greggio, la produzione OPEC ha praticamente raggiunto il livello del 2007, ma è ancora lontana dal massimo di 35,6 milioni di barili/giorno, toccato nel 2008. Non ci sarebbero, inoltre, problemi per un aumento anche significativo della produzione, considerando la capacità inutilizzata nei paesi OPEC, stimata dall'AIE in circa 5

milioni di barili/giorno, che potrebbe essere resa disponibile nel giro di 30 giorni (Tav. 1.4). Anche togliendo la produzione libica, rimane un margine più che sufficiente per coprire la domanda attesa nel corso del 2011. Tuttavia, per una serie di motivi, l'ampia disponibilità di greggio non mette i paesi consumatori al riparo da aumenti, pure sostenuti, del prezzo del greggio.

TAV. 1.4

Produzione di greggio OPEC e capacità di riserva nel 2011

Milioni di barili/giorno

PAESI	PRODUZIONE EFFETTIVA	FEBBRAIO 2011 PRODUZIONE SOSTENIBILE	CAPACITÀ DI RISERVA	FINE 2011 ^(A)	
				PRODUZIONE SOSTENIBILE	VARIAZIONE CAPACITÀ DI RISERVA
Algeria	1,28	1,31	0,03	1,35	0,04
Angola	1,60	1,84	0,24	2,01	0,17
Arabia Saudita	8,90	12,10	3,20	12,10	0,00
Ecuador	0,49	0,50	0,01	0,50	0,00
Emirati Arabi Uniti	2,48	2,70	0,22	2,74	0,04
Iran	3,68	3,70	0,02	3,68	-0,02
Iraq	2,68	2,75	0,07	2,78	0,03
Kuwait	2,38	2,55	0,17	2,55	0,00
Libia	1,39	1,80	0,41	1,82	0,02
Nigeria	2,16	2,50	0,34	2,66	0,16
Qatar	0,82	1,00	0,18	0,98	-0,02
Venezuela	2,20	2,35	0,15	2,29	-0,06
TOTALE OPEC	30,06	35,10	5,04	35,46	0,36

(A) Dati previsivi.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report*, aprile 2011.

Innanzitutto, i turbamenti politici in atto nei paesi del Medio Oriente e del Nord Africa possono estendersi ad altri paesi che sono ben più critici per l'equilibrio tra domanda e offerta. Il solo rischio di questa eventualità offre una sponda alla speculazione e si traduce in un rialzo dei prezzi, come si è visto con l'accelerazione delle quotazioni a partire dal mese di febbraio 2011, nonostante l'ampia offerta. L'Arabia Saudita e, in misura minore, il Kuwait e gli Emirati Arabi Uniti hanno fatto fronte al calo della produzione libica e nigeriana, senza tuttavia alleviare l'escalation dei prezzi, per la notevole differenza nella tipologia dei greggi. La diminuzione della disponibilità dei greggi leggeri libici e nigeriani si è riflessa in un aumento dei prezzi dei raffinati, data la necessità di sostituirli con altri greggi leggeri ma alquanto scarsi o di utilizzare greggi più pesanti con tecnologie e processi di raffinazione più costosi. Peraltro, diversi esperti esprimono dubbi in merito alla capacità dell'Arabia Saudita di aumentare la produzione di 1-2 milioni di barili/giorno, in soli 30 giorni.

Vi sono, inoltre, alcuni limiti oltre i quali anche l'Arabia Saudita, l'unico paese produttore attualmente in grado di assicurare le eventuali risorse mancanti, non è disposta ad andare. A seguito dei tumulti e dei disordini verificatisi nel Medio

Oriente e in Nord Africa, il governo saudita ha avviato una serie di riforme sociali ed economiche pluriennali che nel solo 2011 richiederanno un esborso di 35 miliardi di dollari, spesa sostenibile soltanto con prezzi del petrolio superiori a 85-90 dollari al barile. Pertanto, è nell'interesse dell'Arabia Saudita, come in quello di altri grandi paesi dell'OPEC, mantenere quotazioni del greggio più alte possibili, senza incorrere in effetti negativi sull'economia mondiale che si risolverebbero in un calo delle vendite e del prezzo.

Inoltre, da almeno un decennio si è vista una forte crescita dei consumi di petrolio, che nel 2009 hanno oltrepassato i 2,6 milioni di barili/giorno e che sembrano proiettati ad andare oltre i 3,5 milioni nei prossimi anni, vale a dire quasi un terzo della produzione dell'Arabia Saudita (Fig. 1.1). Più in generale, va sottolineato che già oggi il consumo di petrolio dei paesi OPEC ammonta a oltre il 25% della produzione. Tale incidenza è destinata a crescere, limitando le risorse effettivamente disponibili per i paesi consumatori, anche se, nel più lungo termine, una possibile forte ascesa della produzione irachena dovrebbe alleviare le condizioni di domanda e offerta. È su questo sfondo che va letto l'andamento del prezzo del greggio nel corso del 2010 e dei primi mesi del 2011.

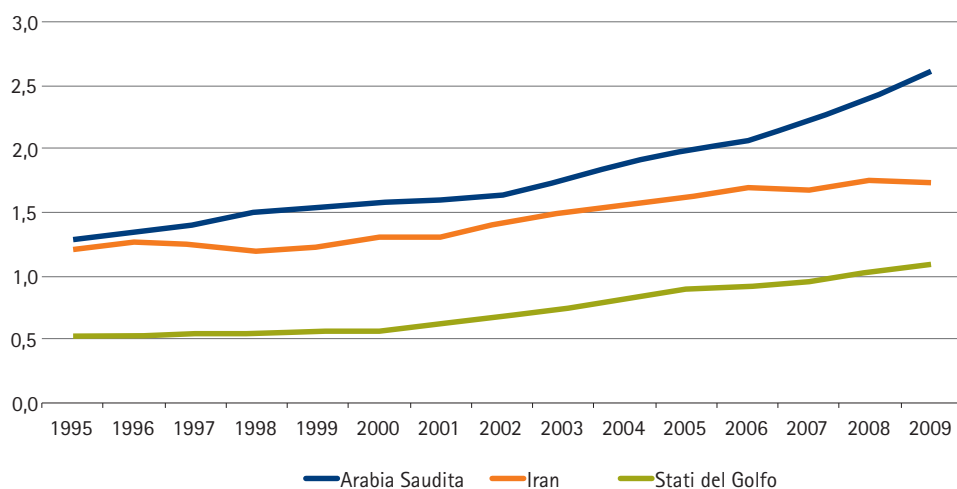


FIG. 1.1

Consumo di petrolio nei principali paesi produttori del Medio Oriente nell'ultimo decennio

Milioni di barili/giorno

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

Prezzo del greggio

Rispetto al 2007 e al 2009, che hanno visto un incremento del prezzo del greggio di circa il 70%, il 2010 è risultato relativamente tranquillo.

Tra gennaio e dicembre si è registrato, infatti, un aumento di appena il 20%, nonostante i livelli di inizio fossero d'anno alquanto elevati: 76,2 \$/barile nel 2010, rispetto a 53,9 \$/bari-

le nel 2007 e 43,3 \$/barile nel 2009. La stasi, determinata dal mancato supporto dei fondamentali e da una ripresa economica ancora molto stentata, è stata tuttavia seguita immediatamente, nei primi mesi del 2011, da una sostenuta escalation, assai simile per livello e accelerazione a quella che aveva avuto luogo nella prima parte del 2008, e che si era poi conclusa nel luglio di quell'anno con quotazioni superiori a 140 \$/barile (Fig. 1.2).

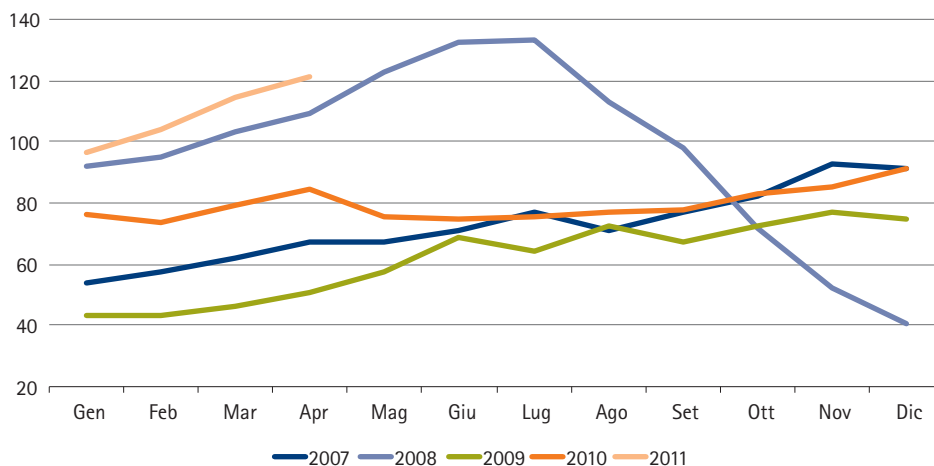


FIG. 1.2

Prezzo mensile del Brent nell'ultimo quinquennio

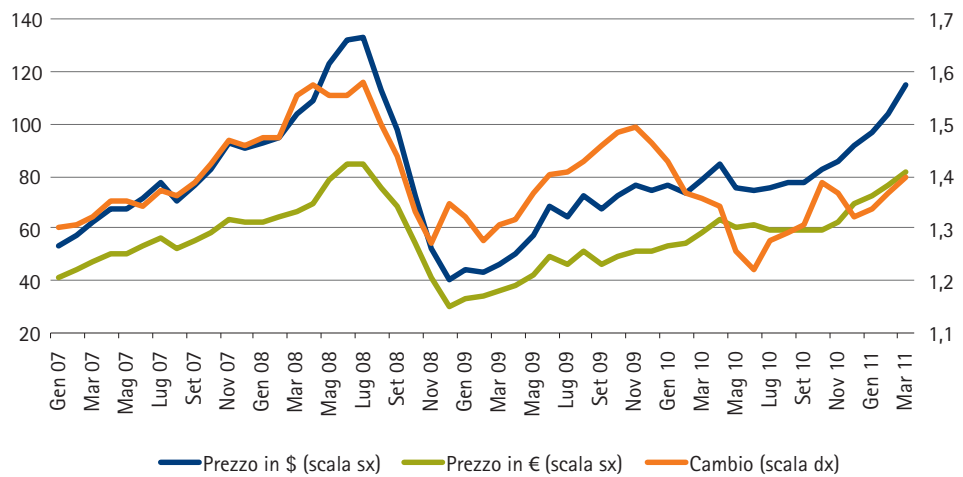
\$/barile

Fonte: *Physical delivery BFO spot prices (Brent, Forties and Oseberg)*, ICIS LOR.

L'andamento verificatosi si è certamente avvantaggiato di un significativo miglioramento dell'economia mondiale, che ha portato a un incremento della domanda e dei prezzi, ed è stato poi sospinto dai rivolgimenti politici nel Nord Africa e nel Medio Oriente, intensificatisi dalla metà del mese di febbraio. La crescita vista nei primi mesi del 2011 non sarebbe stata possibile in assenza della continua e forte crescita della domanda petrolifera dei paesi asiatici, soprattutto della Cina. È tuttavia fuori dubbio che l'aumento dei prezzi del petrolio è stato assecondato dalla speculazione da parte degli operatori del mondo della finanza, che si avvalgono del greggio come *commodity* su cui scommettere per aumentare i loro guadagni. A tale riguardo, desta crescente preoccupazione lo sviluppo di alcuni nuovi strumenti speculativi, introdotti in tempi recenti, che rimettono in pericolo la stabilità finanziaria. Si tratta soprattutto degli *Asset Backed Securities* (ABS) e degli *Exchange Traded Funds* (ETF) sintetici. I primi sono veicoli finanziari, strut-

turati a elevato rischio, che hanno come sottostante categorie di debito di bassa qualità, quale quella dei finanziamenti per l'acquisto di automobili a rischio di mora molto elevato. Gli ETF sintetici, non avendo costi né di ingresso né di uscita, si prestano ad abusi da parte di speculatori che, per esempio, intascano i soldi degli investitori senza acquistare le *commodity* sottostanti. Sembra infatti eccessiva la circolazione di ETF sintetici, che in aprile 2011 avevano raggiunto il valore di 1.300 miliardi di dollari, ben superiore ai titoli effettivamente disponibili sul mercato. L'aggressività della speculazione attraverso strumenti nuovi e a elevato rischio nel corso del 2010 si riflette anche nella mancanza di una chiara correlazione del prezzo del petrolio con l'andamento del cambio dollaro/euro, che negli anni precedenti aveva significativamente orientato gli investimenti finanziari (Fig. 1.3). Il coefficiente di correlazione, pari a 0,74 nel periodo compreso tra gennaio 2007 e dicembre 2009, negli ultimi 15 mesi è risultato pari ad appena 0,24.

FIG. 1.3
Prezzo del Brent e cambio dollaro/euro
 \$/barile e cambio \$/€



Fonte: Platts e Banca centrale europea.

Sta di fatto che il 2010 ha visto una impennata del volume di finanziamenti a bassa garanzia, che non ha nulla da invidiare alla crescita avvenuta nel 2007 (l'anno prima del crack finanziario), dal 5% a circa il 25% dei crediti totali in un solo anno. La legge Dodd-Frank¹, entrata in vigore negli Stati Uniti a

luglio del 2010 contro la speculazione finanziaria ad alto rischio, è rimasta inefficace in attesa dei regolamenti attuativi, la cui promulgazione è ostacolata dalle potenti lobby della finanza. Pertanto, le condizioni al contorno non promettono bene per l'andamento del prezzo nel 2011.

¹ Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act.

In positivo c'è da rimarcare che negli ultimi anni l'elevato prezzo del greggio, quasi 85 \$/barile dal 2007 (se si escludono i mesi immediatamente successivi alla crisi del 2008), ha consentito di mantenere elevati livelli di attività di ricerca e sviluppo nelle aree non OPEC, permettendo un significativo aumento della capacità produttiva che l'AIE quantifica in

circa 0,8 milioni di barili/giorno distribuiti tra Russia, paesi del Caspio, Africa, America Latina e Asia. A tale riguardo fa fede l'andamento delle attività di perforazione, strettamente correlate con il prezzo del greggio con un ritardo che negli ultimi anni si è mantenuto sempre inferiore ai 3-4 mesi (Fig. 1.4).

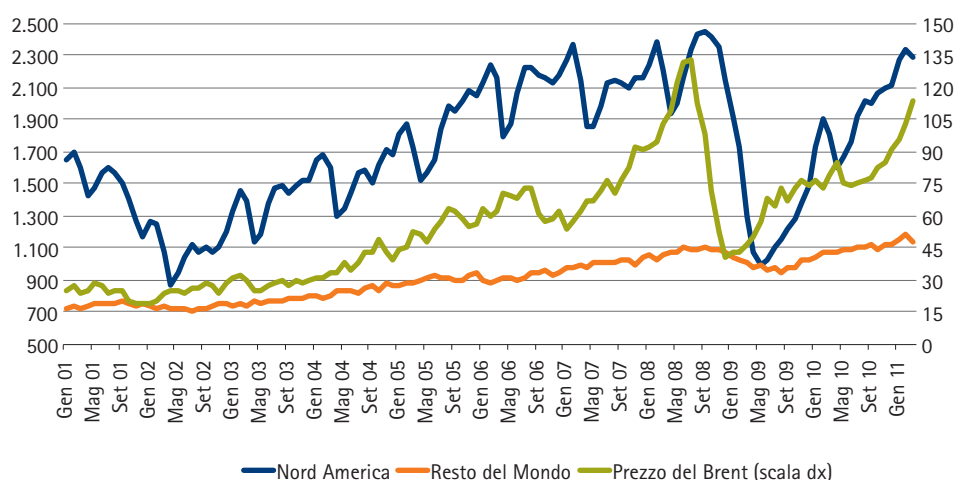


FIG. 1.4

Numero di impianti di perforazione attivi e prezzi del greggio nell'ultimo decennio
Prezzo del Brent in \$/barile

Fonte: Baker Hughes International.

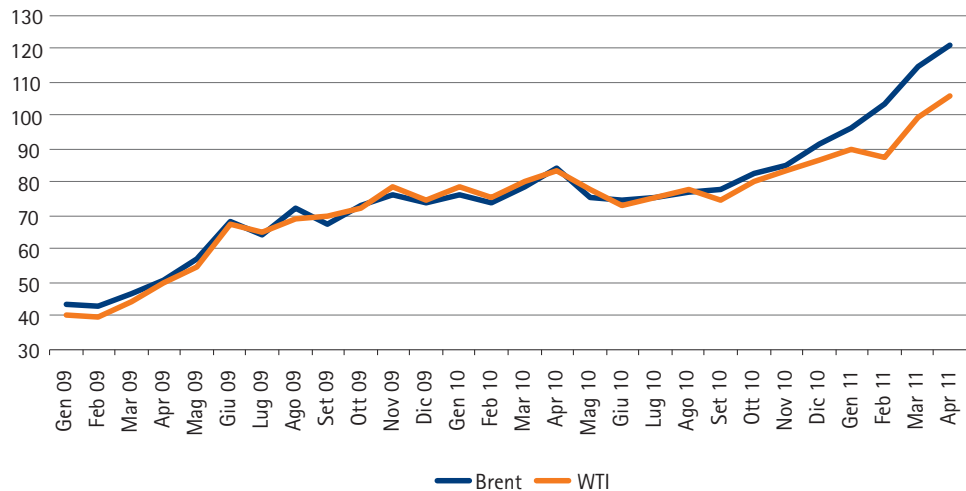
Divario tra prezzo del Brent e del WTI

Significativo è l'allargamento della forbice tra i prezzi dei greggi Brent e *West Texas Intermediate* (WTI), da valori oscillanti attorno allo zero fino al mese di agosto 2010, ma poi decisamente sempre più a favore del Brent, a valori mai visti nel passato che hanno anche superato i 15 \$/barile (Fig. 1.5). Negli ultimi anni il forte calo nella produzione del Brent, greggio leggero simile al WTI, può aver favorito l'aumento del prezzo, ma non tanto da provocare una tale disparità nel giro di pochi mesi. Dietro la divaricazione dei prezzi sta notoriamente l'ingorgo di nuovi flussi di petrolio provenienti dal

Canada e dagli Stati produttori del Nord, in mancanza di sufficienti infrastrutture di sbocco dal centro di raccolta di Cushing verso le aree di domanda (Cushing è tra l'altro un terminale privo di sbocchi sul mare). Nello stato del North Dakota la produzione di greggio diretta ai depositi di Cushing è raddoppiata in meno di due anni. Nel mese di aprile 2011 le richieste di capacità sul principale oleodotto in uscita ammontavano a 1,9 milioni di barili contro un'effettiva disponibilità di 230.000 barili, quasi dieci volte inferiore. Il problema potrà essere risolto solo con la creazione di nuovi oleodotti a valle e richiederà diversi anni, considerate le crescenti importazioni dal Canada.

