

TAV. 1.5

Produzione sostenibile
e capacità di riserva
riferite a fine anno
Miloni di barili/giorno

	PRODUZIONE SOSTENIBILE				CAPACITÀ DI RISERVA			
	2010	2011	2012	2013 ^(A)	2010	2011	2012	2013 ^(A)
Algeria	1,35	1,30	1,19	1,19	0,08	0,01	0,01	0,05
Angola	2,04	1,90	1,89	1,82	0,42	0,15	0,16	0,05
Ecuador	0,50	0,51	0,52	0,52	0,02	0,03	0,02	0,02
Iran	3,87	3,51	3,03	3,01	0,19	0,06	0,33	0,33
Iraq	2,50	3,21	3,30	3,31	0,06	0,52	0,33	0,35
Kuwait	2,62	2,84	2,86	2,92	0,30	0,24	0,08	0,08
Libia	1,67	0,75	1,58	1,58	0,11	0,00	0,18	0,22
Nigeria	2,69	2,48	2,49	2,48	0,41	0,42	0,39	0,53
Qatar	1,01	0,90	0,74	0,75	0,19	0,08	0,00	0,01
Arabia Saudita	12,07	12,00	11,80	12,00	3,47	2,15	2,44	2,70
Emirati Arabi Uniti	2,70	2,74	2,80	3,02	0,38	0,16	0,12	0,32
Venezuela	2,71	2,55	2,60	2,65	0,51	0,05	0,10	0,15
TOTALE	35,73	34,69	34,80	35,25	6,14	3,87	4,16	4,81

(A) Per il 2013 riferite alla fine del primo trimestre.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2013.

Dalla tavola 1.5 si desume che l'OPEC non dovrebbe avere alcun problema a coprire il deficit mondiale tra domanda e offerta nel 2013 e anche negli anni successivi, considerando la prevista crescita della produzione irachena. È tuttavia significativa per i suoi risvolti geopolitici la forte disparità nelle capacità di riserva tra i diversi paesi (Tav. 1.5), con l'Arabia Saudita che dispone oggi di quasi il 60% di questa, mentre nessuno degli altri paesi ne detiene oltre il 7%.

Prezzo del Brent

Il prezzo medio del Brent nel 2012 è stato praticamente identico a quello verificato nel 2011 (111,6 contro 111,3 \$/barile), come anche molto simile è lo scarto tra valore minimo e massimo rispetto alla media: 27% nel 2012 contro 24% nel 2011. Il 2012 si distingue invece per l'andamento del prezzo insolitamente altalenante (Fig. 1.2). Tra gennaio e aprile del 2011 il prezzo è aumentato da 96,5 \$/barile fino a raggiungere un picco di 123,5 \$/barile come media del mese di aprile, per poi scendere lentamente durante il resto dell'anno fino a 107,9 \$/barile nel mese di dicembre.

Per contro, nel 2012, dopo un primo aumento da 110,5 \$/barile come media di gennaio al picco di 125,3 \$/barile in marzo, il prezzo è crollato a 95,1 \$/barile al minimo di giugno, per poi risalire

a 113,4 \$/barile in agosto, dopo di che ha ripreso a scendere a 109,4 \$/barile prima di risalire ancora a 116,3 \$/barile come media del mese di febbraio 2013. Ha contribuito a determinare questo andamento il concorso di diversi fattori con effetti contrastanti, tra cui i più importanti sono stati: le sanzioni americane ed europee applicate all'Iran, la bassa crescita dell'economia mondiale, la crisi dell'euro.

Il 2012 si apre con le tensioni create dalle sanzioni applicate dagli Stati Uniti e dall'Unione europea, tese a limitare le esportazioni di petrolio iraniano, e con le minacce di ritorsione, da parte di Teheran, di chiudere lo Stretto di Hormuz. Hanno contribuito a spingere le quotazioni in alto anche le interruzioni per avarie, riparazioni e manutenzione non pianificate della produzione nel Mare del Nord e in Canada, oltre al freddo invernale. L'escalation dei prezzi si è affievolita a partire da aprile, con la conferma delle prospettive economiche più deboli delle attese e un verosimile allentamento delle tensioni tra l'Iran e la comunità internazionale. Il crollo del prezzo nei mesi di maggio e giugno è spiegato dai dati economici deludenti provenienti da Stati Uniti ed Europa, dalle preoccupazioni per la crescita economica cinese, dal peggioramento della crisi dell'euro, nonché dalle scorte crescenti di greggio e derivati a livello mondiale.

Il prezzo lievita di nuovo tra luglio e agosto, dopo l'entrata in

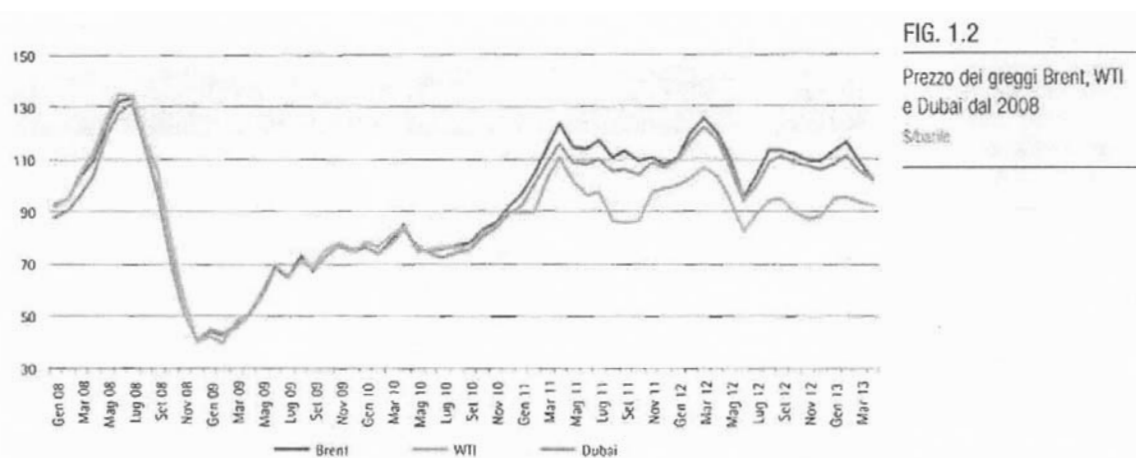


FIG. 1.2
Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2008
\$/barile

Fonte: Bloomberg e ICIS LOR.

vigore dell'embargo europeo sul greggio iraniano, guidato dal greggio Ural, sostituito per il greggio iraniano in Europa. Verso la fine dell'anno i prezzi calano sulla scia del crescente pessimismo sull'andamento dell'economia mondiale e le preoccupazioni per il cosiddetto *fiscal cliff* o baratro fiscale negli Stati Uniti che insieme hanno l'effetto di oscurare i rischi politici in Israele, Gaza, Siria e Iran. Il prezzo riprende a crescere in gennaio e in febbraio del 2013, sostenuto da segnali economici positivi dalla Cina e dagli

Stati Uniti, ma anche dalle preoccupazioni geopolitiche scatenate dall'attacco terrorista a In Amenas in Algeria e dalla retorica ostile in Iran. Nella figura 1.3 sono riportati l'andamento del prezzo del Brent in euro per il periodo 2008-2013 e il tasso di cambio euro/dollaro nel medesimo periodo. Il deprezzamento dell'euro sul dollaro rispetto ai valori del 2008 contribuisce ulteriormente a far sì che il prezzo del petrolio in euro in Europa raggiunga, nel 2012, valori medi annui particolarmente elevati, mai toccati finora.

