
Tav. 2.21	Numero di connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2011
Tav. 2.22	Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2011
Tav. 2.23	Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2011
Tav. 2.24	Esiti della contrattazione nel mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2011
Tav. 2.25	Mercato finale della vendita per mercato e tipologia di cliente nel 2011
Tav. 2.26	Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2011
Tav. 2.27	Tassi di switching dei clienti finali nel 2011
Tav. 2.28	Servizio di maggior tutela nel 2011 per tipologia di cliente
Tav. 2.29	Servizio di maggior tutela: vendite ai clienti domestici per tipologia di cliente e per classe di consumo nel 2011
Tav. 2.30	Servizio di maggior tutela: vendite a clienti non domestici (altri usi) per classe di consumo e di potenza nel 2011
Tav. 2.31	Principali esercenti il servizio di maggior tutela nel 2011
Tav. 2.32	Attività dei venditori nel periodo 2000-2011 per classe di vendita
Tav. 2.33	Mercato libero nel 2011 per tipologia di cliente
Tav. 2.34	Mercato libero domestico nel 2011 per classe di consumo
Tav. 2.35	Mercato libero non domestico nel 2011 per classe di consumo
Tav. 2.36	Principali esercenti sul mercato libero nel 2011
Tav. 2.37	Livelli di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero
Tav. 2.38	Servizio di salvaguardia nel 2011 per tipologia di cliente
Tav. 2.39	Servizio di salvaguardia nel 2011 per regione
Tav. 2.40	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura
Tav. 2.41	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente
Tav. 2.42	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente
Tav. 2.43	Prezzi medi finali (componente approvvigionamento) nel 2011
Tav. 2.44	Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2011
Tav. 2.45	Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2011
Tav. 2.46	Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2011
Tav. 2.47	Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2011
Tav. 2.48	Quantità assegnate ai contratti Virtual Power Plant nel 2012
Tav. 2.49	Quantità assegnate ad altri contratti differenziali nel 2012
Tav. 2.50	Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali nel 2012
Tav. 2.51	Quantità assegnate ai contratti di importazione nel 2012
Tav. 2.52	Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2012
Tav. 2.53	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica
Tav. 2.54	Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2011
Tav. 2.55	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti
Tav. 2.56	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti

Tav. 2.57	Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN
Tav. 2.58	Durata media annuale delle interruzioni e numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione
Tav. 2.59	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione per interruzioni dovute a furti
Tav. 2.60	Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione
Tav. 2.61	Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati
Tav. 2.62	Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati
Tav. 2.63	Standard in vigore sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e media tensione
Tav. 2.64	Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni
Tav. 2.65	Valore medio delle interruzioni transitorie per clienti in media tensione, per regioni e per ambito di concentrazione per gli anni 2008-2011
Tav. 2.66	Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2011
Tav. 2.67	Indicatori relativi ai buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione
Tav. 2.68	Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2011
Tav. 2.69	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici) negli anni 2010 e 2011
Tav. 2.70	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori negli anni 2010 e 2011
Tav. 2.71	Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico
Tav. 2.72	Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico: analisi per macroregioni
Tav. 2.73	Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico: analisi regionale
Tav. 2.74	Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia
Tav. 3.1	Bilancio del gas naturale 2011
Tav. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2011
Tav. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2011
Tav. 3.4	Nuovi gasdotti in progetto
Tav. 3.5	Reti delle società di trasporto nel 2011
Tav. 3.6	Attività di trasporto per regione nel 2011
Tav. 3.7	Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2010-2011
Tav. 3.8	Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2012-2013 al 2017-2018
Tav. 3.9	Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2011-2012
Tav. 3.10	Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2012
Tav. 3.11	Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al marzo 2012
Tav. 3.12	Attività dei distributori nel periodo 2006-2011
Tav. 3.13	Attività di distribuzione per regione nel 2011
Tav. 3.14	Livelli di concentrazione nella distribuzione