FIG. 1.5

Prezzi del WTI e del Brent
\$/barile



Fonte: Bloomberg per WTI e ICIS LOR per Brent.

Mercato dei prodotti

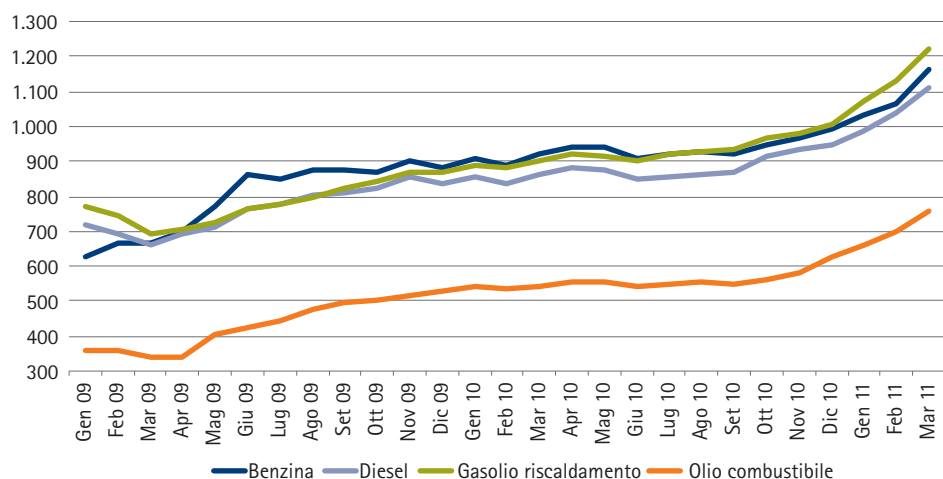
Durante la maggior parte del 2010 il prezzo dei principali prodotti sui mercati internazionali è rimasto abbastanza stabile in sintonia con il prezzo del greggio (Fig. 1.6). È solo a partire da novembre che si nota un accenno agli aumenti che si sono poi manifestati nei primi mesi del 2011. Tale andamento è in netto contrasto con quanto avvenuto nell'anno precedente, che ha visto una crescita del prezzo dei prodotti molto meno marcata di quella del greggio, come si rileva dalla figura 1.7. Essa evidenzia un crollo del rapporto tra prezzo dei prodotti e del greg-

gio del 40% per i prodotti più pregiati e del 20% per l'olio combustibile. A livello di grandi aree, solo il Giappone ha mostrato un andamento sensibilmente diverso con una significativa crescita del prezzo dei prodotti, più o meno in linea con quella del 2009 (Fig. 1.8). Tuttavia, se nel 2009 il crollo del *cracking margin* (rapporto tra il prezzo dei prodotti e quello del greggio) si è ripetuto in modo analogo nelle tre aree OCSE, nel 2010 il rapporto ha ripreso a crescere sensibilmente nel Giappone, mentre ha continuato a scendere in Europa e nel Nord America per tutto il 2010 e durante i primi mesi del 2011 (Fig. 1.9).

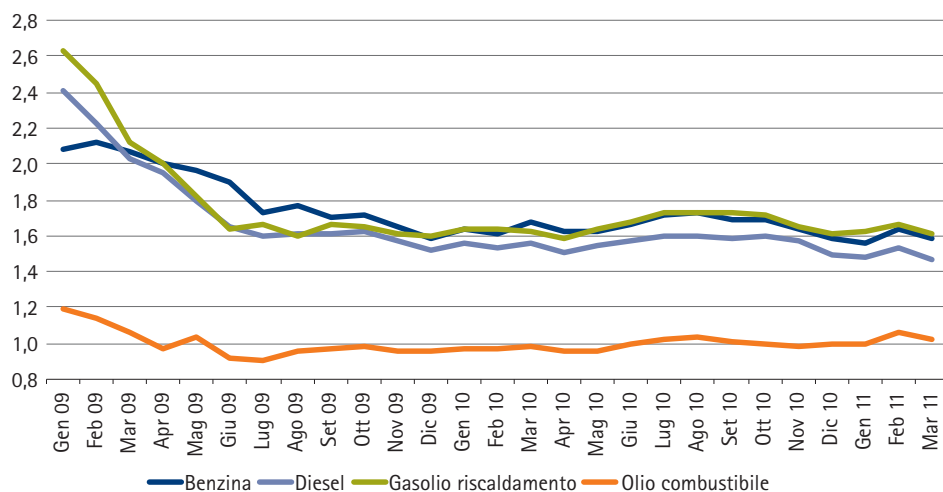
FIG. 1.6

Prezzi dei principali prodotti sui mercati internazionali nell'ultimo biennio

\$/tep; prezzi medi al netto delle imposte ponderati con i consumi dei principali paesi (Canada, Francia, Germania, Giappone, Italia, Spagna, Regno Unito e Stati Uniti)



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

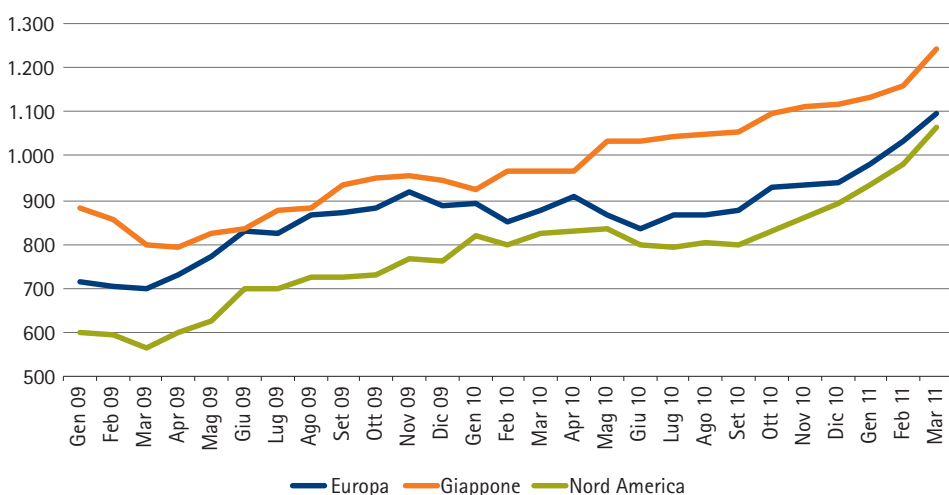


Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

FIG. 1.7

Rapporto tra i prezzi dei principali prodotti e il prezzo del greggio

Prezzi medi ponderati con i consumi dei principali paesi (Canada, Francia, Germania, Giappone, Italia, Spagna, Regno Unito e Stati Uniti)

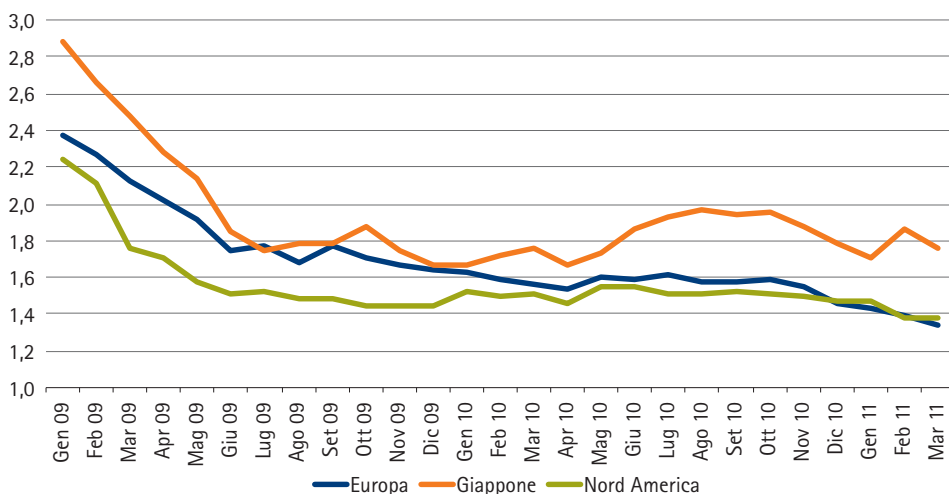


Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

FIG. 1.8

Prezzi medi dei prodotti petroliferi nelle principali aree di consumo mondiale

\$/tep; prezzi al netto delle imposte



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

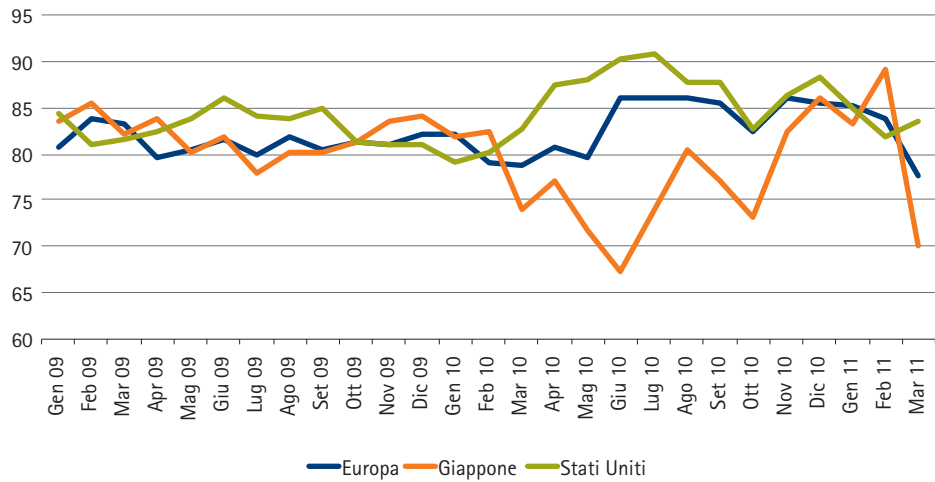
FIG. 1.9

Rapporto tra i prezzi dei principali prodotti e il prezzo del greggio nelle principali aree mondiali

Prezzi al netto delle imposte

FIG. 1.10

Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione
Valori percentuali



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report* e *OPEC Monthly Oil Market Report*.

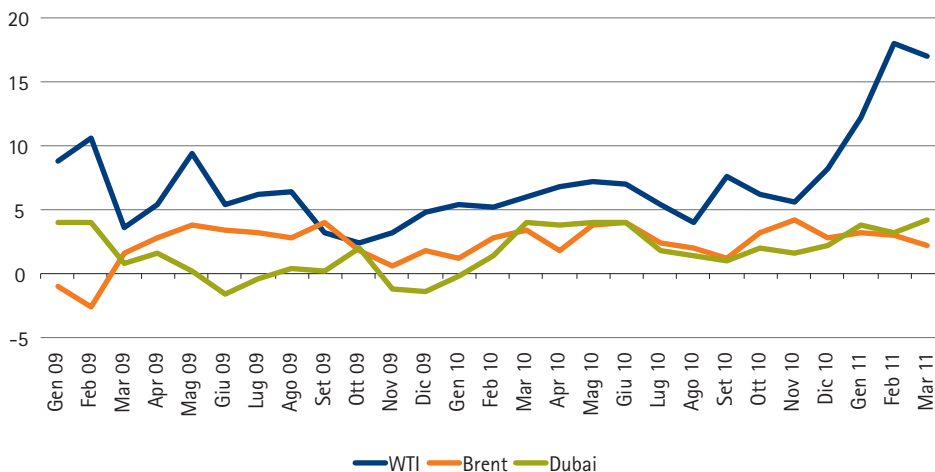
Con la ripresa della domanda dei prodotti nella primavera del 2010, il tasso di utilizzo delle raffinerie americane è subito cresciuto, raggiungendo il 91% nel mese di luglio all'apice della *driving season* (Fig. 1.10). Le raffinerie europee hanno mostrato maggiore cautela con l'obiettivo di proteggere i margini, ma alla fine il tasso di utilizzo è comunque aumentato, arrivando oltre l'85% nei mesi estivi. Non altrettanto bene è andata in Giappone, dove il tasso è piombato a meno del 70% nel mese di giugno, per via dell'eccesso di capacità entrata in esercizio in diversi paesi asiatici nel 2009. La situazione è migliorata nei mesi successivi prima del crollo avvenuto nel marzo 2011 per via del terremoto accompagnato da tsunami, che ha portato alla chiusura temporanea di ben il 36% della capacità di raffi-

nazione giapponese, equivalente al 6% di quella asiatica. La domanda di petrolio giapponese si è riversata soprattutto sulle raffinerie americane.

Le notevoli perdite subite dagli operatori per via della divergenza tra il prezzo del Brent e quello del WTI, che funziona come *benchmark* sul NYMEX, sono state trasformate in spettacolari guadagni a valle nel settore della raffinazione, come risulta evidente dal fortissimo aumento del margine di raffinazione verificatosi per il greggio WTI a partire dal mese di dicembre 2010. Detto margine oltrepassava i 15 \$/barile, ed era proiettato verso i 20 \$/barile a febbraio e a marzo 2011, mentre i margini del Brent e del Dubai, l'altro importante *marker* per la raffinazione asiatica, rimanevano su valori relativamente bassi di appena 2-3 \$/barile (Fig. 1.11).

FIG. 1.11

Margini di raffinazione dei greggi WTI, Brent e Dubai nell'ultimo biennio
\$/barile



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report* e *OPEC Monthly Oil Market Report*.

Mercato internazionale del gas naturale

Domanda e offerta

La ripresa dell'economia nel 2010, seppure ancora esitante, ha rilanciato la domanda di gas naturale in tutto il mondo a livelli mai visti in tempi recenti, favorita anche dal clima invernale alquanto più rigido della media (Tav. 1.5). Nei paesi OCSE il consumo è aumentato del 6,4%, ben al di sopra del 5,0% verificatosi nel 2007, anno di più recente forte aumento. Nei paesi

non OCSE i dati preliminari permettono di stimare una crescita praticamente doppia rispetto all'andamento degli ultimi anni (8,1% rispetto al 4,2% del triennio 2005-2008). Da una parte e dall'altra si tratta evidentemente del naturale effetto rimbalzo seguito al crollo dei consumi avvenuto nel 2009, che ha visto una forte riduzione della crescita anche nei paesi in via di sviluppo (3,2% nel 2009 rispetto a una media del 6,3% nel periodo 2005-2008).

TAV. 1.5

Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo dal 2005 al 2010
G(m³)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Paesi OCSE	1.451	1.448	1.521	1.545	1.503	1.599
Paesi ex URSS	604	612	635	628	584	591
Altri paesi ^(A)	794	842	892	953	984	1.103
TOTALE MONDO^(A)	2.849	2.903	3.049	3.127	3.071	3.293
di cui Unione europea	508	499	506	517	484	519

(A) Valore 2010 stimato in base a dati World Gas Intelligence.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia ed Eurogas per l'Unione europea.

Come si può evincere dalla tavola 1.6, nei paesi dell'OCSE la crescita dei consumi nel 2010 è stata di gran lunga più forte nell'area del Pacifico (10,8%), seguita dall'Europa (7,9%) e quindi, a distanza, dal Nord America (4,5%). Nel complesso dell'area OCSE si tratta di una crescita tre volte maggiore rispetto a quella rilevata nel periodo 2005-2008 (6,4% contro 2,1%). In OCSE Europa, durante gli anni precedenti la crescita era stata inferiore all'1%. Dai dati preliminari per l'Unione europea, si osserva un analogo salto nel corso del 2010: da un incremento medio praticamente nullo negli anni precedenti la

crisi a un incremento dirompente nel 2010. Tuttavia, la stagnazione dei consumi negli anni precedenti era almeno in parte attribuibile al clima invernale più clemente. La tavola 1.7 evidenzia come tutti i paesi membri hanno avuto un aumento più o meno forte dei consumi, a eccezione della Spagna dove questi sono rimasti pressoché invariati. In ogni caso, solo nella metà dei paesi i consumi registrati nel 2010 hanno superato quelli del 2008, anno precedente la crisi. Mediamente il rimbalzo dal 2009 ha assunto un valore del 7,2%, con punte massime del 15% e oltre in Danimarca, Lettonia, Lituania e Svezia.

TAV. 1.6

Bilancio del gas naturale nell'area OCSE

G(m³)

AREA DI PROVENIENZA	2005	2006	2007	2008	2009	2010
OCSE Nord America						
Produzione interna	744,6	761,6	786,8	809,2	808,4	831,8
Importazioni ^(A)	137,6	132,8	153,6	140,3	137,3	142,7
- da paesi OCSE	119,7	116,3	129,4	127,9	122,2	124,4
- da paesi non OCSE	17,9	16,5	24,3	12,3	15,1	18,3
Esportazioni	127,1	122,9	134,6	132,4	124,9	125,9
Disponibilità	755,0	771,5	805,9	817,0	820,8	848,5
Variazione scorte	-9,2	11,6	-15,4	-14,0	3,4	-5,7
Consumo	764,2	759,9	821,3	831,0	817,3	854,2
OCSE Pacifico						
Produzione interna	44,3	46,2	48,4	46,5	50,7	53,7
Importazioni	110,3	122,4	131,2	139,4	129,5	147,6
- da paesi OCSE	17,0	19,5	18,6	18,6	19,1	21,1
- da paesi non OCSE	93,3	102,9	112,5	120,9	110,5	126,5
Esportazioni	15,3	17,9	20,6	21,1	22,3	24,1
Disponibilità	139,4	150,7	159,0	164,9	157,9	177,2
Variazione scorte	-0,9	1,7	-0,7	2,3	-1,0	1,1
Consumo	140,2	149,0	159,8	162,6	158,9	176,0
OCSE Europa						
Produzione interna	315,4	307,9	293,6	306,8	289,3	293,5
Importazioni	394,2	416,1	414,9	437,9	434,7	469,5
- da paesi OCSE	140,7	151,7	164,1	170,5	173,2	174,1
- da paesi non OCSE	253,5	264,4	250,8	267,3	261,4	295,4
Esportazioni	163,4	175,9	175,1	188,9	192,3	204,8
Disponibilità	546,3	548,1	533,4	555,7	531,7	558,2
Variazione scorte	-0,6	8,8	-6,7	4,1	5,1	-10,1
Consumo	546,8	539,3	540,1	551,7	526,6	568,3
Totale OCSE						
Produzione interna	1.104,3	1.115,7	1.128,8	1.162,5	1.148,4	1.179,0
Importazioni	642,2	671,3	699,7	717,6	701,5	759,7
- da paesi OCSE	277,5	287,5	312,1	317,0	314,5	319,5
- da paesi non OCSE	364,7	383,8	387,6	400,6	387,0	440,2
Esportazioni	305,8	316,7	330,3	342,4	339,5	354,8
Disponibilità	1.440,7	1.470,3	1.498,2	1.537,7	1.510,4	1.583,9
Variazione scorte	-10,6	22,1	-22,9	-7,6	7,6	-14,6
Consumo	1.451,3	1.448,2	1.521,2	1.545,3	1.502,9	1.598,5

(A) Include le importazioni attraverso le frontiere interne delle aree OCSE.