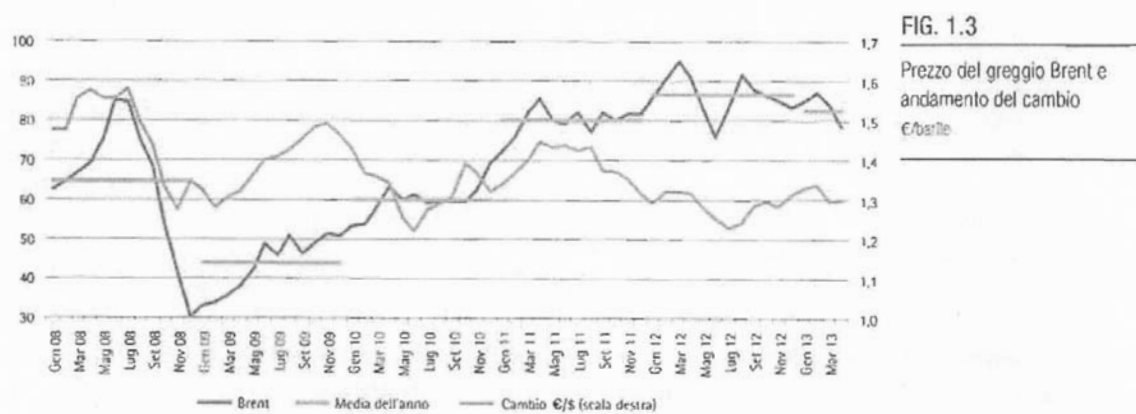


FIG. 1.3
Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio €/barile

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Platts e Banca centrale europea.

1 Il tracollo economico provocato da un consistente aumento delle tasse e al contempo da un drastico abbassamento dei consumi.

Confronto con i benchmark WTI e Dubai

La figura 1.2 riporta per confronto l'andamento dei greggi West Texas Intermediate (WTI) e Dubai che, con il Brent, fungono da indicatori del prezzo del greggio per oltre il 90% dei quantitativi di petrolio immessi nel commercio internazionale.

Sia il Brent sia il WTI sono greggi leggeri e a basso contenuto di zolfo e sono pregiati per la raffinazione delle frazioni leggere e intermedie (benzine e gasolio). Storicamente il prezzo del greggio WTI era maggiore di quello del Brent per via della migliore qualità in termini di densità e tenore di zolfo. Peraltro, con l'impoverimento dei giacimenti è stato necessario aggregare al Brent altri tre greggi del Mare del Nord (Forties, Oseberg ed Ekofisk), tutti di qualità inferiore al Brent, aumentando ancora il premio del WTI sul Brent². Tuttavia, il WTI non ha sbocchi diretti sul mare, mentre i greggi del Brent sono prodotti da giacimenti in mare e hanno costi di trasporto contenuti rispetto al WTI. Il Brent pertanto serve oggi come *benchmark* per due terzi del commercio internazionale di greggio.

A partire dal 2010, con l'arrivo di nuovi quantitativi di greggio dagli Stati americani del Nord e dal Canada, i costi di trasferimento del WTI sono cresciuti in modo sempre più insistente, portando alla saturazione delle capacità del centro di raccolta, deposito e smistamento di Cushing nell'Oklahoma. Il differenziale leggermente positivo (dell'ordine di qualche \$/barile) a favore del WTI si è tramutato in un forte stacco negativo che ha superato i 25 \$/barile in diversi giorni del 2011. La situazione è un po' migliorata nel 2012 con il potenziamento del trasporto via acqua e camion, ma rimarrà critica fino a quando non sarà rimosso il collo di bottiglia a Cushing mediante la costruzione dell'oleodotto Keystone XL, di difficile attuazione almeno in tempi brevi, in quanto duramente contestato dagli ambientalisti in relazione allo sfruttamento delle sabbie bituminose del Canada.

Il greggio Dubai è meno pregiato del Brent e del WTI, avendo densità e tenore di zolfo maggiori³, e questo spiega il differenziale generalmente negativo rispetto al Brent. Il Dubai svolge comunque un ruolo importante per l'apprezzamento del greggio diretto verso i paesi asiatici, dove è maggiore la domanda di

derivati medi e pesanti (diesel e olio combustibile) e dove sono attualmente meno severi i limiti ambientali sul tenore di zolfo. I raffinatori del Medio Oriente usano il prezzo *spot* del greggio Dubai per le esportazioni di derivati del petrolio verso i mercati asiatici e il prezzo *spot* del Brent per le esportazioni verso il bacino atlantico. Nel corso del 2011, il differenziale di prezzo a favore del Brent è stato mediamente di 5,3 \$/barile, ma si è ridotto in modo consistente nel 2012 (3,4 \$/barile), complice la debole domanda interna europea rispetto a quella asiatica. La produzione del Dubai è molto calata negli ultimi anni e sta diventando problematico l'utilizzo di questo greggio come *benchmark*. È in corso una sua sostituzione con il greggio Oman di qualità non molto dissimile e disponibile in quantità molto maggiore.

Prezzo dei prodotti

Come già rimarcato in precedenti edizioni della *Relazione Annuale*, l'andamento dei prezzi dei derivati del petrolio nelle diverse aree mondiali si discosta anche notevolmente da quello dei greggi sottostanti per via dell'intreccio tra fattori che operano in diversi momenti e con diversa intensità e che riguardano in prevalenza la domanda locale e internazionale, l'offerta dei diversi greggi sul mercato, la struttura e lo stato della raffinazione.

La tavola 1.6, che confronta la domanda di prodotti petroliferi nelle diverse aree mondiali con la produzione delle raffinerie, evidenzia il forte potenziale del commercio internazionale dei prodotti della raffinazione, determinato sia dalla domanda e dall'offerta dei prodotti, sia dai loro prezzi.

L'andamento dei prezzi nel 2012 e nei primi mesi del 2013, se da una parte riflette l'inevitabile relazione con il prezzo del greggio, dall'altra conferma un apprezzabile differenziale tra le principali aree di consumo e tra i principali prodotti (Fig. 1.4). La bassa crescita dell'economia nella maggior parte dei paesi OCSE e le difficili condizioni di sviluppo dell'area euro, a fronte di una domanda relativamente sostenuta nei paesi emergenti e in via di sviluppo, hanno spinto i consumi e il commercio internazionale di prodotti destinati all'industria (olio combustibile) più che la benzina e il gasolio per motori.

² La miscela è nota in gergo come BFOE dalla prima lettera dei quattro greggi, ma continua a essere più comunemente usato il nome Brent.

³ Il Dubai ha mediamente grado API 31,0 e 2,1% di zolfo. Per confronto, il Brent ha grado API 38,1 e 0,37% di zolfo; il WTI grado API 39,6 e 0,24% di zolfo.

TAV. 1.6

Distribuzione mondiale di domanda e di offerta di prodotti della raffinazione nel 2012

Valori percentuali

	PAESI OCSE			PAESI NON OCSE	TOTALE MONDO
	Nord America	Europa	Pacifico		
Distillati leggeri	46,0	22,0	36,8	27,7	32,2
Distillati medi	28,5	49,1	31,4	36,3	36,2
Olio combustibile	3,7	9,0	12,4	14,4	10,4
Altri prodotti	21,8	20,0	19,5	21,6	21,3
TOTALE DOMANDA	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Distillati leggeri	50,5	29,9	31,7	24,3	32,2
Distillati medi	35,1	50,4	51,8	29,5	36,2
Olio combustibile	5,4	12,7	11,9	11,7	10,4
Altri prodotti	9,1	7,0	4,5	34,4	21,3
TOTALE OFFERTA	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: AIE, *Oil Market Report*.