Tav. 3.15	Composizione societaria dei distributori nel 2011
Tav. 3.16	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2011
Tav. 3.17	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2011
Tav. 3.18	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo
Tav. 3.19	Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2011
Tav. 3.20	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2011
Tav. 3.21	Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classi di addetti nel 2011
Tav. 3.22	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2011
Tav. 3.23	Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2011
Tav. 3.24	Connessioni alle reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2011
Tav. 3.25	Numero di operatori e vendite nel 2011
Tav. 3.26	Mercato all'ingrosso nel periodo 2009-2011
Tav. 3.27	Approvvigionamento dei grossisti nel 2011
Tav. 3.28	Impieghi di gas dei grossisti nel 2011
Tav. 3.29	Vendite dei principali grossisti nel 2011
Tav. 3.30	Attività dei venditori nel periodo 2009-2011
Tav. 3.31	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2011
Tav. 3.32	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2011
Tav. 3.33	Mercato finale per settore di consumo nel 2011
Tav. 3.34	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2011
Tav. 3.35	Tassi di switching dei clienti finali nel 2011
Tav. 3.36	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2011
Tav. 3.37	Tassi di switching per regione e tipologia di clienti nel 2011
Tav. 3.38	Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale
Tav. 3.39	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Tav. 3.40	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Tav. 3.41	Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2011
Tav. 3.42	Dimensione delle imprese che distribuiscono gas diversi dal gas naturale per classi di addetti
Tav. 3.43	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2010 e nel 2011
Tav. 3.44	Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2012
Tav. 3.45	Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per l'anno termico 2011-2012
Tav. 3.46	Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2012
Tav. 3.47	Articolazione della quota fissa τ_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2012
Tav. 3.48	Articolazione della quota variabile τ_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2011
Tav. 3.49	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale
Tav. 3.50	Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2011
Tav. 3.51	Indice e variazioni del prezzo del gas di città e gas naturale
Tav. 3.52	Imposte sul gas
Tav. 3.53	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate
Tav. 3.54	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi
Tav. 3.55	Pronto intervento delle grandi imprese distributrici nel 2011

Tav. 3.56	Rete ispezionata dalle grandi imprese distributrici nel 2011
Tav. 3.57	Individuazione di dispersioni nelle reti delle grandi imprese distributrici nel 2011
Tav. 3.58	Protezione catodica delle reti delle grandi imprese distributrici nel 2011
Tav. 3.59	Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale
Tav. 3.60	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6
Tav. 3.61	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori
Tav. 3.62	Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori
Tav. 3.63	Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione della dimensione del distributore
Tav. 3.64	Soddisfazione complessiva per il servizio gas
Tav. 3.65	Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio gas