Fonte: Agenzia internazionale per l'energia, *Monthly Natural Gas Survey*.

Nel corso del 2010 è anche ripresa la produzione interna dei paesi OCSE nel loro complesso (2,7%), come appare dalla tavola 1.6. Tuttavia, questa si è concentrata in OCSE Nord America e Pacifico (rispettivamente 2,9% e 5,9%), mentre è rimasta piuttosto debole in OCSE Europa con 1,2%. Nel Nord America la ripresa della produzione è stata aiutata dallo sviluppo del

gas da scisti, raggiungendo un nuovo massimo storico. Anche nell'area del Pacifico è stato superato il precedente picco di produzione con la risposta australiana all'impennata del fabbisogno dei paesi asiatici. In Europa è invece continuato il calo storico della produzione in molti paesi, nonostante la forte ripresa della domanda.

TAV. 1.7

Consumo di gas naturale
nell'Unione europea
G(m³)

	2007	2008	2009	2010
Austria	8,1	8,6	8,4	9,4
Belgio	17,5	17,6	17,9	19,9
Bulgaria	3,4	2,8	2,2	2,3
Danimarca	4,1	4,1	4,0	4,6
Estonia	1,0	1,0	0,9	0,9
Finlandia	4,4	4,6	4,1	4,5
Francia	45,8	47,8	46,3	51,8
Germania	86,0	84,9	80,8	84,2
Grecia	4,0	4,2	3,5	3,8
Irlanda	5,0	5,3	5,1	5,6
Italia	82,9	82,9	76,3	81,1
Lettonia	1,6	1,6	1,5	1,8
Lituania	3,4	3,1	2,6	3,0
Lussemburgo	1,4	1,3	1,4	1,5
Paesi Bassi	39,8	41,4	41,1	46,1
Polonia	13,9	15,2	14,7	15,5
Portogallo	4,2	5,0	4,7	4,9
Regno Unito	97,6	100,6	92,7	99,4
Repubblica Ceca	8,7	8,4	8,0	8,8
Romania	15,5	15,0	12,8	13,4
Slovacchia	5,5	5,5	5,0	5,4
Slovenia	1,1	1,0	0,9	0,9
Spagna	37,6	41,4	37,1	37,0
Svezia	1,1	1,0	1,3	1,7
Ungheria	12,8	12,6	10,9	11,6
UNIONE EUROPEA A 27^(A)	506,4	516,9	484,2	519,1

(A) Esclusi Cipro e Malta che attualmente non consumano gas naturale.

Fonte: Eurogas.

Commercio internazionale

Il significativo aumento della produzione interna non è stato sufficiente a contenere la notevole crescita delle importazioni, per via del contemporaneo forte balzo della domanda. L'aumento minore è avvenuto in OCSE Nord America (3,9%) dove le importazioni rimangono tuttavia molto inferiori a quelle del picco storico del 2007. Esse sono aumentate dell'8,0% in OCSE Europa, raggiungendo un nuovo massimo storico, e del 13,9% in OCSE Pacifico. In tutte le tre aree è risultato di gran lunga più forte l'incremento delle importazioni da paesi non OCSE. Se in OCSE Nord America esse sono rimaste entro i limiti storici, nelle altre due aree rappresentano una chiara accelerazione rispetto alla tendenza storica. Riguardo alle importazioni medie del periodo 2005-2008, le importazioni da paesi non OCSE sono aumentate del 3,2% in OCSE Nord America, del 14,1% in OCSE Europa e del 17,7% in OCSE Pacifico.

La tavola 1.8, che dettaglia le esportazioni per principali paesi

produttori, rileva come la Russia (assieme ad altri paesi CSI) mantenga saldamente la posizione di principale paese esportatore, con oltre il 21% delle esportazioni lorde mondiali. A notevole distanza segue la Norvegia con il 10,7% e subito dopo il Qatar con il 10,4%. I dati riportati evidenziano la significativa ristrutturazione del commercio internazionale del gas naturale avvenuta nell'ultimo decennio, con la forte ascesa delle esportazioni da Qatar, Nigeria, Stati Uniti, Libia, Norvegia e Australia, mentre altri paesi produttori segnano il passo, in parte a causa di motivi contingenti. Per esempio, il calo delle esportazioni dal Canada negli ultimi anni è attribuibile all'accresciuta autonomia degli Stati Uniti.

Si rileva che tale evoluzione deve molto anche al crescente contributo del trasporto marittimo, che ha oramai raggiunto quasi il 30% del commercio internazionale del gas naturale. Sebbene il commercio internazionale del gas naturale rimanga ancora essenzialmente di natura regionale, per la vicinanza fisica tra paesi esportatori e importatori e per l'elevato costo delle infrastrutture

di trasporto rispetto ad altre fonti fossili, si notano ampi segni di una maggiore apertura al trasporto marittimo su lunghe distanze. Grazie al GNL, diversi paesi (tra cui soprattutto Qatar, Nigeria, Trinidad e Tobago) rivolgono i loro traffici a più aree mondiali. Con l'apertura del terminale di Sakhalin nel febbraio 2009, anche la Russia ha avviato una strategia di sviluppo del trasporto marittimo per raggiungere soprattutto i mercati dell'Oriente.

In conclusione, è interessante osservare la polarizzazione del commercio tra aree OCSE e non OCSE. Appena il 2% delle esportazioni dei paesi OCSE è diretto ai paesi non OCSE, mentre il 28% delle esportazioni dei paesi non OCSE è diretto ai paesi OCSE. Nel complesso i paesi OCSE dipendono dalle esportazioni dai paesi non OCSE per il 58% delle forniture di gas; i paesi non OCSE per il 96%.

TAV. 1.8

Commercio internazionale del gas naturale dal 2001 al 2010
G(m³)

PAESE ESPORTATORE	ESPORTAZIONI				RIPARTIZIONE PER AREA DI IMPORTAZIONE NEL 2010					PER MEZZO DI TRASPORTO ^(A)	
	2001	2005	2009	2010	NORD AMERICA	PACIFICO	EUROPA	TOTALE OCSE	PAESI NON OCSE	TUBO	GNL
Russia e altri CIS	112,1	139,7	144,3	155,9	0,0	12,0	133,2	145,2	10,7	139,1	5,2
Norvegia	50,8	63,5	93,5	100,4	0,7	0,2	99,5	100,4	0,0	90,5	3,0
Qatar	15,3	28,6	65,4	83,1	2,3	20,6	31,0	53,8	29,3	18,0	47,4
Canada	106,0	104,7	92,6	92,8	92,8	0,0	0,0	92,8	0,0	92,6	0,0
Indonesia	34,9	37,0	36,4	40,5	0,9	25,4	0,0	26,3	14,2	9,9	26,5
Algeria	56,5	63,5	53,7	56,2	0,0	0,1	54,2	54,3	1,9	32,4	21,3
Paesi Bassi	42,4	45,4	50,0	49,7	0,0	0,0	49,7	49,7	0,0	50,0	0,0
Malesia	23,0	31,6	31,5	32,1	0,0	26,0	0,0	26,0	6,1	1,2	30,3
Stati Uniti	6,5	16,2	28,6	31,0	30,0	0,9	0,0	31,0	0,0	27,8	0,8
Australia	10,5	15,8	24,8	26,5	0,0	19,9	0,0	19,9	6,5	0,0	24,8
Nigeria	4,0	8,5	13,1	19,9	4,1	2,0	12,4	18,5	1,4	0,0	13,1
Regno Unito	13,0	4,0	7,8	13,3	0,0	0,0	13,3	13,3	0,0	7,8	0,0
Trinidad e Tobago	12,6	13,9	17,5	16,4	6,9	1,0	5,0	12,9	3,5	0,0	17,5
Oman	0,0	9,0	11,0	11,0	0,0	10,0	0,3	10,3	0,7	0,0	11,0
Libia	0,8	5,3	9,9	10,0	0,0	0,0	10,0	10,0	0,0	9,2	0,7
Brunei	9,2	9,6	9,2	9,2	0,0	9,2	0,0	9,2	0,0	0,0	9,2
Emirati Arabi Uniti	7,6	7,6	7,4	7,7	0,0	7,6	0,0	7,6	0,2	0,0	7,4
Altri paesi esportatori	9,4	30,0	34,4	110,3	5,0	12,7	60,9	78,6	31,8	29,4	5,0
IMPORTAZIONI TOTALI	514,6	634,0	731,1	866,0	142,7	147,6	469,5	759,7	106,3	507,9	223,2

(A) Ripartizione da BP, *Statistical review of world energy*, riferita al 2009.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Agenzia internazionale dell'energia e BP.

Prezzi internazionali

I prezzi internazionali del gas naturale, riportati nella figura 1.12, sottolineano l'assai diversa natura dei tre principali mercati: quello asiatico in buona parte indicizzato ai prezzi del petrolio e del carbone, quello americano essenzialmente definito dal gioco della domanda e dell'offerta, quello europeo a metà tra i due con forti elementi di indicizzazione ma con una

crescente apertura ai meccanismi di mercato, di cui si parlerà in seguito.

I prezzi nei mercati asiatici, riferiti alle importazioni via GNL in Giappone, Corea, Cina e Taiwan pesati con le relative quantità importate, seguono da vicino l'andamento dei prezzi del greggio con un ritardo che sembra essersi ridotto a qualche mese rispetto ai 4-5 mesi prevalenti nel 2009. Il prezzo sul mercato europeo, riferito ai prezzi alle frontiere

ponderati con le quantità importate dai sette principali paesi importatori², anche se ancora in buona parte ancorato al prezzo del greggio, a partire dalla metà del 2009 sembra seguirlo in modo più attenuato. Il prezzo all'*Henry Hub* è

notoriamente slegato da quello del greggio, seguendo questo solo come riflesso delle potenzialità di sostituzione del gas da parte del petrolio sui mercati intermedi e finali, in verità sempre più limitate.

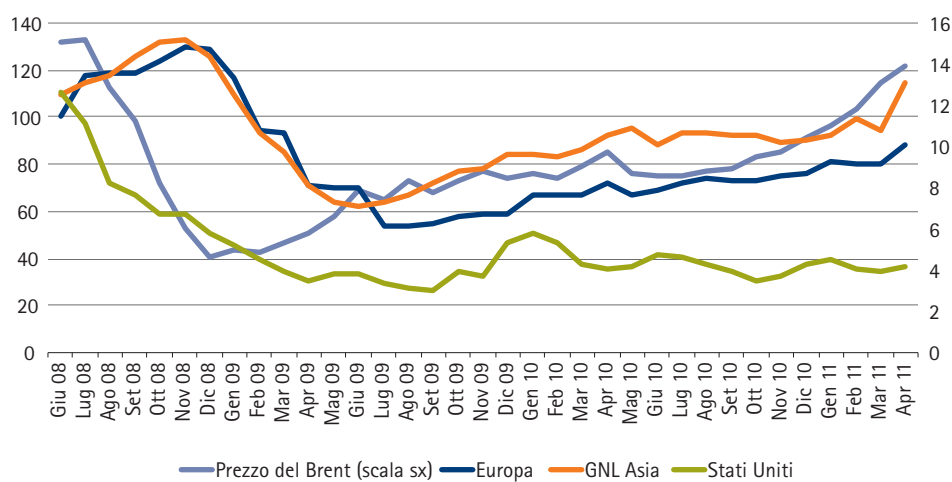


FIG. 1.12

Confronto internazionale dei prezzi del gas naturale e del greggio dal 2008 all'aprile 2011

\$/MMBtu per il prezzo del gas; \$/barile per il prezzo del petrolio

Fonte: World Gas Intelligence, Bloomberg e Argus.

Lo sviluppo degli scisti bituminosi, avviato da qualche anno negli Stati Uniti, ha non solo ridotto il prezzo di tre volte in quel paese ma anche portato a un surplus di offerta che si riverserebbe pure sui mercati europei e asiatici, se solo fossero pronte le infrastrutture per l'import/export via GNL. I prezzi medi europei si mantengono infatti a livelli doppi rispetto a quelli prevalenti sul mercato americano, mentre i prezzi asiatici sono addirittura tripli. Riguardo a questi ultimi, tuttavia, occorre tenere presente che i balzi verificatisi negli ultimi mesi e riportati nella figura 1.12 devono essere in parte attribuiti al ridotto apporto della generazione nucleare in Giappone, a seguito della catastrofe naturale che ha temporaneamente aumentato il fabbisogno di GNL per la generazione elettrica in quel paese.

Prezzo alle frontiere europee

I prezzi alle frontiere europee, indicati per i sette principali paesi importatori nella figura 1.13, seguono abbastanza da vicino

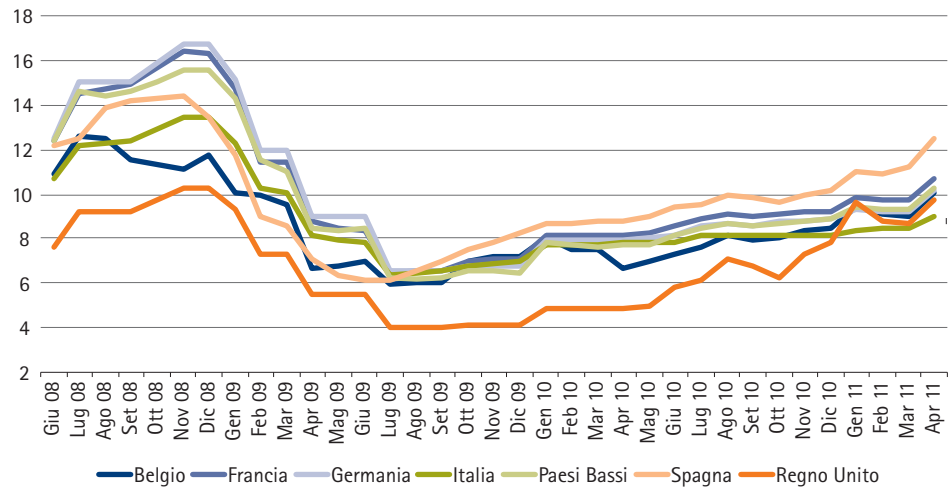
l'andamento del prezzo del greggio, confermando il legame con il prezzo dei derivati inserito nei contratti di lungo termine, alla base della maggior parte degli accordi di approvvigionamento con i paesi produttori. Le differenze tra i vari paesi riflettono la diversa provenienza del gas nel mix di importazione, con prezzi medi che si discostano di circa 4 \$/Mbtu tra le importazioni dal Regno Unito e quelle dall'Algeria via GNL (Fig. 1.14).

Così la Spagna, con un significativo contributo di gas algerino importato via mare (37%), tende ad avere i prezzi più alti, mentre il Regno Unito, le cui importazioni provengono in prevalenza dai giacimenti norvegesi del Mare del Nord (80%), ha mediamente i prezzi all'importazione più bassi. L'Italia si trova generalmente a metà, anche se negli ultimi sei mesi ha avuto prezzi medi alla frontiera tra i più bassi in Europa, per via della relativa stabilità del prezzo delle importazioni dall'Algeria a mezzo tubo rispetto a tutte le altre fonti di importazione. La figura 1.15 evidenzia meglio lo stacco dei diversi paesi importatori rispetto alla media.

² I paesi inclusi nel paniere (Belgio, Francia, Germania, Italia, Paesi Bassi, Spagna, Regno Unito) totalizzano oltre il 90% del fabbisogno di importazione europeo.

FIG. 1.13

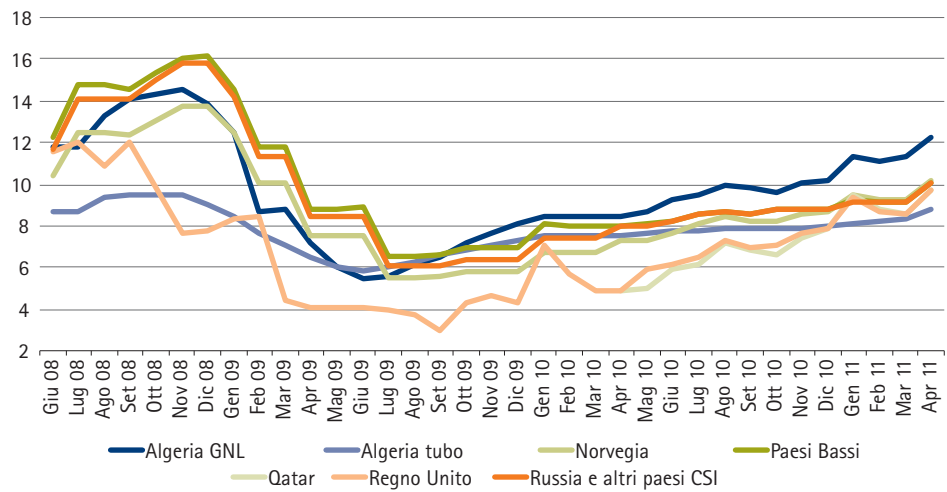
Prezzi alle frontiere europee per paese importatore
\$/MMBtu



Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.14

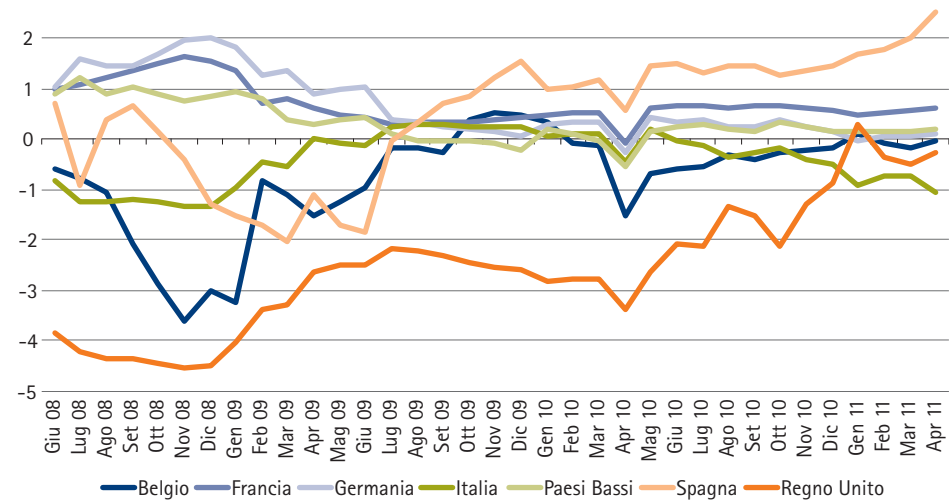
Prezzi alle frontiere europee per fonte di approvvigionamento
\$/MMBtu



Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.15

Scarto del prezzo medio alla frontiera per paese importatore
\$/MMBtu



Fonte: World Gas Intelligence.