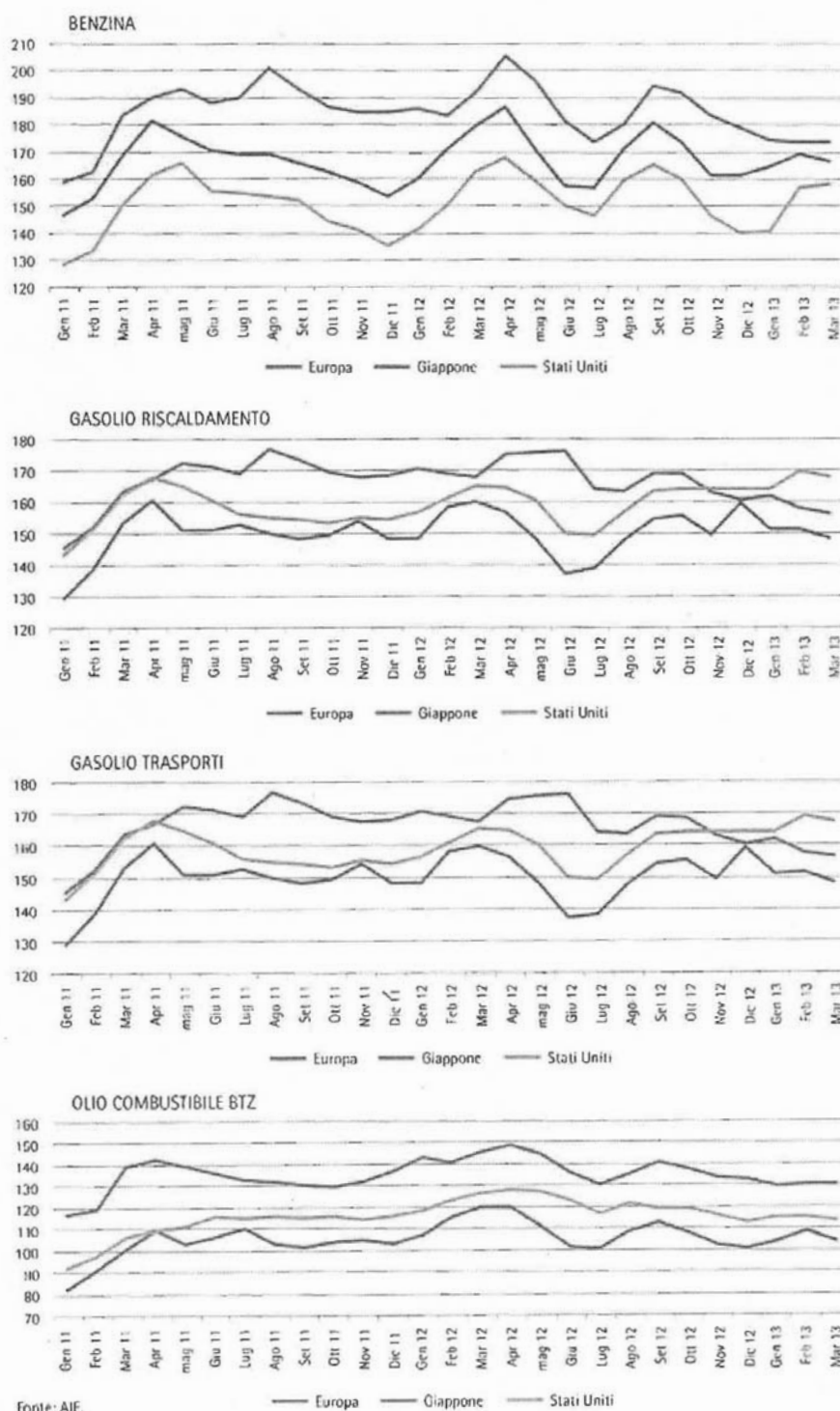
D'altra parte, la ridotta disponibilità di greggi leggeri nigeriani e libici e le interruzioni più o meno prolungate (per problemi tecnici, manutenzioni non programmate, condizioni climatiche avverse) della produzione di alcuni giacimenti del Mare del Nord nel 2012 hanno sostenuto i prezzi della benzina e del gasolio in Europa e nell'area del Pacifico. Queste condizioni hanno facilitato le esportazioni di detti prodotti dalle raffinerie americane, che

hanno potuto anche continuare a beneficiare di un prezzo del WTI mantenuto artificialmente basso dagli ingorghi di trasporto verso le raffinerie del Golfo del Messico.

Un allentamento dei prezzi della benzina in Europa si è visto solo dopo la ripresa della produzione dal complesso Elgin/Franklin nel Regno Unito e dopo il calo del prezzo del Brent nei primi mesi del 2013.

FIG. 1.4

Prezzo dei principali prodotti petroliferi al netto delle tasse
Sbarile equivalente di petrolio



Sull'andamento dei prezzi hanno anche influito l'utilizzo della capacità di raffinazione e la configurazione degli impianti, considerando la chiusura di alcune raffinerie (soprattutto in Europa), gli incidenti in Nord America e le manutenzioni programmate, che tendono a essere concentrate in determinati mesi dell'anno, oltre che l'effetto di scioperi che hanno colpito diverse raffinerie.

Nel 2012 il tasso di utilizzo delle raffinerie nei paesi OCSE si è mosso attorno a valori medi simili a quelli verificati nel 2011: 85%

nel Nord America; 77% in Europa e 80% nell'area del Pacifico (Fig. 1.5). Nel Nord America la raffinazione ha continuato a beneficiare delle favorevoli condizioni create dal prezzo depresso del WTI, che ha sostenuto la commercializzazione internazionale dei prodotti. Al contrario, in Europa le vicissitudini sfavorevoli di alcuni giacimenti del Mare del Nord, con un picco di prezzo nel mese di marzo, hanno mantenuto il tasso di utilizzo di poco superiore al 75%, a esclusione dei mesi estivi quando è salito a oltre l'80% in corrispondenza con il forte calo del prezzo del Brent.

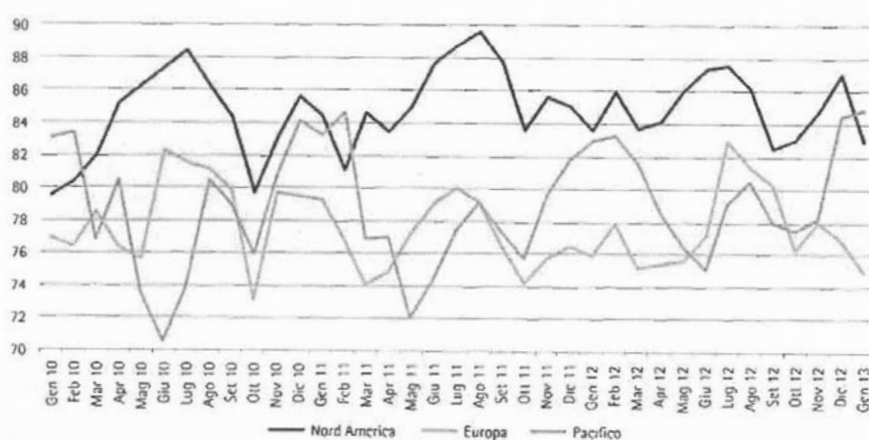


FIG. 1.5

Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione
Valori percentuali

Fonte: OPEC, Monthly Oil Market Report.