Indice delle figure

Fig. 1.1	Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai
Fig. 1.2	Numero di mesi per livello di prezzo del petrolio
Fig. 1.3	Correlazione tra cambio \$/€ e prezzo del Brent dal 2002 al 2011
Fig. 1.4	Differenziale di prezzo tra i greggi WTI e Brent
Fig. 1.5	Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione
Fig. 1.6	Margine di raffinazione complessiva rispetto al marker di area
Fig. 1.7	Margine di raffinazione Golfo USA rispetto al greggio WTI
Fig. 1.8	Margine di raffinazione Rotterdam rispetto al greggio Brent
Fig. 1.9	Margine di raffinazione Singapore rispetto al greggio Dubai
Fig. 1.10	Composizione della generazione elettrica negli Stati Uniti
Fig. 1.11	Prezzi internazionali del gas naturale a confronto con il prezzo del Brent
Fig. 1.12	Prezzi del gas naturale nell'area asiatica
Fig. 1.13	Prezzo del gas naturale alle frontiere europee per paese importatore
Fig. 1.14	Prezzo del gas naturale alle frontiere europee per paese esportatore
Fig. 1.15	Prezzi spot del gas naturale negli hub europei dal 2010 al 2012
Fig. 1.16	Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere dal 2009 al 2012
Fig. 1.17	Tasso di crescita del consumo mondiale di fonti fossili tra il 1990 e il 2011: media mobile decennale
Fig. 1.18	Prezzo CIF del carbone importato in Nord Europa e Asia e prezzo del Brent
Fig. 1.19	Prezzo comparato delle fonti fossili in Europa, Giappone e Stati Uniti
Fig. 1.20	Intensità energetica del PIL dal 1980 al 2011
Fig. 1.21	Intensità energetica del PIL dell'Unione europea e dell'Italia dal 2000 al 2010
Fig. 1.22	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Fig. 1.23	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei
Fig. 1.24	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali
Fig. 1.25	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali paesi europei
Fig. 1.26	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici
Fig. 1.27	Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei
Fig. 1.28	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali
Fig. 1.29	Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei
Fig. 1.30	Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2011
Fig. 1.31	Andamento dei prezzi spot della CO ₂ nella borsa Bluenext nel 2010-2011
Fig. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda
Fig. 2.2	Disponibilità di capacità lorda dei maggiori gruppi nel 2011
Fig. 2.3	Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) dei maggiori gruppi nel 2011
Fig. 2.4	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione di energia elettrica destinata al consumo nel 2011
Fig. 2.5	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2011
Fig. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2011
Fig. 2.7	Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2010 e nel 2011
Fig. 2.8	Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2010 e nel 2011
Fig. 2.9	Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2011
Fig. 2.10	Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2011
Fig. 2.11	Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2010 e nel 2011
Fig. 2.12	Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2011
Fig. 2.13	Valori dell'indice HHI nel 2011
Fig. 2.14	Valori dell'indice di operatore marginale: quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore a livello zonale
Fig. 2.15	Andamento dei prezzi e delle quantità sul Mercato infragiornaliero nel 2011
Fig. 2.16	Quantità sul Mercato del servizio di dispacciamento ex ante nel 2011
Fig. 2.17	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2011
Fig. 2.18	Vendite al mercato finale nel 2011 per regione e per tipologia di mercato
Fig. 2.19	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi quattro anni
Fig. 2.20	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei
Fig. 2.21	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
Fig. 2.22	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
Fig. 2.23	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione
Fig. 2.24	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici
Fig. 2.25	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione
Fig. 2.26	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione
Fig. 2.27	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Fig. 2.28	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione
Fig. 2.29	Dichiarazioni di adeguatezza degli impianti elettrici presentate dagli utenti in media tensione
Fig. 2.30	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale, anno 2011, utenti in bassa tensione domestici e non domestici
Fig. 2.31	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in bassa tensione domestici e non domestici nel 2011
Fig. 3.1	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
Fig. 3.2	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2011
Fig. 3.3	Immissioni in rete nel 2010 e nel 2011
Fig. 3.4	Importazioni lorde di gas nel 2011 secondo la provenienza
Fig. 3.5	Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2011, secondo la durata intera
Fig. 3.6	Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2011, secondo la durata residua
Fig. 3.7	Utenti del PSV dal 2008 al 2011
Fig. 3.8	Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale
Fig. 3.9	Numero di transazioni nei punti di entrata della rete nazionale
Fig. 3.10	Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV
Fig. 3.11	Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS nel 2011
Fig. 3.12	Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS. Confronto tra gennaio-aprile 2011 e gennaio-aprile 2012
Fig. 3.13	Inflazione generale e dei beni energetici a confronto dal 2008 al 2012
Fig. 3.14	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei
Fig. 3.15	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo
Fig. 3.16	Composizione percentuale all'1 aprile 2012 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo
Fig. 3.17	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo
Fig. 3.18	Composizione percentuale all'1 giugno 2012 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo
Fig. 3.19	Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2011
Fig. 3.20	Chiamate di pronto intervento su impianti di distribuzione negli anni 2001-2011
Fig. 3.21	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti
Fig. 3.22	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti
Fig. 3.23	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi), anni 2010-2011
Fig. 3.24	Confronto tra tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G6

1.