Prezzo negli hub europei

Nel corso del 2010, come anche negli anni precedenti, i prezzi nei vari hub europei hanno evidenziato una stretta correlazione tra di loro, a eccezione del Punto di scambio virtuale (PSV) e di Baumgarten, con valori generalmente più alti e talvolta in controtendenza, come si può vedere dalla figura 1.16. Dal confronto riportato nella figura 1.17 si può dedurre che il prezzo medio alle frontiere è abbastanza allineato con il prezzo del greggio, seppure con un ritardo attorno a sei mesi che riflette le formu-

le di indicizzazione; per esempio, il gas ha raggiunto il prezzo massimo nel novembre 2008 contro un picco nel prezzo del greggio avvenuto a luglio. Anche il prezzo negli hub segue l'andamento del prezzo del greggio, ma con un ritardo più breve, attorno a tre mesi, e con una volatilità nettamente minore. L'aumento del prezzo negli hub si presenta, infatti, come molto attenuato, con un valore massimo oscillante attorno a una media di 26 c€/m³ lungo l'intero anno 2008, mentre il prezzo alle frontiere raddoppia nel giro di pochi mesi, passando da 25 c€/m³ fino a raggiungere il picco di 45 c€/m³ a novembre.

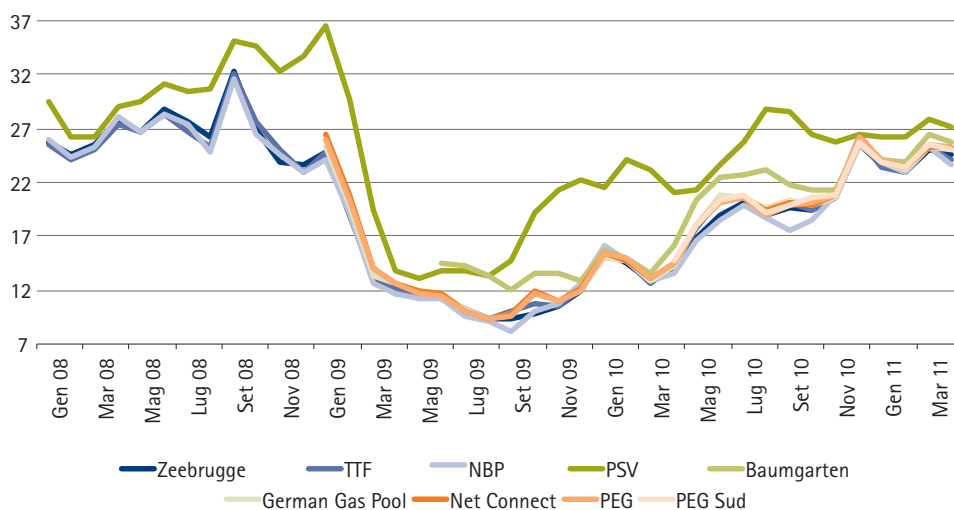


FIG. 1.16

Prezzo del gas naturale negli hub europei
c€/m³

Fonte: Platts.

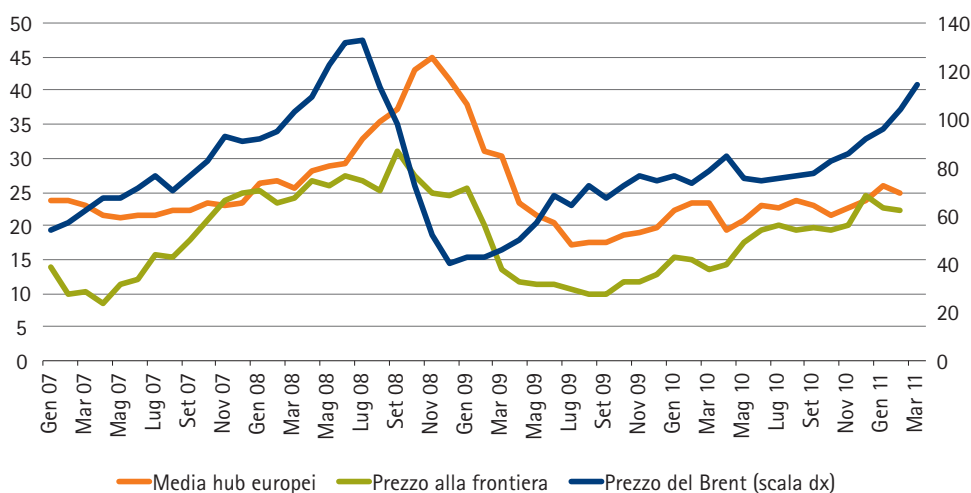


FIG. 1.17

Confronto tra prezzo del Brent e prezzo medio negli hub europei rispetto al prezzo alla frontiera
\$/barile per il petrolio; c€/m³ per il gas

Fonte: Platts.

Negli ultimi anni gli *hub* europei hanno mostrato una sempre maggiore vitalità, crescendo in numero e in attività (Tav. 1.9) e fornendo un utile segnale di prezzo ai mercati. Nel 2010 le vendite di volumi fisici hanno rappresentato oltre il 40% delle vendite complessive di gas nell'Unione europea, in crescita del 17% rispetto all'anno precedente. Anche gli scambi commerciali sono in forte aumento: +16% nel 2009 e +24% nel 2010. Vi sono, tuttavia, notevoli differenze tra i vari *hub*. Mentre l'NBP inglese funziona a pieno regime con un fattore di commercializzazione (*churn rate*) attorno a 12 e in crescita negli

ultimi anni, nei rimanenti *hub* la liquidità risulta molto più bassa, se si esclude Zeebrugge, che comunque sembra funzionare al traino dell'NBP. Le vendite sul PSV, per esempio, hanno raggiunto il 25% delle vendite complessive, ma il tasso di commercializzazione è stabilmente attorno a 2 da diversi anni.

Dai dati della figura 1.17 risulta che nel quadriennio 2007-2010 a un prezzo medio del Brent di 77,6 \$/barile corrisponde un prezzo medio del gas alle frontiere europee di 25,3 €/m³, equivalente in termini calorici a 55,5 \$/barile, pari al 74% del prezzo del greggio.

TAV. 1.9

Vendite negli *hub* europei nel 2009 e nel 2010
G(m³)

HUB		VOLUMI COMMERCIALIZZATI		VOLUMI FISICI VENDUTI		CHURN RATE	
		2009	2010	2009	2010	2009	2010
NBP	Regno Unito	1.089,3	1.278,1	93,5	105,0	11,7	12,2
TTF	Paesi Bassi	82,2	114,8	27,0	33,8	3,0	3,4
Zeebrugge	Belgio	67,0	62,2	13,0	12,4	5,2	5,0
NCG	Germania	51,9	79,2	22,0	28,9	2,4	2,7
PSV	Italia	24,6	45,3	11,5	22,5	2,1	2,0
CEGH	Austria	22,8	33,8	7,6	10,8	3,0	3,1
Peg Nord	Francia	19,6	22,8	7,2		2,7	n.d.
Gaspool ^(A)	Germania	14,2	59,0	-	-	-	n.d.
GTF ^(B)	Danimarca	-	2,8	-	n.d.	-	n.d.
TOTALE		1.371,6	1.698,0	181,8	213,4	7,5	8,0

(A) Dati parziali in quanto il mercato è stato lanciato nel corso del 2009.

(B) Dati parziali in quanto il mercato è stato lanciato nel corso del 2010.

Fonte: World Gas Intelligence.

Shale gas

Lo shale gas è gas naturale, principalmente metano, contenuto in modo diffuso nelle rocche che per loro composizione sono classificate come scisti. È trattenuto all'interno delle rocche in diversi modi: può essere distribuito nella massa della roccia, nelle fratture dei corpi rocciosi di maggiore dimensione o adsorbito dalle sostanze organiche della roccia scistosa. In generale i depositi di shale gas hanno una concentrazione in volume inferiore rispetto ai giacimenti tradizionali e si estendono per superfici molto maggiori. Per liberare il gas imprigionato nella roccia è necessario creare alcune fratture nello strato roccioso. Esse vengono realizzate tramite iniezioni d'acqua ad alta

pressione unita a tensioattivi. Le modalità con le quali si creano le fratture possono essere diverse a seconda della morfologia della massa rocciosa, della sua collocazione, e di come è trattenuto il gas.

I fattori più comuni per lo sviluppo dello shale gas sono i seguenti:

- localizzazione delle aree di maggiore sfruttamento e valutazione del potenziale;
- acquisizione della disponibilità dell'uso dell'area interessata;
- adattamento delle tecnologie già in uso nelle trivellazioni tradizionali;
- disponibilità delle comunità locali;

- soluzione dei problemi relativi all'uso dell'acqua (enorme disponibilità), e controllo dell'entità delle fratture³;
- adeguatezza delle infrastrutture di trasporto.

Per quanto concerne la tecnologia di perforazione esistente, questa è già adatta alle specifiche esigenze per la produzione del gas non convenzionale. In particolare è già ampiamente utilizzata la perforazione orizzontale.

Negli Stati Uniti già dal 2000 molte imprese private hanno sperimentato, e poi affinato, le specifiche tecniche di estrazione.

Shale gas in America e nel mondo

Il mercato dello shale gas negli Stati Uniti è decisamente il più sviluppato. Le prime compagnie interessate sono state quelle locali, ma negli ultimi tempi si è consolidato l'interesse dei grandi gruppi nazionali ed esteri. Gli USA detengono i tre quarti della produzione di gas non convenzionale del mondo; a oggi la produzione di solo shale gas è dieci volte quella del 1990, raggiungendo quota 87,8 G(m³) nel 2009, più del 14% della produzione interna di gas. In uno studio del giugno 2010, il Massachusetts Institute of Technology ha previsto che la percentuale dello shale gas sulla produzione nazionale raggiungerà il 40% nel 2050. I bacini di interesse per la presenza di shale gas ricoprono circa un quarto del territorio statunitense⁴ e sono collocati nel Nord del Texas⁵, nel Michigan, nel Wyoming e nella zona dei monti Appalachiiani. Oltre all'intero Nord America, altre zone di

interesse sono l'Australia, il Cile e l'Argentina. In India sono iniziate le prime prospezioni per l'uso di gas non convenzionale, mentre in Cina sono cominciate le prime trivellazioni.

Recentemente in Europa un programma di ricerca per lo sviluppo dello shale gas, sponsorizzato da produttori di gas, società di servizi e istituti di ricerca (GASH, Gas Shale in Europe), ha evidenziato una presenza importante in Francia, Austria, Polonia e Svezia.

Costi dello shale gas

Le diverse fonti di gas non convenzionale (tight gas, coal bed methane e shale gas), seppure con storie differenti tra loro, condividono uno sviluppo tecnologico che ha reso queste risorse competitive rispetto al gas convenzionale. Come detto, la tecnologia di perforazione tradizionale permette un suo adattamento per l'estrazione dello shale gas, quindi gli unici punti critici per lo sviluppo di cui sopra riguardano l'ottimizzazione delle procedure e il contenimento dei costi.

Dallo studio del bacino del Barnett negli USA⁶ si evincono condizioni di miglioramento per lo sfruttamento dello shale gas. Lo sviluppo della tecnologia esistente (per l'uso dell'acqua) e una maggiore attenzione allo sfruttamento delle caratteristiche morfologiche dei giacimenti (lo shale gas è in massima parte concentrato in determinate zone di un bacino) possono migliorare le attuali performance di produttività⁷.

La parte più facilmente raggiungibile delle attuali riserve di gas convenzionale può essere estratta a un costo compreso tra i 0,5 \$/MBTU e i 6 \$/MBTU, mentre nel 2008 i costi di produ-

³ Le fratture generate nello strato roccioso potrebbero estendersi allo strato superiore di argilla che isola il bacino da strati superiori. Il gas raggiungerebbe così livelli superiori in cui potrebbero esservi falde acquifere utilizzate.

⁴ La parte di questi bacini realmente utilizzata è decisamente inferiore.

⁵ Proprio nel Texas è presente il bacino di shale gas più produttivo al mondo, con una estrazione di 47,4 G(m³).

⁶ AIE, *World Energy Outlook 2009*.

⁷ Oggi i valori ottimali sono 2,5-3 \$/MBTU.

zione dello shale gas andavano da un minimo di 2,5 \$/MBTU a un massimo di 9 \$/MBTU; i margini di fattibilità economica sono evidenti e con possibilità di miglioramento.

Shale gas in Europa e in America – Un primo confronto

In soli quattro anni il gas non convenzionale ha ribaltato le previsioni in merito alla dipendenza energetica degli Stati Uniti. Dal 2004 al 2009 le importazioni di gas per gli Stati Uniti si sono ridotte del 17,6% secondo le stime del Dipartimento per l'energia, che prevede una riduzione del 75% al 2030. Le ultime stime valutano le riserve di gas non convenzionale in 52.000 miliardi di m³, di cui 33% di shale gas.

I fattori di un simile successo sono molteplici:

- estensione territoriale dei bacini;
- investimenti in ricerca e sviluppo;
- presenza di piccole compagnie con basse entry-exit barriers;
- bassa densità demografica;
- politiche di incentivazione⁸;
- intensa competitività dei mercati correlati.

Già a una prima analisi si può constatare che praticamente nessuno di questi presupposti è attualmente presente in Europa, e comunque non nella misura in cui è presente negli Stati Uniti. Alla mancanza di questi fattori, che hanno facilitato lo sviluppo del mercato del gas non convenzionale in America, si sommano altri elementi tipici del contesto europeo, che ne complicano sensibilmente il quadro di insieme e ne ridimensionano decisamente l'entità. L'ottenimento dei permessi per l'uso del bacino, l'ostilità delle comunità locali, il disallineamento degli obiettivi tra proprietari terrieri e le major, il deficit della rete di trasporto, le peggiori caratteristiche geomorfologiche del territorio, nonché le maggiori paure di inquinamento delle falde acquifere, sono tutti fattori che ritardano lo sviluppo del gas non convenzionale in Europa, aumentano il rischio dell'investimento e rendono meno conveniente l'estrazione. Per la forte resistenza manifestata da parte del mondo agricolo, in Francia si sta considerando la proibizione della fatturazione idraulica. Nel Regno Unito un comitato parlamentare ha emesso un rapporto favorevole a tale tecnologia, mentre vi è in generale la percezione che nei paesi dell'Europa orientale la situazione sia più favorevole.

⁸ Politiche attive per l'attività di prospezione e per l'attività di produzione.

Mercato internazionale del carbone

Domanda e offerta

La vitalità del carbone nel panorama energetico globale degli ultimi anni viene evidenziata nella tavola 1.10. Prima della crisi del 2008-2009 il suo fabbisogno mondiale cresceva a tassi ben superiori a quelli del petrolio e del gas: 5,6% annuo contro 1,9% per il petrolio e 3,1% per il gas. Come media del 2008-2009 il consumo mondiale di petrolio calava dello 0,9% e quello del gas naturale cresceva di appena lo 0,3%, mentre il consumo di carbone continuava ad aumentare fino a un valo-

re pari all'1,5%. Tutto questo non sorprende, considerati: l'ampia disponibilità di tale fonte in molti paesi del continente asiatico a forte crescita economica, *in primis* la Cina; la volatilità e gli alti prezzi del petrolio; le incertezze del nucleare; i progressi della tecnica per ridurre le emissioni di gas serra. Seppure non siano ancora disponibili dati statistici affidabili, si può già stimare una crescita della domanda mondiale di carbone non lontana dal 10% nel 2010. I dati riportati nella tavola 1.10, tuttavia, evidenziano forti differenze nelle varie aree del mondo.

	2005	2006	2007	2008	2009
PRODUZIONE					
Paesi OCSE	1.569	1.592	1.593	1.597	1.503
Nord America	952	976	969	981	889
Pacifico	324	332	342	347	358
Europa	292	284	282	269	256
Paesi ex URSS	347	365	368	389	357
Altri paesi	2.518	2.714	2.876	3.148	3.384
TOTALE MONDO	4.434	4.671	4.837	5.134	5.244
di cui Unione europea	289	279	273	259	244
CONSUMO					
Paesi OCSE	1.797	1.796	1.826	1.783	1.594
Nord America	946	932	946	926	817
Pacifico	357	357	370	382	354
Europa	494	507	510	475	423
Paesi ex URSS	248	257	256	273	236
Altri paesi	2.423	2.623	2.816	3.000	3.213
TOTALE MONDO	4.468	4.676	4.899	5.056	5.044
di cui Unione europea	477	488	487	452	402
Variazione scorte Mondo	-34	-5	-62	78	200

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

TAV. 1.10

Domande e offerta mondiale di carbone da vapore dal 2005 al 2009

Milioni di tonnellate

Il consumo nell'area OCSE nel suo complesso è più o meno stagnante da diversi anni o in leggero declino, considerando il continuo calo in OCSE Europa, soprattutto nei paesi dell'Unione europea. Mentre OCSE Nord America evidenzia un surplus di produzione sui consumi che permette un apprezzabile livello di esportazione, la produzione di OCSE Pacifico non è sufficiente a coprire i fabbisogni dell'area e in OCSE Europa è largamente deficitaria. Nel suo complesso, l'area OCSE negli ultimi anni è ricorsa alle importazioni per circa un decimo dei propri fabbisogni. Nell'ultimo quinquennio la crescita dei consumi di carbone nei paesi ex URSS è risultata relativamente contenuta, come pure quella della produzione che ha comunque permesso un buon livello di esportazione, soprattutto di carbone russo. Sia i paesi OCSE sia i paesi ex URSS hanno subito gli effetti della crisi del 2008-2009, con un significativo calo del consumo e della produzione di carbone.