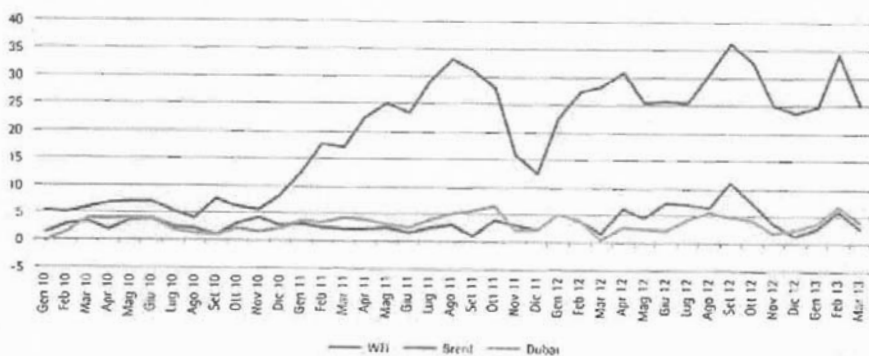


FIG. 1.6

Margine di raffinazione complessivo
\$/barile

Fonte: OPEC, Monthly Oil Market Report.

Il margine di raffinazione verificato nel corso del 2012, riportato per i greggi Brent, WTI e Dubai nella figura 1.6, ha risentito in modo decisivo dello scarto tra i prezzi del Brent e del WTI. Nel

Nord America il margine è aumentato ancora di più che nel 2011, fino a raggiungere 36 \$/barile come media del mese di settembre, mentre la media annua è cresciuta a 28 \$/barile da 22 \$/barile nel

2011. Era mediamente solo 6 \$/barile nel 2010 prima che il WTI venisse prezzato a sconto rispetto al Brent.

Il margine di raffinazione per il Brent è raddoppiato rispetto al 2011, mantenendosi tuttavia su livelli alquanto contenuti, anche a causa del prezzo elevato del Brent. Il margine maggiore ha coinciso con il forte calo del prezzo del Brent in luglio e in agosto,

in corrispondenza della contrazione dello scarto tra WTI e Brent da 19 \$/barile in marzo a 12 \$/barile in giugno e 14 \$/barile in luglio, che ha ridotto la competitività dei raffinati americani rispetto a quelli europei. Il margine per il greggio Dubai si è spostato poco rispetto ai valori del 2011, seguendo in buona parte l'andamento del Brent ma a livelli più contenuti (mediamente 3,8 \$/barile nel 2012).

Mercato internazionale del gas naturale

Domanda di gas naturale

Nonostante il deludente andamento dell'economia, i dati provvisori indicano un significativo aumento dei consumi a livello mondiale nel 2012 (Tav. 1.7).

Tale crescita, di circa 100 G(m³), pari al 3,0 % rispetto al 2011, è

abbastanza allineata all'andamento storico dell'ultimo decennio che vede i consumi di gas naturale aumentare a un ritmo mediamente attorno a due terzi dell'aumento del PIL. Essa si è avuta, seppure in modo differenziato, sia nei paesi a economia avanzata dell'OCSE nel loro complesso, sia nelle aree emergenti e in via di sviluppo.

TAV. 1.7

Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo dal 2007 al 2012
G(m³)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Paesi OCSE	1.509	1.534	1.490	1.572	1.568	1.589
Paesi ex URSS	614	608	557	594	612	627
Altri paesi	871	933	962	1.060	1.112	1.165
TOTALE MONDO	2.994	3.076	3.009	3.226	3.292	3.381
di cui: Unione europea	506	517	484	519	477	467

Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIE, Eurogas, AIE, BP e altre fonti.

Nell'area OCSE la crescita più forte (7,8%) è avvenuta nel Pacifico (Tav. 1.8), essenzialmente in Giappone dove il consumo è aumentato di 11,7 G(m³) (il 10,3% sull'anno precedente) per far fronte alla chiusura della capacità di generazione elettronucleare per manutenzione straordinaria e controlli di sicurezza dopo il disastro di Fukushima. Il consumo era già aumentato di 12,3 G(m³) nel 2011, ma dovrebbe calare di nuovo nella misura in cui

la generazione nucleare venisse ripristinata secondo le intenzioni del nuovo governo. Nel Nord America si è avuta una crescita del 3,0% concentrata negli Stati Uniti (4,4%), dato che sono rimasti stabili i consumi del Canada, mentre sono calati pesantemente in altri paesi come il Messico. La crescita negli Stati Uniti è dovuta essenzialmente alla convenienza della generazione da gas naturale rispetto al carbone ai prezzi molto favorevoli del gas prodotto da scisti.

AREA DI PROVENIENZA	2007	2008	2009	2010	2011	2012
OCSE Nord America						
Produzione interna	786,8	809,2	809,6	824,4	866,3	894,2
Importazioni	153,6	140,3	137,3	143,1	147,7	140,2
- da paesi OCSE	129,4	127,9	122,2	124,7	125,2	124,0
- da paesi non OCSE	24,3	12,3	15,1	18,5	22,5	16,2
Esportazioni	134,6	132,4	124,9	126,0	135,4	134,1
Disponibilità	805,9	817,0	872,0	841,6	878,6	900,3
Variazione scorte	-15,4	-14,0	3,4	-5,5	7,4	-2,5
Consumo apparente	821,3	831,0	818,6	847,1	871,2	902,8
Consumo effettivo	810,6	818,1	802,0	829,1	856,0	881,8
OCSE Pacifico						
Produzione interna	48,4	46,5	50,9	53,9	57,2	59,6
Importazioni	131,2	139,4	129,5	147,6	165,6	180,5
- da paesi non OCSE	18,6	18,6	19,1	21,1	22,0	24,9
- da paesi non OCSE	112,5	120,9	110,5	126,5	143,5	155,6
Esportazioni	20,6	21,1	22,3	24,7	25,5	30,3
Disponibilità	159,0	164,9	158,1	176,8	197,3	209,8
Variazione scorte	-0,7	2,3	-0,9	1,3	1,5	-1,6
Consumo apparente	159,8	162,6	159,0	175,5	195,8	211,4
Consumo effettivo	158,8	162,8	159,7	174,1	195,3	210,6
OCSE Europa						
Produzione interna	293,6	306,8	289,3	293,5	273,0	276,3
Importazioni	414,9	437,9	434,7	468,2	478,6	458,3
- da paesi non OCSE	164,1	170,5	173,2	173,6	189,6	198,9
- da paesi non OCSE	250,8	267,3	261,4	294,6	289,0	259,4
Esportazioni	175,1	188,9	192,3	204,8	226,2	264,6
Disponibilità	533,4	555,7	531,7	556,9	525,3	470,0
Variazione scorte	-6,7	4,1	5,4	-9,6	8,9	0,0
Consumo apparente	540,1	551,7	526,4	566,5	516,4	470,0
Consumo effettivo	539,8	553,5	528,6	568,8	516,4	506,3
Totale OCSE						
Produzione interna	1.128,8	1.162,5	1.149,8	1.171,8	1.196,5	1.230,0
Importazioni	699,7	717,6	701,5	758,9	791,8	779,0
- da paesi non OCSE	312,1	317,0	314,5	319,4	336,8	347,7
- da paesi non OCSE	387,6	400,6	387,0	439,6	455,0	431,2
Esportazioni	330,3	342,4	339,5	355,5	387,1	428,9
Disponibilità	1.498,2	1.537,7	1.511,9	1.575,3	1.601,2	1.580,1
Variazione scorte	-22,9	-7,6	7,9	-13,8	17,8	-4,1
Consumo apparente	1.521,2	1.545,3	1.503,9	1.589,1	1.583,4	1.584,2
Consumo effettivo	1.509,2	1.534,4	1.490,4	1.572,0	1.567,7	1.598,7

TAV. 1.8

Bilancio del gas naturale
nell'area OCSEC(m³)Fonte: AIE, *Monthly Natural Gas Survey*.