Contesto internazionale e nazionale

Quadro economico ed energetico

Mercato internazionale del petrolio

Economia internazionale

Dopo un 2010 promettente per lo sviluppo dell'economia mondiale e un avvio abbastanza ottimistico nella prima metà del 2011, la ripresa ha improvvisamente perso slancio nella seconda metà dell'anno, soprattutto nell'ultimo trimestre. L'economia internazionale ha retto meglio del previsto sia ai disordini accaduti in alcuni paesi produttori di petrolio, sia alle ripercussioni del devastante terremoto/tsunami giapponese, che hanno segnato i primi mesi dell'anno, ma la crescita ha infine ceduto davanti alla persistenza di prezzi elevati e in aumento delle materie prime, all'alto deficit di bilancio di molti paesi avanzati e, per ultimo, alle turbolenze finanziarie dell'area euro, che rappresenta pur sempre il 15% del PIL mondiale.

Per la seconda volta in meno di sei mesi il Fondo monetario internazionale (FMI) ha rivisto al ribasso le sue previsioni per il 2012 (Tav. 1.1), rimanendo pur sempre ottimista nei confronti della possibilità di una ripresa più sostenuta almeno nel 2013. L'ultimo rapporto di fine gennaio 2012 sottolinea la precarietà della ripresa

dell'economia mondiale in un anno pieno di incognite a causa di molte variabili chiave per lo sviluppo, includendo tra esse le problematiche economiche e finanziarie dell'area euro. La recessione nei paesi dell'euro e per riflesso nel resto dell'Unione europea, l'unica per la quale l'FMI prevede una crescita del PIL negativa, si trasmette attraverso i canali commerciali e finanziari in modo più o meno marcato in tutte le grandi aree mondiali, a eccezione degli Stati Uniti dove viene compensata da fondamentali nettamente superiori di quelli europei, tra cui un previsto rialzo dei consumi interni.

Prezzo del greggio

Un effetto non secondario sull'andamento negativo dell'economia mondiale l'ha senz'altro causato l'elevato prezzo del petrolio, illustrato con i tre principali marker mondiali nella figura 1.1. Il prezzo di 111 \$/barile verificatosi per il greggio Brent nel corso del 2011, calcolato come media annua dei prezzi giornalieri, è in termini reali il più alto in assoluto della storia, superando sia il valore registrato nel 1980-1981 (93 \$/barile inflazionato ai prezzi attuali),

TAV. 1.1

Tassi di crescita dell'economia mondiale

Valori percentuali

AGGREGATO MONDIALE	2007	2008	2009	2010	2011	PREVISIONE 2012		
						APR. 2011	SET. 2011	GEN. 2012
Mondo	5,4	2,8	-0,7	5,1	3,8	4,5	4,0	3,3
Economie avanzate	2,8	0,1	-3,7	3,1	1,6	2,6	1,9	1,2
Stati Uniti	1,9	-0,3	-3,5	3,0	1,8	2,9	1,1	1,8
Unione europea	3,3	0,5	-4,2	1,8	1,6	2,1	1,4	-0,1
Comunità Stati indipendenti	8,9	5,3	-6,4	4,6	4,5	4,7	4,4	3,7
Paesi asiatici in via di sviluppo	11,5	7,7	7,2	9,5	7,9	8,4	8,0	7,3
Cina	14,2	9,6	9,2	10,3	9,2	9,5	9,0	8,2
India	10,0	6,2	6,8	10,1	7,4	7,8	7,5	7,0
Asean-5	6,3	4,8	1,7	6,9	4,8	5,7	5,6	5,2
America Latina e Caraibi	5,8	4,3	-1,7	6,1	4,6	4,2	4,0	3,6
Medio Oriente e Nord Africa	6,7	4,6	2,6	4,4	3,1	4,2	3,6	3,2
Africa sub sahariana	7,1	5,6	2,8	5,4	4,9	5,9	5,8	5,5