Rispetto a queste due aree, costituite da paesi essenzialmente industrializzati, sono invece risultate estremamente dinamiche la domanda e l'offerta di carbone nella zona indicata nella tavola 1.10 come "Altri paesi". In quest'area, composta essenzialmente da paesi in via di sviluppo, la crescita è stata appena scalfita dalla crisi economica e finanziaria, con un calo di pochi punti percentuali rispetto ai valori medi del precedente quinquennio. Non solo i consumi di carbone sono cresciuti a ritmi dell'ordine del 7% anche attraverso la crisi ma, in presenza di un calo della domanda nelle altre aree mondiali, la produzione eccedente si è convertita in un surplus di offerta. Mentre il deficit di produzione nell'area OCSE diminuiva da 230 milioni di tonnellate nel 2007 a 90 milioni di tonnellate nel 2009, negli "Altri paesi" l'eccesso produttivo cresceva da 60 milioni di tonnellate a 170 milioni di tonnellate. Aggiungendo anche il surplus produttivo dei paesi ex URSS, in detta area l'aumento delle scorte nel corso del 2008-2009 raggiungeva complessivamente quasi 300 milioni di tonnellate da smaltire all'inizio del 2010.

Commercio internazionale

Negli ultimi anni il commercio internazionale del carbone termico, definito come somma delle esportazioni/importazioni totali lorde, si è mantenuto attorno all'11-12% della produzione e del consumo in termini calorici, ma con significative modifiche nella composizione, soprattutto tra i principali paesi

produttori (Tavv. 1.11 e 1.12). Così, nel periodo 2004-2010 l'incidenza del carbone australiano è aumentata dal 18% al 21% e ancora più forte è stata la crescita delle esportazioni indonesiane, che nello stesso periodo sono diventate il 22% delle esportazioni totali, mentre prima erano il 16%. In parallelo si è verificato un forte calo delle esportazioni cinesi, passate dal 14% a meno del 2% delle esportazioni lorde mondiali, nel 2010. Le esportazioni di carbone russo sono anch'esse leggermente diminuite di qualche punto percentuale.

Ancora maggiore è stata la modifica dei flussi verso i paesi importatori, soprattutto per la Cina, la cui incidenza sulle importazioni lorde mondiali è aumentata da meno dell'1% nel 2004 a quasi il 16% nel 2010, e del Giappone dove è invece calata dal 27% al 15% nello stesso arco di tempo. Il peso delle importazioni dell'Unione europea, dopo una significativa crescita fino a un massimo del 21% nel 2006, è sceso repentinamente a meno del 13% nei successivi quattro anni. È evidente, tuttavia, che la principale causa di queste significative modifiche è stata la difficoltà della Cina a stare al passo con la domanda interna, per problemi non certo produttivi quanto di logistica dei trasporti. Le importazioni di carbone termico della Cina rappresentano, infatti, appena il 4% della produzione attuale.

Con il progressivo declino delle miniere nel cuore della produzione cinese nella provincia dello Shanxi, le nuove aree di estrazione intensiva si stanno spostando verso lo Xinjiang e altre zone interne attualmente mal collegate con i centri di grande consumo prevalentemente costieri. Il 12° Piano quinquennale cinese prevede il potenziamento dei collegamenti dalle zone produttive, che entro il 2015 dovrebbero permettere lo spostamento su ferrovia di buona parte del miliardo di tonnellate attualmente trasportato via strada a elevati costi economici e ambientali. A partire dal 2009 è anche iniziata l'opera di accentramento e ammodernamento della produzione di carbone nello Shanxi, volta ad aumentare la produttività e la sicurezza delle miniere, attualmente gestita in prevalenza da piccoli operatori locali. Pertanto, si può prevedere un'attenuazione della dinamica di importazione cinese, nonostante il continuo forte aumento del fabbisogno.

A trarre profitto dall'irruzione delle importazioni cinesi sul mercato internazionale è stato soprattutto il carbone indonesiano, il cui flusso verso la Cina è aumentato di oltre 30 volte dal 2004, e che oggi costituisce il 45% delle importazioni tota-

li di questo paese. Ne ha beneficiato anche il carbone di origine australiana, seppure in minore misura per via delle inondazioni seguite alle piogge torrenziali cadute sullo Stato del Queensland a partire dal mese di ottobre. Ma quasi tutti i grandi paesi produttori hanno visto un forte aumento delle loro esportazioni verso la Cina.

TAV. 1.11

Principali flussi internazionali di carbone termico dal 2004 al 2010

Mt

PAESI IMPORTATORI	ESPORTAZIONI DA								TOTALE
	AUSTRALIA	INDONESIA	RUSSIA	SUD- AFRICA	CINA	COLOMBIA	STATI UNITI	ALTRI	
Esportazioni totali									
2004	99,5	89,7	127,7	44,9	80,9	50,6	12,5	55,3	560,9
2005	99,6	107,0	152,0	48,2	66,4	57,1	11,6	66,8	608,6
2006	112,7	124,7	160,8	59,8	58,9	63,6	11,3	86,2	678,0
2007	112,1	132,0	172,3	66,2	50,5	65,8	15,2	125,2	739,4
2008	125,4	134,9	170,1	59,2	41,8	70,0	21,8	70,2	693,4
Anno 2009	153,5	151,2	165,5	62,4	19,0	67,3	7,3	99,7	725,8
UE 27	5,2	0,0	39,5	26,9	0,0	25,8	0,0	14,3	111,7
Cina	21,9	28,6	9,9	0,7	0,0	0,0	0,3	30,7	92,1
India	0,6	22,5	0,0	8,5	0,0	0,0	0,0	27,4	59,0
Giappone	60,7	23,6	6,3	0,5	6,5	0,0	0,0	8,9	106,5
Corea	29,0	22,6	4,1	0,6	6,9	0,0	0,0	14,4	77,5
Taiwan	25,3	24,1	2,0	2,3	4,6	0,0	0,1	0,8	59,1
Altri	10,9	29,8	103,7	22,8	1,1	41,5	6,9	3,2	219,9
Anno 2010	157,8	166,8	156,9	68,4	12,6	71,9	2,4	114,0	750,9
UE 27	4,6	0,0	33,5	13,3	0,0	25,0	0,0	18,5	94,9
Cina	19,6	53,5	7,1	7,0	0,0	3,7	1,4	26,7	118,9
India	0,4	12,4	0,0	23,8	0,0	0,0	0,2	45,2	82,0
Giappone	69,7	23,6	7,6	0,3	4,3	0,1	0,5	9,9	116,0
Corea	26,1	37,6	7,3	2,3	3,5	1,7	0,1	8,5	87,2
Taiwan	27,6	23,9	1,2	2,7	4,1	2,1	0,2	0,7	62,6
Altri	9,9	15,8	100,2	18,8	0,6	39,2	0,0	4,6	189,2
Contenuto calorico medio (tep/t)	0,551	0,615	0,469	0,564	0,508	0,650	0,563	-	-

Fonte: Platts, *International Coal Report*.

TAV. 1.12

Incidenza delle esportazioni/importazioni a livello mondiale dal 2004 al 2010

Valori percentuali

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Per paese esportatore							
Australia	17,7	16,4	16,6	15,2	18,1	21,1	21,0
Indonesia	16,0	17,6	18,4	17,9	19,5	20,8	22,2
Sudafrica	8,0	7,9	8,8	8,9	8,5	8,6	9,1
Russia	22,8	25,0	23,7	23,3	24,5	22,8	20,9
Colombia	9,0	9,4	9,4	8,9	10,1	9,3	9,6
Canada	3,8	3,3	2,8	2,9	2,7	2,4	2,9
Vietnam	2,7	3,3	3,8	3,6	4,3	3,8	2,9
Cina	14,4	10,9	8,7	6,8	6,0	2,6	1,7
Stati Uniti	2,2	1,9	1,7	2,1	3,1	1,0	0,3
Altri	3,4	4,4	6,1	10,4	3,1	7,5	9,5
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Per paese importatore							
EU	13,6	16,5	21,2	18,5	17,4	15,4	12,6
Cina	0,5	0,5	0,9	4,2	4,3	12,7	15,8
India	4,5	5,7	5,6	6,6	8,2	8,1	10,9
Giappone	27,5	25,7	23,9	23,3	17,2	14,7	15,5
Corea	10,2	8,5	8,3	8,5	10,3	10,7	11,6
Taiwan	9,2	8,4	9,1	8,9	9,3	8,1	8,3
Altri	34,6	34,6	30,9	30,0	33,2	30,3	25,2
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Platts, *International Coal Report*.

Prezzo internazionale

La quadruplicazione in un triennio delle importazioni di carbone termico dalla Cina, passata da meno di 30 milioni di tonnellate nel 2008 a quasi 120 milioni di tonnellate nel 2010, è stata uno dei principali motivi alla base della tenuta del prezzo sui mercati internazionali in un periodo in cui il prezzo del greggio crollava a valori minimi (Fig. 1.18). Successivamente, i prezzi non hanno fatto altro che crescere, sostenuti anche dall'aumento del prezzo del greggio e, alla fine del 2010, dalle alluvioni in Australia che hanno causato la riduzione del 10%

della produzione di questo fornitore chiave del mercato asiatico. Le maggiori tensioni dovute alle importazioni cinesi hanno portato a una dinamica dei prezzi medi molto più accentuata su questo mercato rispetto a quello atlantico, dove i prezzi sono rimasti stabilmente inferiori fino alla metà del 2010. Nella primavera del 2010 la differenza dei prezzi era del 45% rispetto a valori tipici del 10%. Successivamente, con il progressivo aumento del prezzo del greggio, anche i prezzi del carbone diretto ai mercati del Nord Europa hanno ripreso a crescere, rimanendo però sempre alquanto inferiori a quelli del mercato asiatico.

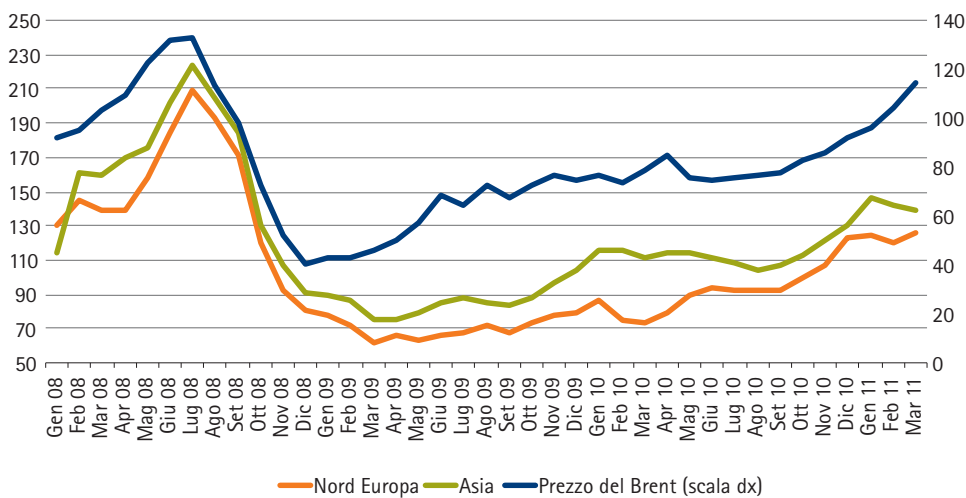


FIG. 1.18

Prezzo internazionale del carbone termico e prezzo del greggio Brent
\$/t per il carbone; \$/barile per il Brent

Fonte: Platts, *International Coal Report*.

Domanda e offerta di energia in Italia

Come era prevedibile, considerata la forte recessione del 2009 accompagnata dal crollo dei consumi, l'inizio di una ripresa nel 2010 ha visto un significativo risveglio del settore energetico, ma non ancora un rilancio. Come si può dedurre dalla tavola 1.13, il recupero ha riguardato in maggiore o minore misura quasi tutte le fonti di energia e i settori di attività.

La produzione di energia primaria è aumentata del 9,2% rispetto al valore massimo degli ultimi sei anni, grazie soprattutto al forte incremento nella produzione di fonti rinnovabili e di petrolio (rispettivamente 2,0 e 0,6 milioni di tep), mentre il rialzo nella produzione di gas è stato molto più contenuto

(0,2 milioni). Le importazioni sono cresciute complessivamente del 4,9%, soprattutto quelle del gas (5,0 milioni di tep), seguite dalle importazioni di petrolio e di carbone (rispettivamente 2,6 e 1,2 milioni di tep), nonché di piccoli quantitativi di biomasse (0,2 milioni di tep). Sono invece alquanto diminuite le importazioni di energia elettrica (-0,3 milioni di tep). Le esportazioni, dominate come sempre dai derivati del petrolio, sono aumentate di 2,6 milioni di tep. Sono invece leggermente calate le esportazioni di energia elettrica, ma meno delle importazioni, così che l'import netto è sceso di circa 0,2 milioni di tep.

TAV. 1.13

Bilancio energetico nazionale nel 2009 e nel 2010

Milioni di tep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
Anno 2010						
Produzione	0,30	6,80	5,11	20,92	0,00	33,12
Importazione	13,90	61,70	96,88	1,53	10,07	184,09
Esportazione	0,23	0,12	28,85	0,11	0,40	29,71
Variazione scorte	0,69	0,43	1,07	0,02	0,00	2,21
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,27	67,96	72,06	22,33	9,67	185,29
Consumi e perdite del settore energetico	-0,18	-1,36	-5,31	-0,11	-40,81	-47,78
Trasformazione in energia elettrica	-9,88	-24,81	-3,91	-17,97	56,57	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	3,21	41,79	62,84	4,25	25,43	137,51
- industria	3,09	12,70	5,28	0,41	10,13	31,61
- trasporti	0,00	0,68	39,83	1,45	0,94	42,89
- usi civili	0,00	27,71	4,54	2,13	13,88	48,26
- agricoltura	0,00	0,14	2,32	0,26	0,48	3,20
- sintesi chimica	0,11	0,56	7,48	0,00	0,00	8,15
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,40	0,00	0,00	3,40
Anno 2009						
Produzione	0,29	6,56	4,55	18,90	0,00	30,31
Importazione	12,73	56,72	94,29	1,35	10,36	175,44
Esportazione	0,24	0,10	26,19	0,09	0,47	27,08
Variazione scorte	-0,29	-0,73	-0,64	-0,01	0,00	-1,67
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,07	63,90	73,30	20,18	9,89	180,34
Consumi e perdite del settore energetico	-0,19	-1,09	-5,91	-0,10	-40,35	-47,64
Trasformazione in energia elettrica	-10,18	-23,77	-5,07	-16,38	55,40	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	2,70	39,04	62,32	3,71	24,94	132,71
- industria	2,59	11,85	5,28	0,39	9,83	29,96
- trasporti	0,00	0,60	39,93	1,06	0,91	42,50
- usi civili	0,00	25,88	4,77	2,01	13,72	46,37
- agricoltura	0,00	0,14	2,41	0,25	0,49	3,29
- sintesi chimica	0,10	0,57	6,55	0,00	0,00	7,22
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,37	0,00	0,00	3,37

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori Ministero dello sviluppo economico.

L'immissione nelle scorte ha prevalso sui prelievi per tutte le fonti con una variazione complessiva di 2,2 milioni di tep, di cui la metà di petrolio e prodotti petroliferi e circa un terzo di carbone. Tirando le somme, la disponibilità per il consumo interno, che poi corrisponde al fabbisogno effettivo, è aumentata di 5,0 milioni di tep, valore apprezzabile ma comunque insufficiente a raggiungere il livello di 191 milioni del 2008 e molto lontano dal massimo storico di 198 milioni verificatosi nel 2005.

La ripresa dell'economia si è riflessa in un importante incremento dei consumi di fonti rinnovabili e di gas naturale per la trasformazione in energia elettrica (rispettivamente di 1,6 e 1,0 milioni di tep), mentre in questo comparto calava legger-

mente l'input di carbone e in modo più consistente quello di petrolio (di 0,3 e 1,2 milioni di tep, rispettivamente). Tra le fonti rinnovabili l'energia eolica e fotovoltaica hanno avuto la crescita di gran lunga più robusta, arrivando ai valori tipici delle prime fasi di sviluppo (29% e 137%), ma il risultato complessivo (8,6%) riflette il molto più forte contributo dell'energia idrica che copre il 67% della generazione rinnovabile, pur essendo aumentata di solo il 2,9% rispetto al 2009.

L'incremento delle attività di trasformazione del settore energetico, di trasporto e di distribuzione fino all'uso finale hanno comportato un aumento dei consumi e delle perdite molto esiguo (appena 0,1 milioni di tep), dovuto alla compensazione interna tra incrementi nel settore elettrico e del gas e riduzio-

ni nel settore petrolifero. Sottraendo i consumi e le perdite di trasformazione e di trasporto, la disponibilità di energia per gli impieghi finali è cresciuta complessivamente di 4,8 milioni di tep.

In termini assoluti, il gas naturale ha visto di gran lunga il più forte rialzo (2,8 milioni di tep) dovuto, tuttavia, essenzialmente alle condizioni climatiche invernali. In termini relativi la crescita maggiore è stata per il carbone (18,7%) in utilizzi soprattutto manifatturieri, dato che sono leggermente calati i consumi termoelettrici. È significativa la riduzione dei consumi di petrolio in tutti i settori a eccezione della sintesi chimica e, marginalmente, dei bunkeraggi internazionali. Dalla tavola 1.13 risulta evidente una significativa ripresa dei consumi nel settore industriale con un incremento di 2,6 milioni di tep (inclusa la sintesi chimica), corrispondente a un aumento relativo del 7,0% sui consumi del 2009. Segue il settore civile, con un incremento di 1,9 milioni di tep, un aumento del 4,1% rispetto al 2009 in termini relativi, dovuto soprattutto al freddo clima invernale. È invece rimasta molto contenuta la crescita nel settore dei trasporti, appena 0,4 milioni di tep, che riscontra anche una flessione dei prodotti petroliferi a favore del gas naturale e dei biocarburanti. Infine, l'agricoltura

denuncia un leggero calo dei consumi.