Tra le grandi aree OCSE fa eccezione solo l'Europa che evidenzia un calo dell'1,9%, essenzialmente nell'Unione europea dove i consumi sono diminuiti del 2,2% (Tav. 1.9). Dopo il crollo dei consumi nel 2009, i paesi dell'Unione europea hanno faticato a riprendere la dinamica di crescita verificata negli anni precedenti. Nel 2010 i consumi erano tornati ai livelli del 2008, ma sono calati di nuovo negli anni successivi e nel 2012 sono tornati ai livelli dei primi anni 2000. Quasi la metà del calo di 40 G(m³) dal 2007

è avvenuto nel Regno Unito, un quarto in Italia, i due paesi che hanno più di tutti affidato al gas naturale la generazione elettrica. Tuttavia, il calo nell'Unione europea è generalizzato e legato non solo alla generazione da fonti alternative al gas naturale (carbone e fonti rinnovabili), ma soprattutto alla bassa crescita economica (decrecita nel 2012). Solo sei paesi dell'Unione europea hanno avuto una leggera crescita dei consumi tra il 2007 e il 2012 e appena quattro nell'ultimo anno.

TAV. 1.9

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

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	DIFFERENZA 2012-2007
Austria	8,1	8,6	8,4	9,4	9,3	8,9	0,8
Belgio	17,5	17,6	17,9	19,9	17,5	18,4	0,9
Bulgaria	3,4	2,8	2,2	2,3	2,9	2,7	-0,7
Danimarca	4,1	4,1	4,0	4,6	3,7	3,5	-0,6
Estonia	1,0	1,0	0,9	0,9	0,5	0,6	-0,4
Finlandia	4,4	4,6	4,1	4,5	4,0	3,6	-0,8
Francia	45,8	47,8	46,3	51,8	44,1	45,6	-0,2
Germania	86,0	84,9	80,8	84,2	77,7	84,2	-1,8
Grecia	4,0	4,2	3,5	3,8	4,7	4,4	0,4
Irlanda	5,0	5,3	5,1	5,6	4,9	4,8	-0,2
Italia	82,9	82,9	76,3	81,1	76,0	73,4	-9,5
Lettonia	1,6	1,6	1,5	1,8	1,6	1,5	-0,1
Lituania	3,4	3,1	2,6	3,0	3,2	3,1	-0,3
Lussemburgo	1,4	1,3	1,4	1,5	1,2	1,3	-0,1
Paesi Bassi	39,8	41,4	41,1	46,1	40,9	38,2	-1,6
Polonia	13,9	15,2	14,7	15,5	15,4	16,3	2,4
Portogallo	4,2	5,0	4,7	4,9	5,5	4,7	0,5
Regno Unito	97,6	100,6	92,7	99,4	82,9	79,2	-18,4
Repubblica Ceca	8,7	8,4	8,0	8,8	7,9	8,0	-0,7
Romania	15,5	15,0	12,8	13,4	13,9	13,4	-2,1
Slovacchia	5,5	5,5	5,0	5,4	5,3	5,1	-0,4
Slovenia	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	-0,3
Spagna	37,6	41,4	37,1	37,0	34,4	33,6	-4,0
Svezia	1,1	1,0	1,3	1,7	1,4	1,2	0,1
Ungheria	12,8	12,6	10,9	11,6	10,8	10,0	-2,8
Unione europea a 27	506,4	516,4	484,2	519,1	470,5	466,5	-39,9

Fonte: Eurogas.

Offerta di gas naturale

La produzione interna è aumentata in tutte e tre le aree OCSE nel loro complesso. L'aumento del 3,2% in Nord America è il riflesso del salto del 5,0% negli Stati Uniti, dato che la produzione è calata negli altri tre paesi dell'area. Dietro la crescita del 4,1% nell'area del Pacifico, sta il forte sviluppo della produzione australiana (7,1%), principalmente come riflesso dell'importante aumento della domanda giapponese. Nell'area europea la crescita (+1,2%) è riconducibile più che altro alla produzione norvegese (12,1%), dato che la produzione degli altri principali produttori, Paesi Bassi e Regno Unito, è calata, soprattutto nel secondo di questi (-13,6%). Come si può dedurre dalla tavola 1.10, nel 2012 le importazioni nette per far fronte alla domanda hanno rappresentato il 71,4% dei consumi effettivi in OCSE Pacifico, il 45,4% in OCSE Europa e appena lo 0,7% in OCSE Nord America. I flussi di importazione sono stati principalmente verso l'Europa e l'area del Pacifico (rispettivamente 60,7% e 22,1%). Scorporando le esportazioni, i flussi verso il Nord America sono calati dal 17,2% all'1,6%, sono aumentati al 38,9% verso l'area del Pacifico, mentre sono rimasti

pressoché uguali verso l'Europa (59,5%).

Come negli anni precedenti, le importazioni da paesi non OCSE hanno rappresentato una frazione notevole delle importazioni lorde totali, passando dal Nord America (11,5%) all'Europa (52,4%) e al Pacifico, che dipende da paesi non OCSE per l'86,2% delle importazioni. I dati della tavola 1.10 evidenziano la concentrazione del commercio internazionale all'interno di aree del mondo che riflettono la natura spiccatamente regionale del mercato del gas naturale. Allo stesso tempo indicano una crescente, seppure ancora timida, tendenza all'integrazione, favorita da fattori congiunturali. Così, nel Nord America un significativo aumento delle importazioni dal Medio Oriente si è interrotto solo nel 2012, con la forte crescita della produzione domestica. Nel Pacifico le importazioni dalla Russia (via nave metaniera) sono aumentate dal 2009 e dopo Fukushima, così come sono state potenziate le importazioni dal Qatar, con contratti *spot* perfino da paesi del bacino Atlantico tra cui Algeria, Egitto, Nigeria, Norvegia, Trinidad e Tobago. Viceversa, l'Europa ha visibilmente ridotto le importazioni dai suoi principali fornitori extra OCSE (Russia, Algeria, Qatar e Nigeria), incrementando quelle dall'interno dell'OCSE Europa.

AREA DI PROVENIENZA	2007	2008	2009	2010	2011	2012
OCSE Nord America	153,6	140,3	137,3	143,1	147,7	140,7
Paesi OCSE	129,4	127,9	122,2	124,7	125,2	124,0
<i>Nord America</i>	129,4	127,4	121,3	123,9	124,7	123,7
<i>Pacifico</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Europa</i>	0,0	0,5	0,9	0,7	0,4	0,3
Paesi non OCSE	24,3	12,3	15,1	18,5	22,5	16,2
<i>Americo Latina</i>	13,3	8,6	6,8	7,0	6,0	7,0
<i>Ex URSS</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Medio Oriente</i>	0,5	0,2	0,4	2,3	7,7	4,3
<i>Asia</i>	0,0	0,0	0,0	0,9	0,5	0,5
<i>Nord Africa</i>	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Altri paesi</i>	8,2	3,6	8,0	8,3	8,3	4,5
OCSE Pacifico	131,2	139,4	129,5	147,6	165,6	180,5
Paesi OCSE	18,6	18,6	19,1	21,1	22,0	24,9
<i>Nord America</i>	1,3	1,0	0,8	0,9	0,7	0,7
<i>Pacifico</i>	17,4	17,4	18,3	19,9	20,5	23,3
<i>Europa</i>	0,0	0,2	0,0	0,2	0,9	0,9
Paesi non OCSE	112,5	120,9	110,5	126,5	143,5	155,6
<i>Americo Latina</i>	0,8	1,3	0,7	1,0	2,3	1,4