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, aprile 2011 e settembre 2011; *WEO Update*, gennaio 2012.

sia quello registrato nel 2008 (98 \$/barile). Seppure il valore molto più alto di 133 \$/barile, raggiunto all'apice del luglio 2008, abbia avuto effetti momentaneamente più sconvolgenti sugli equilibri economici e finanziari internazionali, è innegabile che il prezzo del Brent costantemente superiore a 100 \$/barile per almeno quindici mesi (contro appena sei mesi nel 2008) sia risultato alla lunga logorante per lo sviluppo dell'economia.

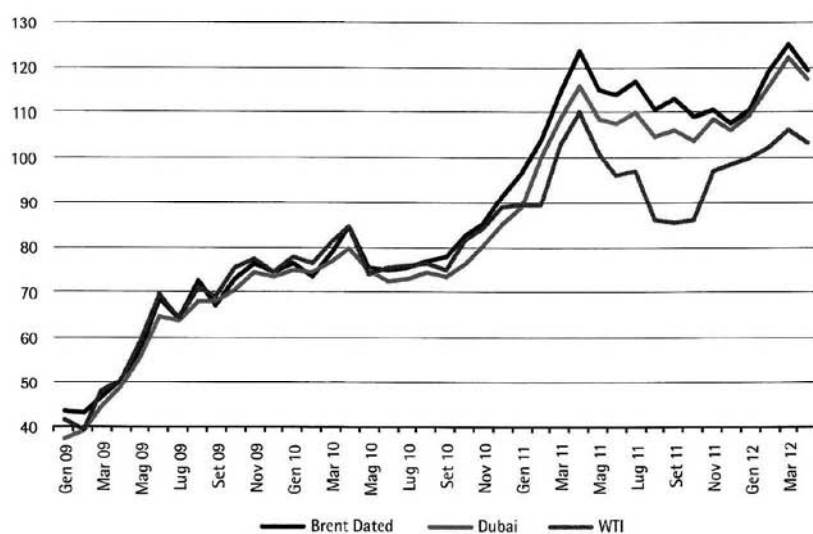
Per trovare una situazione analoga è necessario tornare indietro al picco di prezzo del 1979-1980, verificatosi in corrispondenza della crisi iraniana, come illustra la figura 1.2 che riporta il numero di mesi di ogni anno, a partire dal 1975, con prezzo medio del barile internazionale maggiore di tre livelli di prezzo del barile. Il contesto assai mutato nel corso dei tre decenni trascorsi, tuttavia, non permette un confronto significativo né delle cause né delle prospettive. Dalla figura, in ogni caso, si desume con evidenza una più lenta ascesa del prezzo e un allungamento della durata della seconda "fiammata".

Più in generale, può apparire sorprendente che, in un prolungato periodo di bassa crescita economica e (come si vedrà di seguito)

di eccedenza del potenziale di offerta del petrolio, il prezzo dello stesso sia rimasto a valori così elevati. Meno importante nel sostenere il prezzo del petrolio, seppure non assente, è stata la speculazione, fattore che ha invece giocato un ruolo preminente nel determinare l'escalation del prezzo negli anni precedenti. Analogamente, il leggero apprezzamento del dollaro sul mercato dei cambi ha avuto un effetto trascurabile o nullo. Si ricorda come il forte deprezzamento del dollaro nel 2007 e nella prima metà del 2008 abbia avuto un ruolo importante nell'aumento del prezzo in quanto, provocando la caduta del potere d'acquisto in euro dei paesi esportatori dell'area mediorientale¹, ha spinto gli stessi a restringere il più possibile l'offerta di greggio per sostenerne il prezzo. La potenza con cui tale fattore ha provocato l'aumento del prezzo viene illustrata nella figura 1.3, che mette in relazione le due variabili. Anche se sono presenti altri fattori, questi sembrano esprimersi prevalentemente come rumore di fondo, mentre i valori del cambio attorno alla parità o meno appaiono ininfluenti.