L'andamento dei principali indicatori energetici riportati nella tavola 1.14 per gli ultimi sette anni è apparentemente incoraggiante per il futuro della sicurezza degli approvvigionamenti energetici del Paese. Dopo il valore massimo raggiunto nel 2005, il fabbisogno di energia primaria risulta in calo o comunque sembra essersi stabilizzato anche prima della crisi economica del 2008-2009. Nonostante la consistente riduzione della produzione nazionale di fonti fossili, la produzione di energia primaria è in continuo aumento grazie alla scalata delle fonti rinnovabili. Le importazioni di fonti fossili sono complessivamente in calo dal 2006. L'input primario alla generazione elettrica non cresce significativamente. La domanda di energia negli usi finali, dopo la trasformazione e la distribuzione, pare avviata a una stabilizzazione o decrescita se si esclude il settore civile, i cui consumi sono comunque influenzati dalle condizioni climatiche estive e invernali. Il rapporto energia primaria/PIL e l'intensità elettrica del PIL sono aumentati nel 2010 rispetto al 2005, presumibilmente a causa della ridotta crescita del PIL. Il trend di entrambe le variabili è comunque da anni in diminuzione con alti e bassi, come si desume dalla figura 1.19.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Fabbisogno di energia primaria	195,5	197,8	196,2	194,2	191,3	180,3	185,3
Produzione di energia primaria	30,0	29,4	28,7	28,0	29,7	30,3	33,1
Fonti fossili	16,5	16,7	15,3	14,4	13,3	11,4	12,2
Energia rinnovabile	13,5	12,7	13,4	13,6	16,3	18,9	20,9
Importazioni di fonti fossili	180,2	186,0	188,0	186,0	181,4	164,1	171,9
Carbone	17,1	17,0	17,2	17,2	16,7	13,1	13,3
Petrolio	107,6	108,4	107,0	107,8	101,7	94,3	96,9
Impieghi finali	143,4	146,6	145,7	143,2	141,1	132,7	137,5
Industria	49,0	48,7	48,9	48,1	45,2	37,2	39,8
Usi civili	43,3	47,1	45,3	43,3	45,3	46,4	48,3
Trasporti	44,4	44,0	44,5	44,9	43,7	42,5	42,9
Altri settori	6,7	6,8	6,9	6,9	7,0	6,7	6,6
Input primario alla generazione elettrica	59,3	58,2	59,5	59,2	59,7	55,4	56,6
Rapporto energia/PIL (1980 = 100)							
Energia primaria	88,4	88,0	86,1	84,3	84,1	83,6	84,8
Elettricità	119,7	121,4	121,7	120,8	122,4	121,7	122,4

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

TAV. 1.14

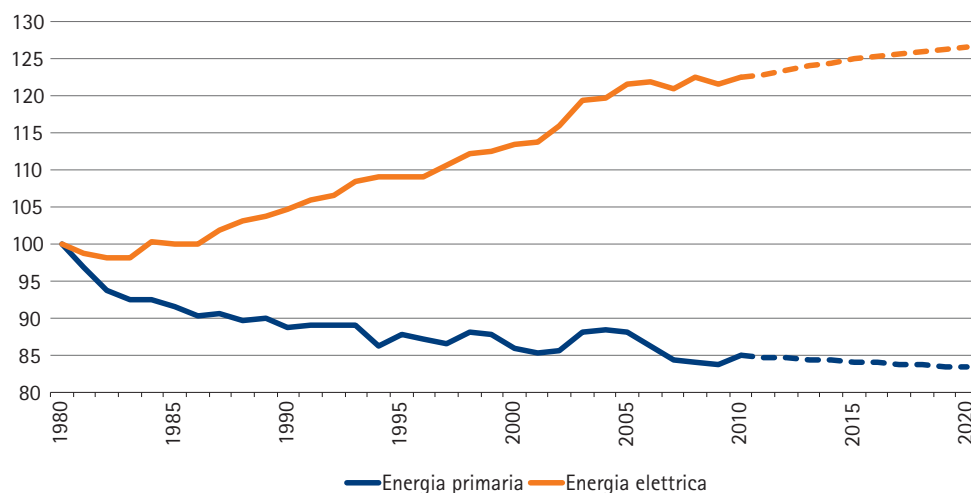
Andamento dei principali indicatori energetici nazionali dal 2004 al 2010

Mtep e numeri indice

FIG. 1.19

Intensità energetica del PIL dal 1980 al 2020

Numeri indice 1980 = 100



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

Questi risultati, sicuramente positivi, sono comunque stati raggiunti in presenza di una crescita del PIL che si è mantenuta su un livello medio alquanto contenuto rispetto al complesso dei paesi dell'Unione europea, e viene da chiedersi come sarebbe l'andamento del settore energetico se il Paese riprendesse a crescere a ritmi più allineati a quelli europei. Un tale quadro di crescita viene invocato da più parti per favorire la piena occupazione, migliori condizioni economiche e sociali, oltre che il rientro del debito pubblico entro limiti ragionevoli. Tuttavia ciò si accompagnerebbe a un maggiore ritmo di crescita, con conseguenze sul fabbisogno di energia, delle quali occorre essere consapevoli, anche per le necessità di rafforzamento delle politiche di risparmio energetico.

A titolo di esempio si riportano in termini di fabbisogno di energia primaria e di elettricità, ottenuti applicando agli andamenti tendenziali del rapporto energia/PIL illustrati nella figura 1.19,

un'ipotesi di crescita del PIL a un tasso annuo che, partendo da 1,3% nel 2010, raggiunga progressivamente il 2,8% nel 2020, con una media per il decennio pari al 2,2% (Tav. 1.15). Per confronto la tavola riporta anche i risultati ottenuti nell'ipotesi di uno sviluppo del PIL dell'1,1% annuo, prossimo a quello medio del decennio precedente la crisi del 2008-2009.

Lo stacco nel fabbisogno energetico tra i due scenari (22 milioni di tep di energia primaria e 45 TWh di elettricità nel 2020) deve essere interpretato come stima orientativa. Infatti, una crescita più elevata del PIL normalmente implica anche un maggiore ricambio degli impianti e un tasso di innovazione tecnologica, assieme ad altri effetti che dovrebbero sollecitare la riduzione dell'intensità energetica del PIL oltre i livelli indicati nello scenario tracciato nella figura 1.19, anche se non tali da riportare il fabbisogno di energia al 2020 ai livelli prevedibili per lo scenario di crescita bassa.

TAV. 1.15

Scenari alternativi per lo sviluppo del fabbisogno di energia in Italia

INDICATORI	2010	2015	2020
Crescita alta			
Prodotto interno lordo (miliardi di €)	1.549	1.702	1.935
Energia primaria (Mtep)	185	202	227
Energia elettrica (TWh)	327	366	421
Crescita bassa			
Prodotto interno lordo (miliardi di €)	1.549	1.682	1.903
Energia primaria (Mtep)	185	194	203
Energia elettrica (TWh)	327	352	376

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

L'istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) raccoglie e pubblica i dati sui prezzi pagati dal consumatore finale per l'utilizzo dell'energia elettrica e del gas naturale nei diversi Stati membri, a partire dall'anno 1985.

Dall'1 luglio 1991 i dati sui prezzi finali pagati dai consumatori industriali sono raccolti e pubblicati ai sensi della direttiva 90/377/EEC, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica. La direttiva citata ha ampliato la portata della rilevazione statistica preesistente, per quanto riguarda i consumatori industriali, e ha definito una procedura per la comunicazione all'Eurostat dei dati relativi a ogni Stato membro. L'Eurostat ha continuato a effettuare la rilevazione relativa ai prezzi pagati dai consumatori domestici, ancorché non disciplinata dalla direttiva 90/377/EEC, sulla base di un *gentleman's agreement* con gli Stati membri. Il 7 giugno 2007 la Commissione europea, con la decisione 2007/394/CE, ha rivisto la direttiva, aggiornando la metodologia di rilevazione dei prezzi al fine di renderla maggiormente coerente con il nuovo assetto di mercato, previsto dalla completa liberalizzazione dell'attività della vendita finale a partire dall'1 luglio 2007. L'Eurostat ha provveduto ad adeguare anche la metodologia per la raccolta dei prezzi finali pagati dai clienti domestici, confermando l'accordo volontario sottoscritto dagli Stati membri. A seguito delle sostanziali modifiche apportate alla direttiva 90/377/EEC, per ragioni di chiarezza il Parlamento e il Consiglio europeo, in data 22 ottobre 2008, hanno emanato la direttiva 2008/92/CE sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas ed energia elettrica, che rappresenta una rifusione delle disposizioni in questione.

La nuova metodologia di rilevazione dei prezzi, come ampiamente descritto nella *Relazione Annuale 2008*, ha sostituito la raccolta dei prezzi puntuali per tipologia di consumatore tipo con la raccolta di prezzi medi semestrali articolati per classi di consumo e ponderati sulla base delle quote di mercato dei fornitori di energia elettrica e gas. Con l'adozione della nuova metodologia, le serie storiche presentano una soluzione di continuità a partire da gennaio 2008. Infatti, da tale data la nuova metodologia è entrata in vigore ufficialmente anche se, già da luglio 2007, agli Stati membri è stata concessa la possibilità di comunicare i prezzi all'Eurostat sulla base della nuova metodologia, anziché di quella preesistente, e la maggior parte dei paesi ha scelto questa opzione. Si precisa che con la nuova metodologia di rilevazione, la quale ha per oggetto i prezzi medi, si raccolgono i prezzi pagati dai clienti finali senza distinzione, con riferimento al nostro Paese, tra mercato libero e condizioni di maggior tutela o salvaguardia, mentre la rilevazione precedente rifletteva le tariffe di fornitura nel mercato vincolato.

Le tavole e i grafici riportati nei paragrafi che seguono si riferiscono pertanto ai prezzi comunicati all'Eurostat sulla base della nuova metodologia di rilevazione ed estratti dal database Eurostat in data 27 maggio 2011. Con riferimento al mercato elettrico, ai fini del confronto con gli altri paesi europei è stato considerato il secondo semestre 2010, a partire dal quale si è reso disponibile per l'Italia il prezzo al netto delle imposte e di altri eventuali oneri. Infine, si ricorda che, per i paesi non appartenenti alla zona euro, le variazioni dei prezzi sottintendono anche gli andamenti del valore delle rispettive valute nazionali rispetto alla moneta europea.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per le utenze domestiche

Nel secondo semestre 2010 i consumatori domestici appartenenti alla prima classe di consumo (< 1.000 kWh/anno) hanno pagato per gli usi elettrici prezzi moderatamente superiori rispetto alla media europea, sia al lordo (+4%) sia al netto delle imposte (+8%). Al riguardo, si evidenzia che la metodologia di rilevazione dei prezzi Eurostat non distingue tra consumatori residenti e non residenti, differenziazione peraltro tipica del contesto italiano. Il risultato del confronto è pertanto condizionato dalla significativa presenza in tale classe di consumatori non residenti (per esempio, seconde case). Infatti, con riferimento alla seconda classe di consumo (1.000-2.500 kWh/anno), dove tale presenza è meno rilevante, il quadro appare decisamente diverso e i prezzi italiani risultano inferiori del 12% al lordo delle imposte e del 9% al netto, rispetto ai livelli medi europei. Si può stimare che il 60% delle famiglie italiane residenti (escludendo quindi le seconde case), con consumi annui inferiori a 2.500 kWh, paghi per l'elettricità prezzi più bassi della media europea. Per i consumi più elevati, i prezzi italiani evidenziano scostamenti positivi rispetto ai corri-

spondenti prezzi medi europei, con differenze crescenti per le classi di consumo più alte (Tav. 1.16).

Con riferimento, in particolare, alla classe di consumo 2.500-5.000 kWh/anno, l'Italia presenta prezzi lordi dell'energia elettrica relativamente più elevati della media europea, sebbene il divario si sia attenuato rispetto al passato. Tra i paesi con prezzi più elevati rispetto ai valori medi italiani rientrano la Danimarca, la Germania e il Belgio. I paesi con prezzi al di sotto della media europea includono la Francia, la Finlandia, il Regno Unito e la Grecia, mentre tra i prezzi più bassi figurano quelli relativi ad alcuni paesi dell'Europa orientale. Occorre ricordare inoltre che il confronto risente di livelli di tassazione poco omogenei tra paesi: pertanto, mentre la Danimarca e la Germania vengono penalizzate dagli alti livelli di tassazione (superiori anche al 50%), il Regno Unito presenta un'incidenza fiscale molto contenuta (intorno al 5%, ben al di sotto della media europea che è superiore al 30%). Il confronto con l'analogo periodo dell'anno precedente, riferito alla medesima classe di consumo, evidenzia una diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici in Italia (-4%), Lussemburgo (-7%) e Paesi Bassi (-8%) contro un incremento medio per i prezzi europei che si attesta intorno al 5% (Fig. 1.20).

TAV. 1.16

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte;
luglio-dicembre 2010; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		≥ 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	17,72	25,70	14,96	21,15	13,96	19,30	12,75	17,53	10,75	14,66
Belgio	21,76	28,52	16,41	21,94	14,60	19,74	12,87	17,65	10,75	15,09
Bulgaria	7,01	8,42	6,92	8,32	6,92	8,30	6,94	8,32	6,96	8,34
Cipro	18,64	22,24	16,79	20,10	16,90	20,21	16,77	20,06	16,98	20,28
Danimarca	14,41	30,10	14,41	30,10	11,99	27,08	10,21	23,46	10,21	23,46
Estonia	7,33	10,30	7,25	10,20	7,11	10,04	6,90	9,78	6,29	9,06
Finlandia	20,13	25,85	13,30	17,44	10,26	13,70	8,86	11,98	7,26	10,01
Francia	18,44	23,24	11,33	14,82	9,71	12,89	8,63	11,58	8,32	11,22
Germania	24,72	37,25	15,79	26,95	13,70	24,38	12,51	22,92	12,14	22,11
Grecia	10,06	11,81	8,60	10,53	9,59	12,11	10,88	14,01	13,51	17,62
Irlanda	37,03	43,86	18,91	21,94	16,29	18,75	14,70	16,83	12,52	14,26
Italia	21,84	27,53	12,51	16,18	13,87	19,19	17,36	24,14	20,81	27,31
Lettonia	9,53	10,49	9,53	10,48	9,53	10,48	9,53	10,49	9,49	10,43
Lituania	10,43	12,62	10,24	12,39	10,05	12,16	9,76	11,80	9,33	11,28
Lussemburgo	21,42	24,82	16,22	19,31	14,49	17,47	13,38	16,29	11,83	14,66
Malta	37,05	39,00	19,00	20,00	15,15	17,00	17,10	18,00	31,35	33,00
Paesi Bassi ^(A)	23,54	n.d.	14,74	9,83	12,59	16,96	11,53	20,94	10,62	17,22
Polonia	14,13	17,86	11,69	14,87	10,82	13,82	10,44	13,35	10,16	13,01
Portogallo	21,04	33,63	11,92	18,66	10,61	16,66	9,50	15,16	8,81	13,92
Regno Unito	14,98	15,73	14,95	15,68	13,80	14,49	12,46	13,07	11,50	12,08
Rep. Ceca	24,50	29,53	18,22	22,00	11,46	13,92	9,49	11,55	8,17	9,94
Romania	8,32	10,44	8,45	10,60	8,39	10,52	8,27	10,38	7,88	9,89
Slovacchia	19,97	23,76	15,47	18,41	13,76	16,37	12,25	14,58	10,41	12,39
Slovenia	17,41	26,03	12,14	17,00	10,58	14,26	9,94	13,02	9,66	12,33
Spagna	29,26	36,29	16,81	20,85	14,92	18,51	13,63	16,91	12,44	15,43
Svezia	23,66	33,24	14,09	21,19	12,80	19,58	10,76	16,99	9,47	15,38
Ungheria	14,13	17,80	13,17	16,61	12,47	15,74	11,87	14,98	12,24	15,45
<i>Croazia</i>	<i>14,85</i>	<i>18,36</i>	<i>9,11</i>	<i>11,28</i>	<i>9,30</i>	<i>11,53</i>	<i>8,97</i>	<i>11,12</i>	<i>8,62</i>	<i>10,68</i>
<i>Norvegia</i>	<i>34,32</i>	<i>44,63</i>	<i>21,26</i>	<i>28,29</i>	<i>13,88</i>	<i>19,07</i>	<i>9,84</i>	<i>14,02</i>	<i>8,63</i>	<i>12,51</i>
Unione europea^(B)	20,14	26,38	13,78	18,37	12,39	17,08	11,63	16,36	11,31	15,78

(A) Nei Paesi Bassi è previsto uno sconto sul prezzo finale lordo che, per la prima classe di consumo, rende poco significativo il dato di prezzo al lordo delle imposte.

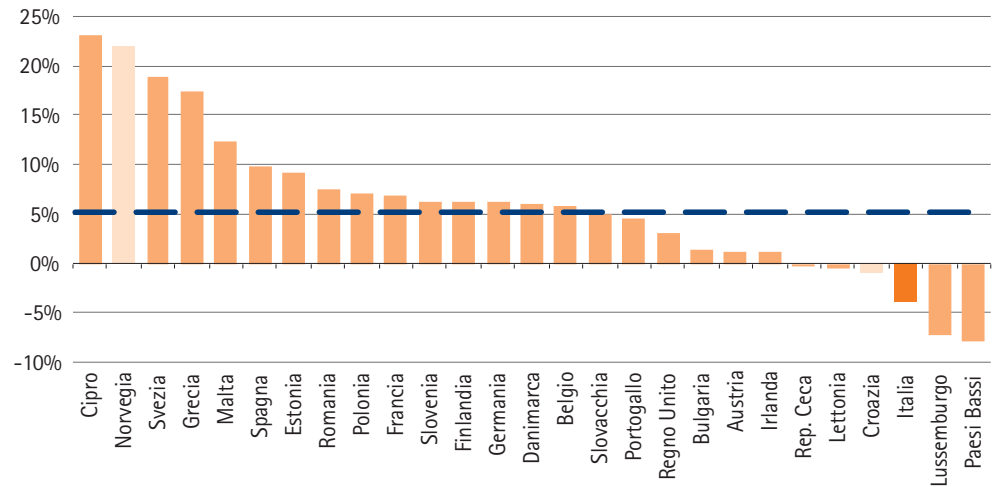
(B) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea, ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi domestici nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o di ritardo nella pubblicazione di un prezzo, Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.20

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale luglio-dicembre 2010-2009 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh^(A)



(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione percentuale del prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali per l'Unione europea. Nel grafico sono anche rappresentate le variazioni di prezzo di due paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Con riferimento alle classi di consumo superiori a 5.000 kWh annui, nel secondo semestre 2010 i prezzi lordi italiani hanno registrato riduzioni comprese tra l'8% e il 12% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, mantenendo tuttavia un differenziale notevole rispetto ai prezzi medi europei. Gli scostamenti di prezzo riscontrati con riferimento alle suddette classi di consumo sono in parte riferibili alla riforma del sistema tariffario per i consumatori domestici, entrata in vigore l'1 giugno 2009, che ha comportato una penalizzazione delle classi di consumo molto alte, marginali peraltro in termini di numero di famiglie interessate, a favore delle soglie di consumo inferiori (Fig. 1.21). Tuttavia, tale effetto risulta parzial-

mente ridimensionato già a partire dal 2010 rispetto a quanto riscontrato nel 2009, a seguito delle revisioni decise dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Inoltre, con la delibera 19 aprile 2010, ARG/elt 56/10, l'Autorità ha introdotto nuove disposizioni in materia di connessioni per l'alimentazione di pompe di calore a uso domestico e di veicoli elettrici; ciò allo scopo di evitare penalizzazioni per gli utenti interessati, derivanti da una struttura tariffaria progressiva (accresciuta dal sistema 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 a partire da un consumo annuo superiore a 2.500 kWh.