TAV. 1.10

Importazioni dei paesi OCSE
per area di provenienza
(Gm³)

TAV. 1.10 - SEGUE

Importazioni dei paesi OCSE
per area di provenienza
(Gm³)

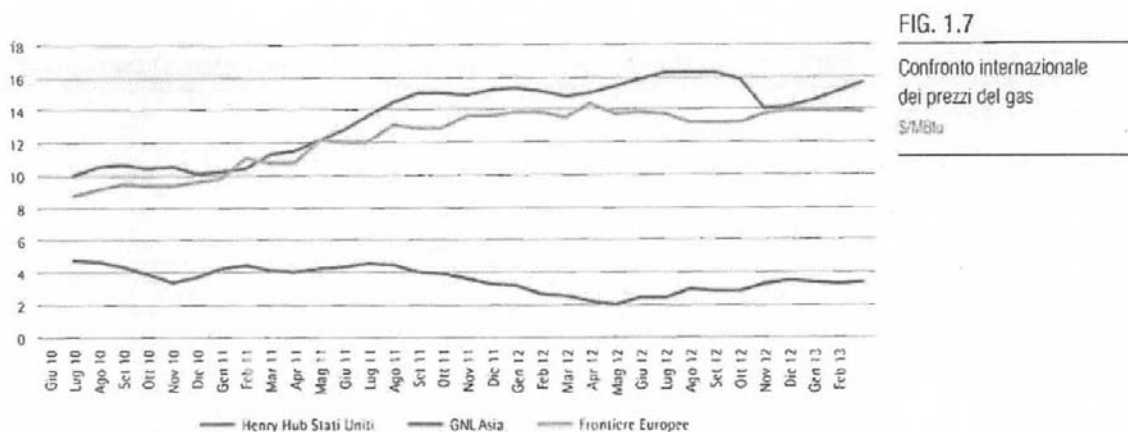
AREA DI PROVENIENZA	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ex URSS	0,0	0,0	5,1	12,0	13,7	14,3
Medio Oriente	40,9	41,5	35,7	38,2	45,8	54,5
Asia	60,3	60,2	56,7	60,6	59,0	53,5
Nord Africa	1,1	1,6	0,1	0,1	0,1	0,3
Altri paesi	9,4	16,3	12,2	14,6	22,7	31,7
OCSE Europa	414,9	437,9	434,7	468,2	478,6	458,3
Paesi OCSE	164,1	170,5	173,2	173,6	189,6	198,9
Nord America	1,2	0,5	0,7	0,7	1,3	0,4
Pacifico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Europa	162,9	170,0	172,5	172,9	188,3	198,5
Paesi non OCSE	250,8	267,3	261,4	294,6	289,0	259,4
America Latina	2,6	5,3	6,5	5,0	3,7	2,6
Ex URSS	130,5	142,6	128,5	132,3	134,1	128,7
Medio Oriente	7,3	7,6	17,6	31,3	41,1	27,3
Asia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nord Africa	61,6	63,5	61,6	64,1	51,9	54,3
Altri paesi	48,8	48,4	47,2	62,0	58,3	46,5

Fonte: AIE, *Monthly Natural Gas Survey*.

Prezzo del gas

Il 2012 ha visto significative novità nello sviluppo dei prezzi del gas naturale nelle principali aree mondiali, favorite da mutamenti del quadro della domanda e dell'offerta e del commercio internazionale che si possono sintetizzare in un'attenuazione della relazione tra prezzo del gas e prezzo del greggio, come si evidenzia nella figura 1.7. Negli Stati Uniti, da oltre due decenni il prezzo viene determinato da meccanismi di mercato; un nesso si ha solo per riflesso della concorrenza tra gas e prodotti petroliferi sostitutivi come il gasolio in alcuni usi finali - poco significativa però nel bilancio energetico nazionale, nonché per le dinamiche più generali dei prezzi dell'energia. Negli ultimi anni i due prezzi si sono mossi tuttavia in modo essenzialmente disgiunto. L'indicizzazione ai prodotti petroliferi continua a essere un elemento portante dei contratti di importazione europei, ma il legame si è affievolito negli ultimi tempi con l'indebolimento della domanda e si fanno sempre più strada meccanismi tipici del mercato del compratore. In via analoga, ma per motivi contrari, nei mercati asiatici i contratti tradizionali indicizzati al prezzo del petrolio non potevano da soli far fronte all'escalation

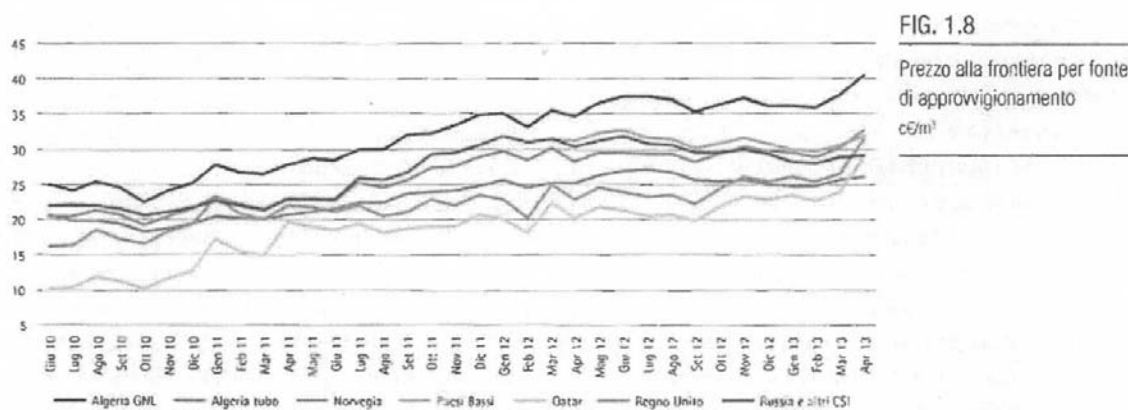
della domanda, che è stata soddisfatta con ricorso massiccio ai mercati *spot*. In Europa, a seguito della stagnazione o del calo della domanda a livelli mai visti dai primi anni 2000, Gazprom ha dovuto riconoscere che le imprese europee non erano più in grado di rispettare i contratti *take-or-pay*. Già dal 2010, dopo il calo dei consumi nell'anno precedente, le imprese avevano iniziato a discutere adeguamenti nei meccanismi di apprezzamento ed E.ON era riuscita a concordare con Gazprom l'introduzione di una parziale indicizzazione con i prezzi *spot* negli *hub* europei, valida fino alla fine del 2012. La situazione è precipitata nel 2011 a seguito del calo dei consumi di gas per la generazione elettrica a favore dell'energia rinnovabile e del carbone importato dagli Stati Uniti a prezzi molto favorevoli, anche alla luce dei bassi prezzi sul mercato dell'ETS. Gazprom ha infine accettato di avviare un processo di rinegoziazione delle formule per la determinazione dei prezzi che ha portato a frutti importanti, soprattutto nel corso del 2012. Diversi contratti sono stati rinegoziati nel corso del 2011, e nei primi mesi del 2012 Gazprom ha concesso sia sconti fino al 10% sul prezzo pieno indicizzato al petrolio, sia maggiore flessibilità di prezzo a diverse società, tra le quali Eni, GDF Suez, OMV e Wingas (la sua *joint venture* con la Wintershall tedesca).