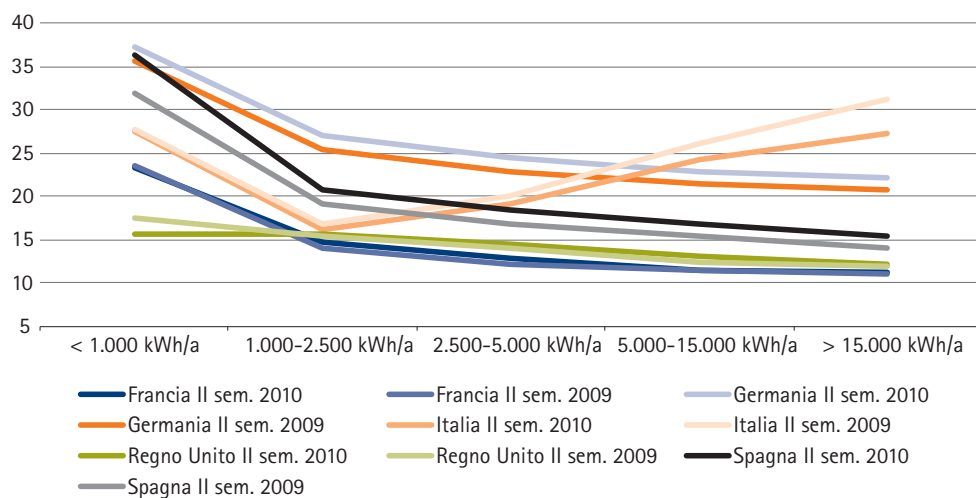


FIG. 1.21

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

Prezzi al lordo delle imposte;
c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Nel secondo semestre 2010 le imprese italiane hanno pagato prezzi dell'energia elettrica, al lordo e al netto delle imposte, superiori alla media europea per tutte le classi di consumo (Tab. 1.17). Con riferimento alla classe di consumo 500-2.000 MWh/anno, una delle più rappresentative per il mercato italiano, i prezzi medi italiani risultano superiori del 26% al lordo delle imposte e del 18% al netto, rispetto ai livelli medi europei. Anche i prezzi medi lordi pagati dalle imprese danesi e

tedesche si collocano su valori superiori alla media europea. Occorre sottolineare, tuttavia, che tali paesi presentano livelli di imposizione fiscale particolarmente elevati.

Rispetto ai prezzi registrati nel secondo semestre 2009 per la medesima classe di consumo, i principali paesi europei evidenziano una relativa stabilità dei livelli medi di prezzo che si riflette in un incremento molto limitato del valore medio europeo (1,7%). Per quanto concerne l'Italia, il prezzo medio lordo per la classe di consumo 500-2.000 MWh/anno evidenzia una variazione percentuale (1,4%) in linea con la media europea (Fig. 1.22).

TAV. 1.17

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte;
luglio-dicembre 2010; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	14,71	19,80	11,73	15,84	9,42	12,76	8,36	11,37	7,14	9,67	6,75	9,06
Bulgaria	7,76	9,45	7,03	8,51	6,54	7,98	5,88	7,19	5,10	6,25	4,92	6,03
Cipro	18,21	21,71	17,77	21,20	16,57	19,84	15,47	18,57	14,15	17,05	14,02	16,91
Danimarca	10,21	23,46	9,32	19,94	8,67	19,28	8,62	19,15	7,96	18,40	7,96	18,30
Estonia	7,35	10,33	6,56	9,37	6,04	8,73	6,04	8,66	5,50	7,92	5,09	7,13
Finlandia	8,38	10,63	7,70	9,79	6,57	8,41	6,41	8,21	5,64	7,26	5,46	7,04
Francia	11,04	14,48	7,84	10,38	6,29	8,19	5,70	7,49	5,42	7,33	4,86	6,62
Germania	16,03	25,06	11,07	17,98	9,14	15,62	7,90	14,05	7,14	12,85	7,11	12,20
Grecia	14,45	18,04	10,69	13,79	8,76	11,39	7,49	9,93	6,58	8,85	6,08	8,24
Irlanda	17,02	19,52	13,44	15,32	11,24	12,77	8,60	9,67	7,94	8,60	n.d.	n.d.
Italia	21,72	29,71	11,45	17,54	10,74	16,03	10,07	14,03	9,27	12,37	8,98	11,16
Lettonia	11,62	14,06	9,62	11,63	9,07	10,96	8,50	10,29	8,31	10,05	7,66	9,28
Lituania	11,58	14,79	10,73	13,54	9,95	12,65	9,61	12,38	8,20	10,64	n.d.	n.d.
Lussemburgo	15,40	18,45	10,95	12,32	9,57	10,86	7,68	8,42	6,68	7,19	n.d.	n.d.
Malta	29,00	30,45	20,00	21,00	18,00	18,90	16,00	16,80	15,00	15,75	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	14,06	21,52	9,61	16,31	8,49	12,29	7,92	11,06	7,51	9,91	7,50	9,98
Polonia	15,75	19,83	11,41	14,53	9,37	12,04	8,09	10,48	7,55	9,82	7,17	9,36
Portogallo	10,80	17,72	9,20	12,66	8,67	9,64	7,61	8,37	6,48	7,18	5,63	6,07
Regno Unito	14,23	16,93	11,45	13,97	9,58	11,64	8,53	10,40	7,72	9,32	7,68	9,29
Rep. Ceca	17,64	21,30	13,79	16,68	10,70	12,97	9,57	11,63	9,23	11,22	9,17	11,14
Romania	10,56	13,14	9,78	12,17	8,08	10,08	6,94	8,66	6,15	7,69	5,59	6,98
Slovacchia	19,66	23,55	14,61	17,54	11,85	14,26	10,73	12,92	9,59	11,57	9,40	11,34
Slovenia	13,01	17,70	10,94	14,24	9,04	12,06	7,64	10,38	6,64	9,00	6,59	8,99
Spagna	17,82	22,10	13,16	16,32	10,40	12,90	8,53	10,58	7,27	9,01	6,38	7,92
Svezia	14,72	18,46	9,39	11,79	8,36	10,50	7,30	9,19	6,89	8,67	6,52	8,20
Ungheria	11,93	15,14	10,28	13,07	10,31	13,12	9,19	11,72	8,44	10,78	8,00	10,23
<i>Croazia</i>	<i>11,54</i>	<i>14,28</i>	<i>10,31</i>	<i>12,78</i>	<i>8,97</i>	<i>11,12</i>	<i>7,70</i>	<i>9,55</i>	<i>6,69</i>	<i>8,29</i>	<i>5,29</i>	<i>6,57</i>
<i>Norvegia</i>	<i>9,17</i>	<i>13,19</i>	<i>8,14</i>	<i>11,89</i>	<i>8,01</i>	<i>11,73</i>	<i>6,52</i>	<i>9,87</i>	<i>5,70</i>	<i>8,85</i>	<i>3,32</i>	<i>5,87</i>
Unione europea(A)	15,23	20,74	10,74	15,01	9,08	12,72	8,04	11,28	7,31	10,23	6,99	9,61

(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea, ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi domestici nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o di ritardo nella pubblicazione di un prezzo, Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

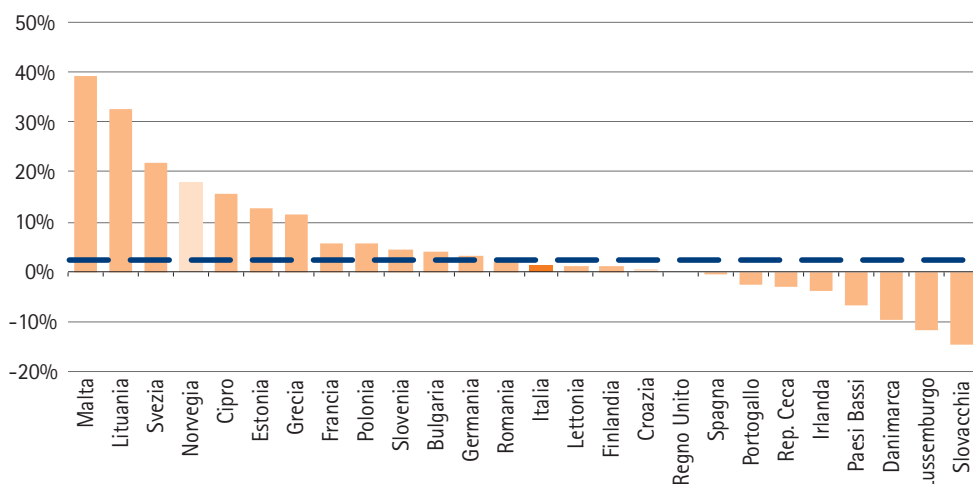


FIG. 1.22

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali

Variazione percentuale luglio-dicembre 2010-2009 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh^(A)

(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione percentuale del prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali. Nel grafico sono anche rappresentate le variazioni di prezzo di due paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

La figura 1.23 confronta i prezzi medi lordi per i principali paesi europei, da cui risulta confermato il livello relativamente più elevato dei prezzi italiani pagati dalle imprese del nostro paese rispetto ai prezzi prevalenti negli altri paesi, in particolare per i livelli di consumo inferiore. Con riferimento alle clas-

si di consumo più elevate, tuttavia, il differenziale nei confronti degli altri Stati europei si riduce significativamente, con prezzi pagati dalle utenze industriali, in particolare per le classi di consumo più alte, che risultano inferiori a quelli della Germania.

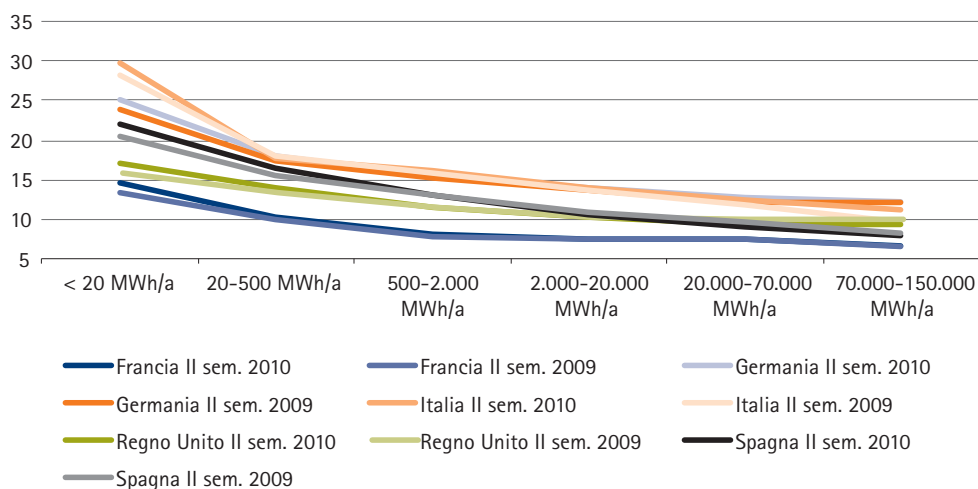


FIG. 1.23

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

Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi del gas naturale

Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2010 il prezzo italiano del gas al netto delle imposte, per un consumatore domestico, si è collocato su livelli in linea con la media europea per tutte le classi di consumo, con scostamenti positivi o negativi inferiori o intorno al 5%. Il prezzo del gas per

le utenze domestiche si è collocato a un livello superiore rispetto al prezzo medio europeo se calcolato al lordo delle imposte, con scostamenti positivi progressivamente crescenti per le classi di consumo più alte (consumi annui superiori a 525 m³), in conseguenza di un livello di imposizione fiscale relativamente elevato rispetto alla media dei paesi europei.

TAV. 1.18

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; anno 2010; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m ³)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	57,98	78,88	46,84	64,72	41,23	57,47
Belgio	69,04	87,35	47,68	59,92	41,69	54,00
Bulgaria	34,62	41,54	35,19	42,24	35,70	42,84
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	56,20	113,84	56,20	113,84	56,20	113,84
Estonia	37,50	47,93	31,16	40,37	30,78	39,80
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	97,59	112,91	48,80	57,94	41,88	49,98
Germania	76,86	102,08	44,20	60,07	41,65	57,05
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	51,87	60,72	46,04	54,10	42,96	50,59
Italia	62,47	88,05	46,22	74,26	39,35	69,34
Lettonia	58,41	64,37	34,56	38,08	34,16	37,65
Lituania	57,62	69,72	36,21	43,81	32,56	39,40
Lussemburgo	50,23	55,98	42,26	47,97	43,61	49,30
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	68,55	108,09	43,21	74,80	40,13	70,35
Polonia	50,58	61,71	40,33	49,20	36,48	44,52
Portogallo	78,09	82,64	61,05	64,69	51,75	54,82
Regno Unito	47,01	49,36	41,67	43,75	36,75	38,58
Rep. Ceca	67,65	81,18	43,45	52,14	41,61	49,93
Romania	15,70	29,41	15,61	29,25	15,44	28,63
Slovacchia	86,04	102,39	39,19	46,64	38,82	46,19
Slovenia	59,84	76,74	51,19	66,36	48,85	63,55
Spagna	61,80	72,31	48,53	56,78	43,15	50,52
Svezia	118,22	179,31	64,47	112,38	58,65	104,94
Ungheria	49,71	62,14	46,06	57,57	45,30	56,63
<i>Croazia</i>	<i>32,77</i>	<i>40,31</i>	<i>32,77</i>	<i>40,31</i>	<i>32,77</i>	<i>40,31</i>
<i>Norvegia</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
Unione europea^(A)	66,26	84,13	44,14	58,11	39,72	53,50

(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea, ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi domestici nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o di ritardo nella pubblicazione di un prezzo, Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Tra i paesi che presentano prezzi più elevati al lordo delle imposte rispetto alla media europea, per la classe di consumo centrale (consumi annui compresi tra 525 m³ e 5.254 m³), figurano anche la Danimarca, la Svezia, i Paesi Bassi, la Slovenia, l'Austria, il Portogallo e la Germania. Per la Svezia, i Paesi Bassi, la Danimarca e l'Italia questi valori di prezzo sono anche la conseguenza di livelli di tassazione significativamente elevati. Con riferimento alla medesima classe di consumo, il prezzo medio europeo al netto delle imposte evidenzia un calo, in termini percentuali, rispetto al 2009 (-4% circa); a livello nazionale, tra i paesi con riduzioni più significative si collocano l'Irlanda (-17%), i Paesi Bassi (-10%), la Germania (-9%),

la Spagna (-7%) e la Francia (-6%), nonché alcuni paesi dell'Europa orientale; mentre incrementi si registrano soprattutto in Svezia (10%) e in Polonia. Nel 2010 il prezzo medio italiano si attesta su livelli analoghi a quelli registrati nel 2009, segnando un lieve incremento del 2% (Fig. 1.24).

Nel confronto con i principali paesi europei i prezzi italiani netti risultano, con riferimento alla classe di consumo più bassa, inferiori a quelli di Francia e Germania, analoghi ai prezzi spagnoli e superiori soltanto ai prezzi pagati nel Regno Unito. Rispetto alle classi di consumo più elevate, i prezzi pagati nei principali paesi europei evidenziano una forte convergenza, con differenziali reciproci relativamente limitati (Fig. 1.25).

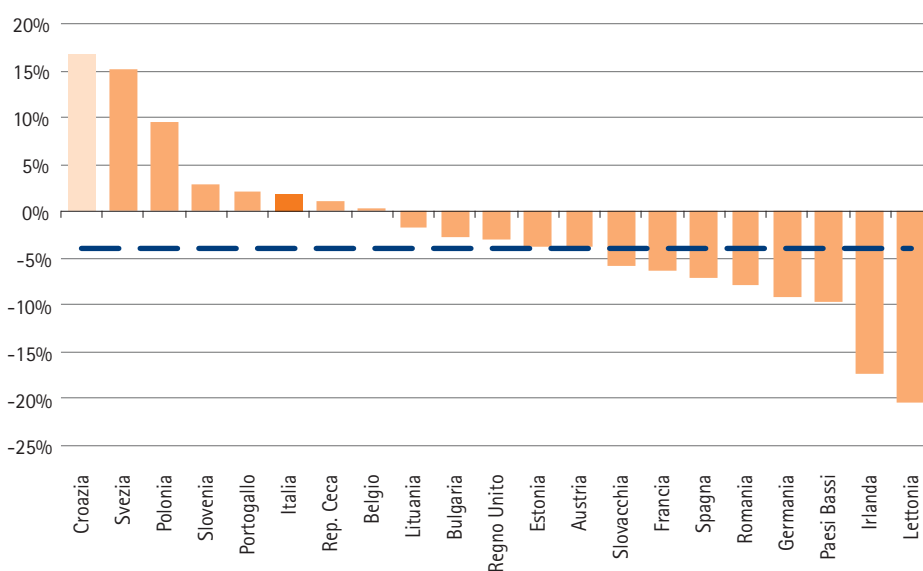


FIG. 1.24

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici

Variazione percentuale dei prezzi^(A) al netto delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 m³ e 5.253,60 m³; 2010-2009

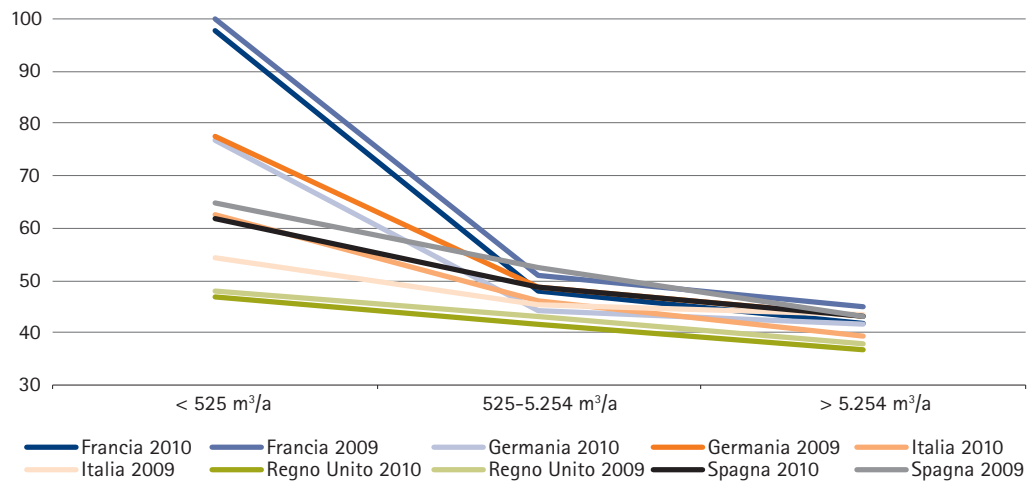
(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali per l'Unione europea. Nel grafico è rappresentata anche la variazione di prezzo della Croazia che non è uno Stato membro dell'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.25

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

Prezzi al netto delle imposte;
c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Nel 2010, i prezzi lordi pagati dalle imprese italiane per l'utilizzo del gas (esclusi gli impieghi non energetici e quelli per la generazione elettrica) si sono collocati su livelli superiori alla media europea per la classe di consumo più bassa fino 26 k(m³)/anno, con uno scostamento positivo pari a circa il 5%, e su livelli inferiori per la classe di consumo più elevata. Per quanto riguarda i prezzi al netto delle imposte, i livelli registrati risultano in linea con la media europea, con scostamenti positivi o negativi limitati per tutte le classi di consumo (Tav. 1.19).

Con riferimento alla classe di consumo 2,63-26,27 M(m³)/anno, Danimarca, Svezia, Germania, Finlandia, nonché

alcuni paesi dell'Europa orientale, spesso penalizzati dagli alti livelli di tassazione, evidenziano prezzi lordi superiori alla media europea; mentre Regno Unito, Irlanda, Spagna, Belgio e Portogallo si collocano, insieme con l'Italia, su livelli relativamente inferiori. Rispetto all'anno precedente, i prezzi finali al netto delle imposte della medesima classe di consumo mostrano in Italia un calo di circa il 10%, rispetto a una riduzione mediamente registrata a livello europeo pari a circa il 4%. Una significativa diminuzione dei prezzi del gas naturale si registra inoltre in Belgio (-18%), Irlanda (-16%), Paesi Bassi (-15%) e Regno Unito (-11%), mentre si assiste a un incremento dei prezzi pagati dalle utenze industriali in diversi paesi dell'Europa orientale e, seppure in misura più contenuta, in Germania (3%) (Fig. 1.26).

TAV. 1.19

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali

 Prezzi al netto e al lordo delle imposte;
anno 2010; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO k(m ³)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	45,30	56,76	38,34	48,50	29,08	37,12	24,65	31,25	23,68	29,56
Bulgaria	31,69	38,04	30,84	37,00	28,69	34,43	25,93	31,11	25,10	30,13
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	56,20	113,84	56,20	113,84	28,66	79,37	27,54	77,97	n.d.	n.d.
Estonia	30,10	39,31	28,58	37,30	28,00	36,22	27,20	34,87	26,15	33,44
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	31,41	40,79	30,32	39,48	27,58	36,15
Francia	46,27	56,48	39,82	48,46	34,89	42,58	28,17	33,52	24,15	27,83
Germania	42,58	56,84	43,11	57,47	38,37	51,83	32,91	45,13	29,43	41,06
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	40,01	47,24	34,13	40,35	29,98	34,81	24,29	27,31	n.d.	n.d.
Italia	40,73	57,27	35,73	45,55	29,90	34,81	27,28	30,17	27,22	30,09
Lettonia	34,83	42,19	33,03	40,04	30,43	36,90	28,79	34,89	26,88	32,58
Lituania	36,42	44,06	35,56	43,03	34,86	42,17	31,77	38,44	:	:
Lussemburgo	41,84	45,57	46,98	50,52	41,32	44,48	27,49	29,39	n.d.	n.d.
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	39,72	70,58	33,91	56,84	28,24	41,07	25,63	33,81	22,53	27,71
Polonia	39,80	48,54	37,00	45,14	33,16	40,46	29,14	35,55	26,23	32,00
Portogallo	50,64	53,69	39,09	41,32	32,16	33,92	29,04	30,65	27,56	29,08
Regno Unito	37,34	45,50	26,88	33,16	21,81	27,00	20,69	25,15	19,44	23,30
Rep. Ceca	41,60	51,46	35,39	44,01	34,17	42,54	29,91	37,43	29,08	36,43
Romania	15,48	28,98	15,32	28,49	15,57	28,44	15,06	25,47	14,38	23,17
Slovacchia	44,04	54,07	38,92	47,98	35,38	43,77	30,28	37,70	28,28	35,31
Slovenia	50,99	66,11	46,20	60,37	40,83	53,93	36,40	48,61	n.d.	n.d.
Spagna	42,64	49,89	36,10	42,26	30,05	35,17	26,26	30,73	24,58	28,76
Svezia	57,89	81,44	48,90	70,45	41,75	61,52	37,93	56,90	:	:
Ungheria	43,78	56,26	41,65	53,59	33,49	43,39	31,55	40,96	30,19	30,19
<i>Croazia</i>	<i>38,82</i>	<i>47,75</i>	<i>38,82</i>	<i>47,75</i>	<i>38,82</i>	<i>47,75</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
<i>Norvegia</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
Unione europea ^(A)	41,10	54,46	36,55	47,81	31,04	39,93	27,29	34,66	n.d.	n.d.

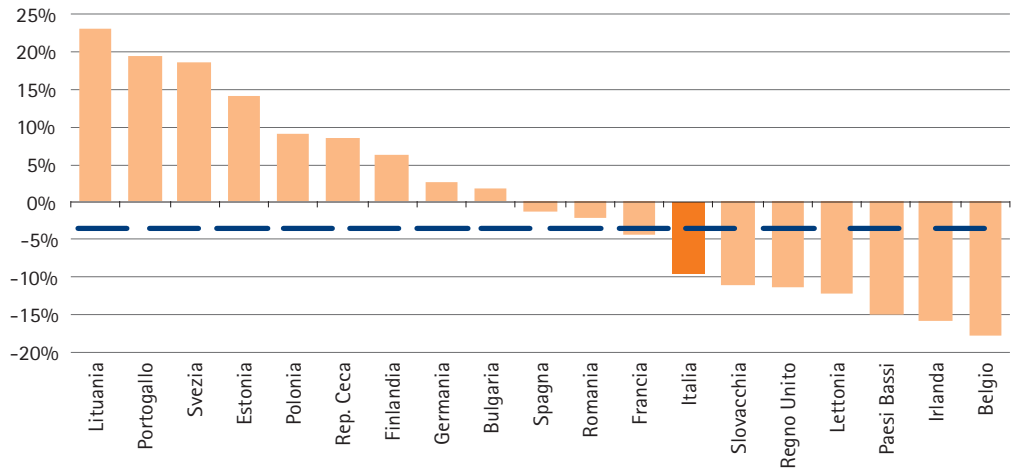
(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea, ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi domestici nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o di ritardo nella pubblicazione di un prezzo, Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.26

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali

Variazione percentuale dei prezzi^(A) al netto delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³); 2010-2009



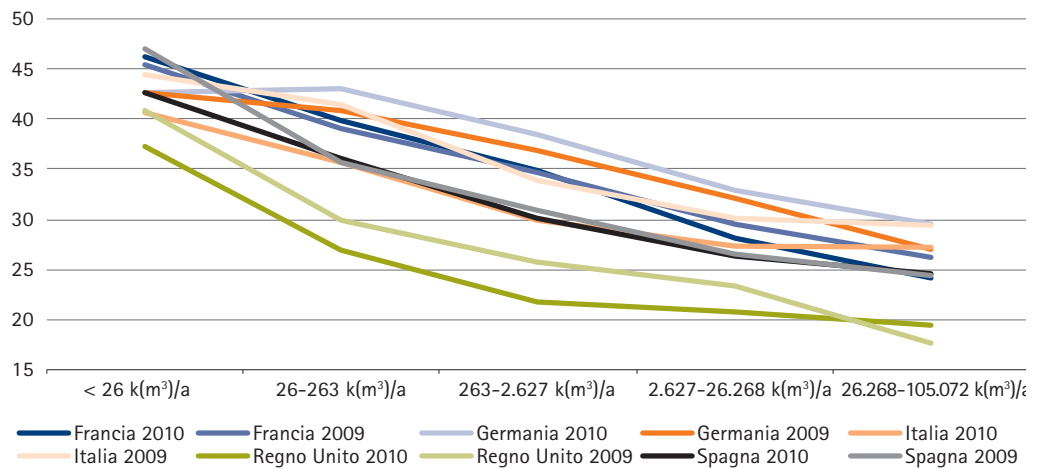
(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali per l'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.27

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

Prezzi al netto delle imposte; 2009-2010; c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

L'*European Emission Trading Scheme* (EU ETS), introdotto dalla direttiva 2003/87/CE, ha programmato un primo periodo di applicazione negli anni 2005-2007 (Fase 1), in vista della fase relativa agli anni 2008-2012 (Fase 2), durante la quale dovranno essere raggiunti i target di riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo di Kyoto (-8% rispetto al 1990 per l'Unione europea a 15 paesi e -6,5% per l'Italia).

Il 17 dicembre 2008 il Parlamento europeo ha approvato la proposta della Commissione europea tesa a modificare l'attuale sistema di scambio delle quote, come definito dalla direttiva 2003/87/CE, con riferimento agli anni successivi al 2012. La nuova direttiva 2009/29/CE è stata formalmente adottata in via definitiva a fine marzo 2009 dal Parlamento e dal Consiglio europei; sulla base della nuova direttiva, a partire dal 2013, le installazioni operanti nel settore termoelettrico non riceveranno più permessi gratuiti ma, salvo opzioni limitate e temporanee di deroga a questa regola, dovranno acquistare i permessi partecipando ad aste su piattaforme organizzate. Germania, Polonia e Regno Unito sono gli unici Stati che hanno optato per istituire aste nazionali per la vendita dei permessi d'emissione nella Fase 3 dell'ETS, avvalendosi dell'opzione prevista dal regolamento sulle aste, approvato nell'ottobre del 2010. Per gli altri paesi sarà invece selezionata una piattaforma unica a livello europeo.

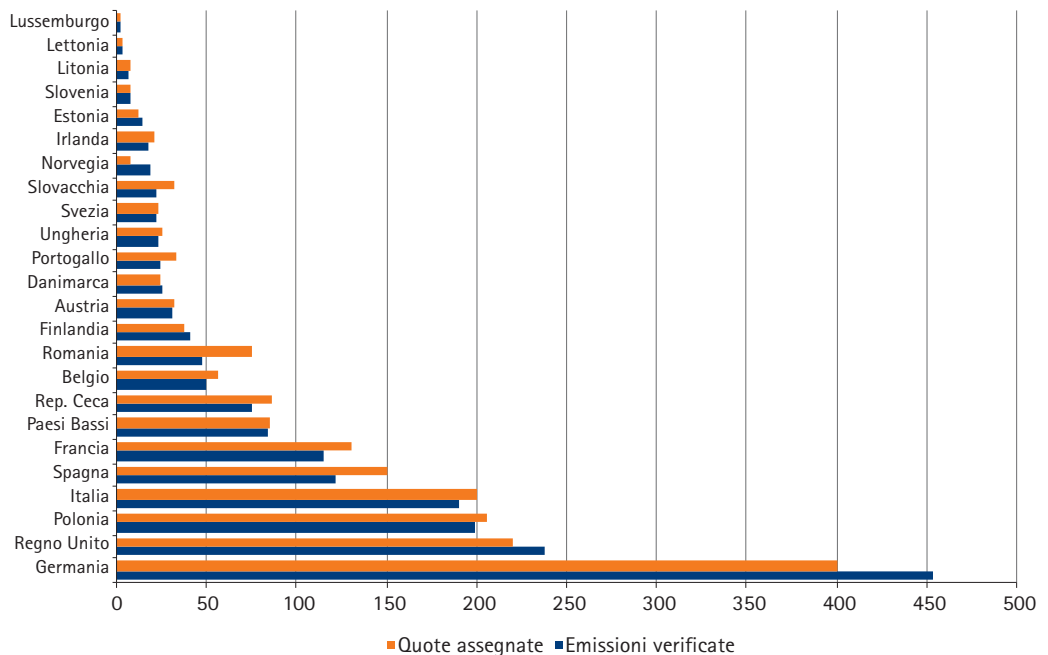
Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2009-2010

Il calendario degli adempimenti richiesti alle imprese soggette all'EU ETS prevede che, entro la fine del mese di marzo, siano comunicate le emissioni effettive relative all'anno precedente ed entro la fine del mese di aprile siano restituite le quote a esse corrispondenti. È possibile pertanto confrontare le emissioni effettive nel 2009-2010 con le relative quote assegnate. I dati del registro europeo (*Community Independent Transaction Log - CITL*), estratti in data 15 aprile 2011, mettono in evidenza una riduzione delle emissioni a livello europeo, nel 2010, dello 0,8% rispetto all'anno precedente⁹.

Con riferimento al 2010, considerando i paesi nei quali almeno il 98% delle installazioni ha comunicato le proprie emissioni, si evidenzia una sovrallocazione di quote poco superiore a 46 MtCO₂. A tale esito hanno contribuito soprattutto la Spagna (29 MtCO₂), la Romania (28 MtCO₂) e la Francia (15 MtCO₂), mentre altri paesi hanno registrato una situazione di sottoallocazione, tra cui la Germania (53 MtCO₂) e il Regno Unito (17 MtCO₂). Si ricorda che il registro è aggiornato quotidianamente e che riflette tutti i movimenti di variazione dei permessi (per esempio, modifiche di assegnazioni per apertura di nuovi impianti e/o ampliamenti, oppure chiusura di impianti esistenti e rettifiche di dati).

⁹ A tale data, la quota di copertura delle emissioni, calcolata come percentuale delle quote assegnate alle installazioni adempienti rispetto al totale delle assegnazioni, è pari al 99,9% nel 2009 e al 96,1% nel 2010.

FIG. 1.28

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2010^(A)MtCO₂

(A) Nel grafico sono riportati i paesi per i quali i dati relativi alle emissioni sono stati comunicati almeno dal 98% delle installazioni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL in data 15 aprile 2011.

Per l'Italia, in particolare, con riferimento ai settori soggetti all'EU ETS, è stato verificato un ammontare di emissioni nel 2010 pari a 190,1 MtCO₂, determinando una sovrallocazione di circa 10 MtCO₂. A questo risultato hanno contribuito in maniera determinante le dinamiche nei settori della produzione del-

l'acciaio, della calce e del cemento, mentre un deficit significativo di quote è stato registrato nel settore della raffinazione. Gli impianti di combustione, dopo aver beneficiato di una rilevante sovrallocazione nel 2009, hanno avuto nel 2010 delle emissioni leggermente superiori rispetto alle loro allocazioni.

TAV. 1.20

Emissioni effettive e assegnazioni per gli anni 2009-2010 in Italia

MtCO₂

SETTORE PRODUTTIVO	ASSEGNAZIONI	2009 EMISSIONI VERIFICATE	DIFFERENZA	ASSEGNAZIONI	2010 EMISSIONI VERIFICATE	DIFFERENZA
Impianti di combustione	129,2	122,2	7,0	120,6	121,0	-0,5
Impianti di raffinazione	19,7	23,1	-3,4	19,7	24,9	-5,2
Produzione di acciaio	19,0	8,6	10,4	19,1	12,8	6,3
Produzione di calce e cemento	31,4	23,3	8,0	31,0	23,6	7,5
Produzione di vetro	3,1	2,6	0,5	3,1	2,7	0,3
Produzione di ceramica e laterizi	0,8	0,4	0,4	0,8	0,4	0,4
Produzione di pasta per carta e cartoni	5,4	4,3	1,1	5,5	4,5	1,0
Altre attività	0,4	0,3	0,1	0,4	0,3	0,1
TOTALE SETTORI	209,0	184,9	24,1	200,1	190,1	10,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL in data 15 aprile 2011.

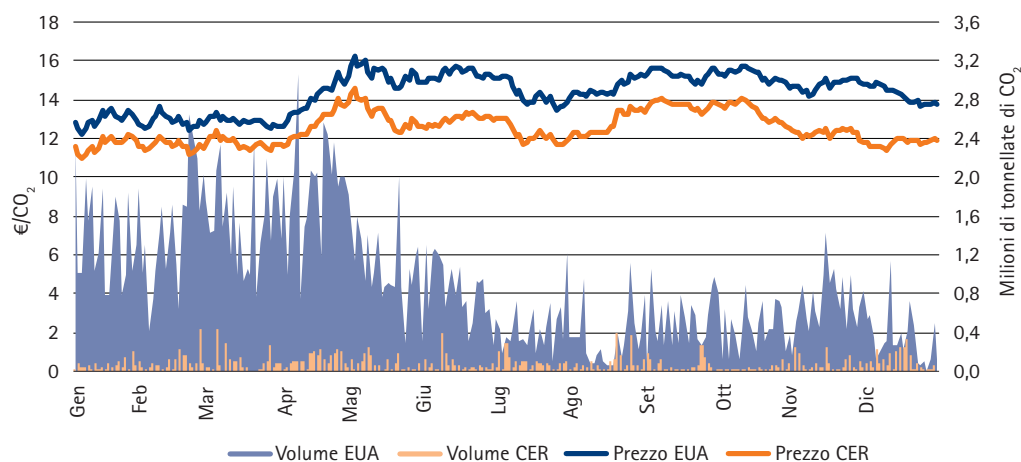
Il prezzo della tonnellata di CO₂ nel 2010

Nel mercato europeo dei permessi di emissione EUA (*European Union Allowance*) il valore degli scambi nel 2010 ha evidenziato una leggera crescita rispetto al 2009 (1,1%), raggiungendo i 90 miliardi di euro. Questo livello rappresenta l'84% del mercato mondiale dei gas serra.

Nel corso del 2010 il prezzo del contratto *spot* dei permessi EUA nella borsa Bluenext (caratterizzata dai volumi di scambio maggiori) dopo un aumento significativo nel mese di

maggio si è sostanzialmente mantenuto nel range dei 14-16 €/tCO₂. Il prezzo medio su base annuale è risultato pari a 14,34 €/tCO₂.

Nella stessa borsa, il prezzo medio *spot* dei crediti CER (*Certified Emission Reduction*, provenienti dalle riduzioni di emissioni dei progetti in atto nei paesi in via di sviluppo, previsti dai meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto) è risultato pari a 12,52 €/tCO₂, con uno *spread* rispetto al prezzo dei permessi EUA che ha raggiunto il punto di massimo nel mese di dicembre (3,23 €/tCO₂).



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bluenext.

FIG. 1.29

Andamento dei prezzi spot della CO₂ nella Bluenext nel 2010
€/tCO₂; milioni di tonnellate di CO₂