Fonte: Argus, Bloomberg e World Gas Intelligence.

L'apertura di Gazprom è risultata in un calo dei prezzi delle importazioni dalla Russia nella seconda metà del 2012, maggiore di quello del gas proveniente da altri paesi fornitori, che rifletteva il crollo del prezzo del petrolio nei mesi di maggio, giugno e luglio, differito di qualche mese nelle formule di indicizzazione (Fig. 1.8). In particolare, il forte aumento verificatosi nei mesi di marzo e aprile 2013 per quasi tutte le fonti di approvvigionamento, che riflette l'aumento del prezzo

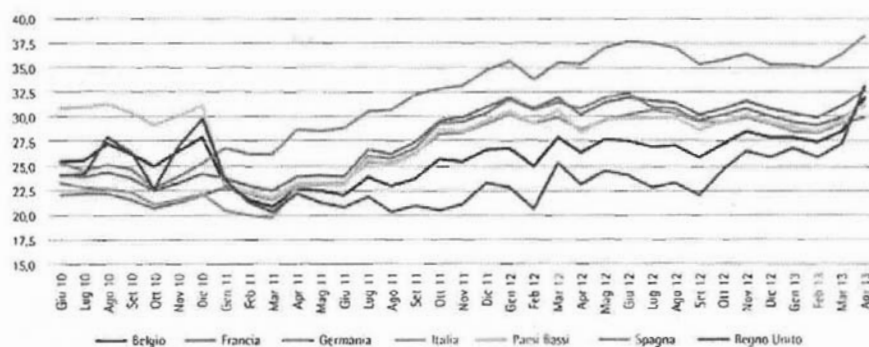
del Brent da agosto 2012 in poi, è stato molto più tenue per il gas russo. Lo stesso andamento risulta anche nella figura 1.9, che riporta il prezzo alla frontiera per paese importatore e dove si evidenzia che il prezzo è sostanzialmente stabile nei principali paesi importatori di gas russo (Germania, Italia, Francia) fino a febbraio 2013, mentre tende sempre ad aumentare per il Belgio e il Regno Unito, riforniti prevalentemente con importazioni dalla Norvegia.



Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.9

Prezzo alla frontiera per paese
importatore
c€/m³



Fonte: World Gas Intelligence.

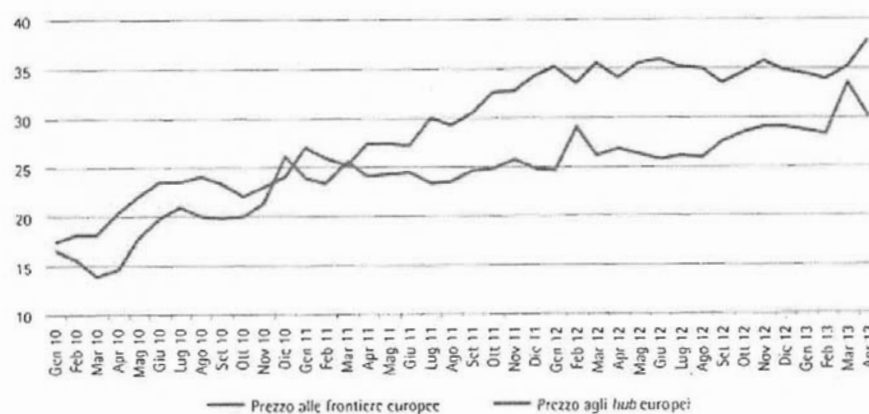
Ha contribuito al nuovo orientamento di Gazprom soprattutto il forte sconto (fino al 30%) ottenuto per gli acquisti *spot* negli *hub* europei rispetto al prezzo del gas acquistato in base ai contratti di lungo termine, sintetizzato con il c.d. "prezzo alla frontiera" (Fig. 1.10). Dopo anni di incertezza e volatilità, i prezzi nei principali *hub* hanno iniziato a convergere in modo più stabile.

Anche il prezzo al Punto di scambio virtuale (PSV), che fino a tutto il 2011 si muoveva quasi sempre in contrasto con gli altri *hub* e a prezzi spesso più alti, con il 2012 ha preso ad allinearsi ai prezzi

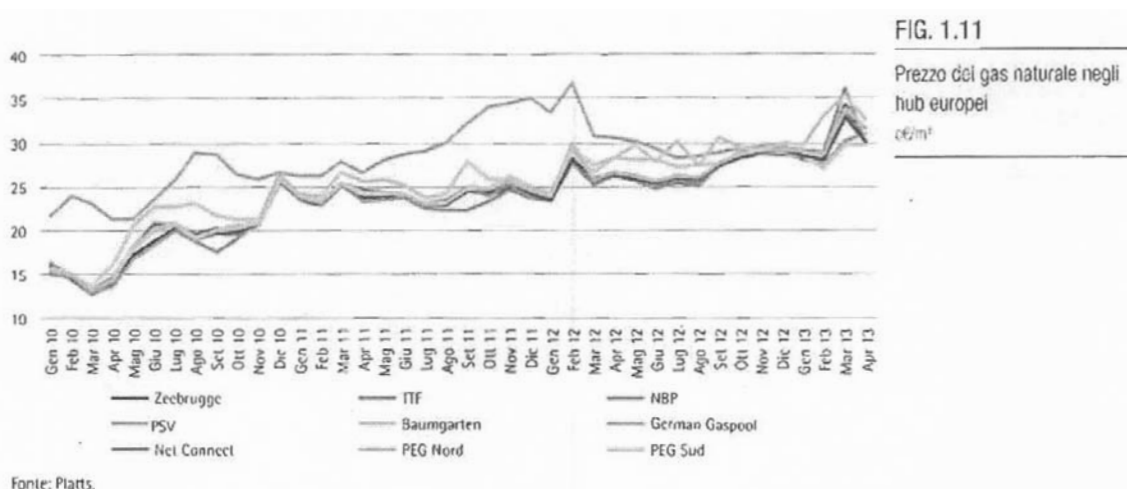
medi in una fascia ristretta (Fig. 1.11). Un ulteriore elemento di persuasione è stata la forte crescita degli acquisti *spot* negli ultimi cinque anni, in termini sia finanziari (volumi commercializzati), sia di volumi fisici venduti (Tab. 1.11). Se si escludono le transazioni all'NBP inglese, di gran lunga l'*hub* più maturo ma indebolito dal calo della produzione inglese e dalla relativa separazione fisica dagli altri mercati europei, negli ultimi cinque anni il mercato *spot* europeo è cresciuto di 2,7 volte in termini fisici e di 3,4 volte in termini finanziari.

FIG. 1.10

Prezzo del gas naturale negli
hub europei e alle frontiere
c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Platts.

**TAV. 1.11**

Vendite negli hub europei
dal 2008 al 2012
G/m³

	2008	2009	2010	2011	2012
VOLUMI COMMERCIALIZZATI					
NBP (Regno Unito)	993,0	1089,3	1278,1	1335,4	1313,4
TTF (Paesi Bassi)	64,0	82,2	114,8	163,6	202,6
Germania (NCG)	26,1	51,9	79,2	103,2	125,9
Gaspool (Germania)	-	14,2	59,0	70,0	82,0
PSV (Italia)	16,4	24,6	45,3	60,6	68,0
Zeebrugge (Belgio)	59,0	67,0	62,2	80,7	63,8
CEGH (Austria)	15,0	22,8	33,8	38,9	46,8
Peg Nord (Francia)	9,0	19,6	22,8	34,8	38,0
Peg Sud (Francia)	-	-	-	6,8	9,7
GTF (Danimarca)	-	-	2,8	3,6	-
Totale volumi commercializzati	1182,5	1371,6	1698,0	1897,1	1950,2
VOLUMI FISICI VENDUTI					
NBP (Regno Unito)	89,5	93,5	105,0	101,4	79,5
TTF (Paesi Bassi)	22,9	27,0	33,8	38,2	42,7
Germania (NCG)	13,0	22,0	28,9	31,9	36,1
Gaspool (Germania)	-	-	-	26,7	29,9
PSV (Italia)	9,6	11,5	22,5	24,0	27,3
Zeebrugge (Belgio)	10,9	13,0	12,4	20,3	12,1
CEGH (Austria)	5,2	7,6	10,8	11,5	13,3
Peg Nord (Francia)	3,9	7,2	9,3	11,1	14,8
Peg Sud (Francia)	-	-	-	2,3	2,7
GTF (Danimarca)	-	-	-	2,3	-
Totale volumi fisici venduti	155,0	181,8	222,7	269,7	258,4
FATTORE DI RICICLO					
NBP (Regno Unito)	11,1	11,7	12,2	13,2	16,5
TTF (Paesi Bassi)	2,8	3,0	3,4	4,3	4,7

TAV. 1.11 - SEGUE

Vendite negli hub europei
dal 2008 al 2012G(m³)

	2008	2009	2010	2011	2012
Germania (NCG)	2,0	2,4	2,7	3,2	3,5
Gaspool (Germania)	-	-	-	2,6	2,7
PSV (Italia)	1,7	2,1	2,0	2,5	2,5
Zeebrugge (Belgio)	5,4	5,2	5,0	4,0	5,3
CEGH (Austria)	2,9	3,0	3,1	3,4	3,5
Peg Nord (Francia)	2,3	2,7	2,5	3,1	2,6
Peg Sud (Francia)	-	-	-	3,0	3,6
GTF (Danimarca)	-	-	-	1,6	-
Totale fattore di riciclo	7,6	7,5	7,6	7,0	7,5

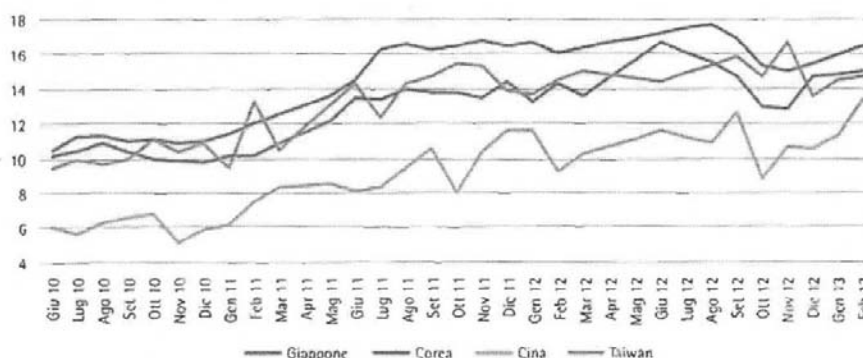
Fonte: Platts.

Segnali di disponibilità alla rinegoziazione dei contratti indicizzati al petrolio sono emersi anche da Statoil, che a fine 2012 ha dichiarato che in futuro la maggior parte delle sue forniture verrà venduta a prezzi legati a quelli *spot*. D'altra parte Sonatrach, l'altro principale fornitore europeo, non sembra attualmente intenzionato a modificare le formule di prezzo basate sull'indicizzazione al petrolio.

A partire dall'evento di Fukushima, l'andamento dei prezzi del gas naturale liquefatto nei mercati asiatici è largamente scollegato da quello del petrolio, sebbene una parte significativa delle forniture sia ancora basata su contratti di lungo termine indicizzati ai derivati petroliferi. Il forte incremento della domanda del Giappone nel 2011 e nel 2012 (24 G(m³), il 25% dei consumi negli anni precedenti) è stato coperto essenzialmente con contratti *spot* di gas attinto da tutti i mercati regionali con eccedenze di

gas a breve termine. L'eccesso di domanda sull'offerta, che ha coinvolto in buona misura anche il più distante bacino atlantico, ha avuto effetti sconvolgenti sul prezzo non solo per le forniture giapponesi, ma anche per tutta l'area asiatica, come si può vedere dalla figura 1.12. Il prezzo ha continuato a salire in tutta l'area indipendentemente dalle vicende del prezzo del greggio ed è solo negli ultimi mesi del 2012 che vi sono state una moderazione della domanda e una attenuazione dei prezzi, che almeno in parte riflettono il crollo del prezzo del petrolio in giugno e in luglio, con un ritardo di due o tre mesi. Ha continuato ad aumentare solo il prezzo del gas diretto in Cina, storicamente contenuto per via di contratti molto favorevoli per le forniture da Indonesia, Malesia e Australia, ma che hanno dovuto essere integrati a partire dal 2012 con forniture dal Qatar indicizzate al petrolio a prezzi molto elevati, superiori a 18 \$/MBtu.

FIG. 1.12

Prezzi del gas naturale
liquefatto nell'area asiatica
\$/MBtu

Fonte: World Gas Intelligence.

Mercato internazionale del carbone

Domanda di carbone

Il 2012 ha riaffermato l'importanza del carbone sui mercati energetici globali. I consumi mondiali sono aumentati del 5,7% contro il 3,0% del gas naturale e l'1,1% del petrolio. Emarginato per le sue qualità ambientali e apparentemente avviato a un lento declino, il carbone ha ripreso a crescere all'inizio del nuovo secolo con un rinnovato vigore, viaggiando lungo il decennio a una crescita

media annua del 4,2%, contro l'1,8% delle altre fonti fossili e il 2,7% del gas naturale. Dopo un lungo arretramento che l'aveva portato a scendere al 25% della domanda mondiale di energia primaria nel 1999, in poco più di dieci anni è tornato a superare il 30% dei consumi mondiali, tornando ai livelli che aveva nel 1970 con una tale aggressività che, secondo l'AIE, potrebbe perfino scalzare il petrolio come prima fonte di energia nei prossimi cinque anni.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PRODUZIONE						
Paesi OCSE	1.429	1.449	1.448	1.459	1.374	1.393
<i>Nord America</i>	864	884	877	888	806	825
<i>Pacifico</i>	294	301	309	319	330	335
<i>Europa</i>	270	264	262	252	238	232
Paesi ex URSS	318	334	338	357	329	351
Altri paesi	2.528	2.732	2.903	3.033	3.204	3.446
Totale mondo	4.275	4.515	4.689	4.849	4.907	5.191
di cui Unione europea	266	257	252	241	226	223
CONSUMO						
Paesi OCSE	1.645	1.643	1.674	1.641	1.472	1.547
<i>Nord America</i>	863	846	858	842	743	785
<i>Pacifico</i>	323	323	335	350	325	341
<i>Europa</i>	459	474	481	448	403	421
Paesi ex URSS	229	239	238	251	230	232
Altri paesi	2.281	2.490	2.639	2.739	2.959	3.141
Totale mondo	4.154	4.372	4.551	4.630	4.661	4.920
di cui Unione europea	437	448	449	416	368	384
Variazione scorte	121	143	138	219	246	271

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati di BP, *Review of World Energy* e altre fonti.

TAV. 1.12

Produzione e consumo mondiale di carbone dal 2007 al 2012

Mtec