Tra le principali cause dell'elevato prezzo del petrolio durante il corso del 2011, si possono invece elencare: gli effetti della "primavera

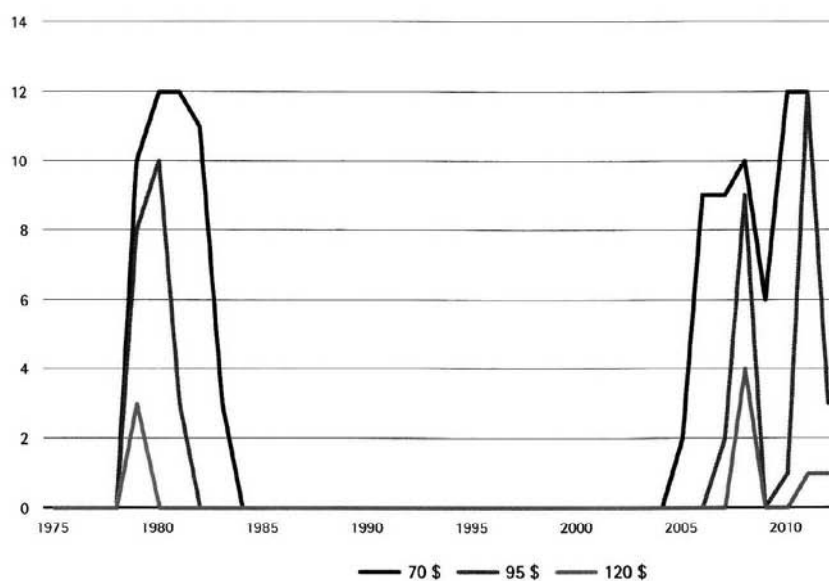
¹ Questi paesi ricevono dollari per le esportazioni di greggio, ma pagano in euro le loro importazioni in prevalenza dall'area euro.



Fonte: Bloomberg e ICIS LOR.

FIG. 1.1

Prezzo dei greggi Brent,
WTI e Dubai
\$/barile



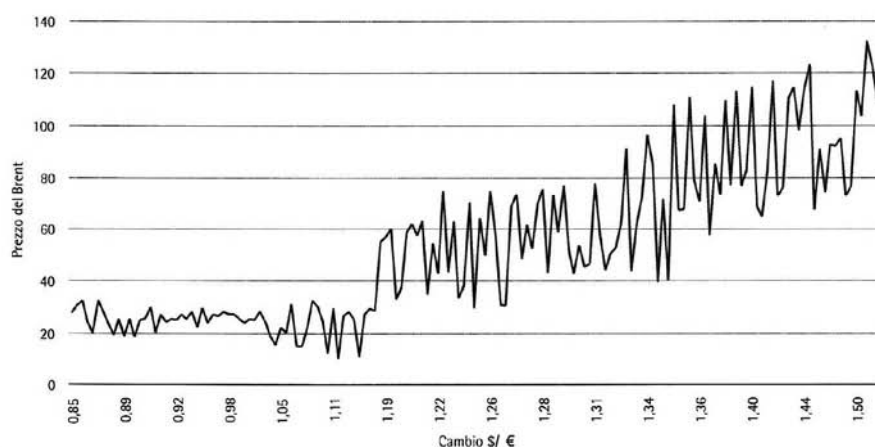
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bloomberg e ICIS LOR.

FIG. 1.2

Numero di mesi per livello
di prezzo del petrolio

FIG. 1.3

Correlazione tra cambio \$/€
e prezzo del Brent dal 2002
al 2011



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bloomberg e ICIS LOR.

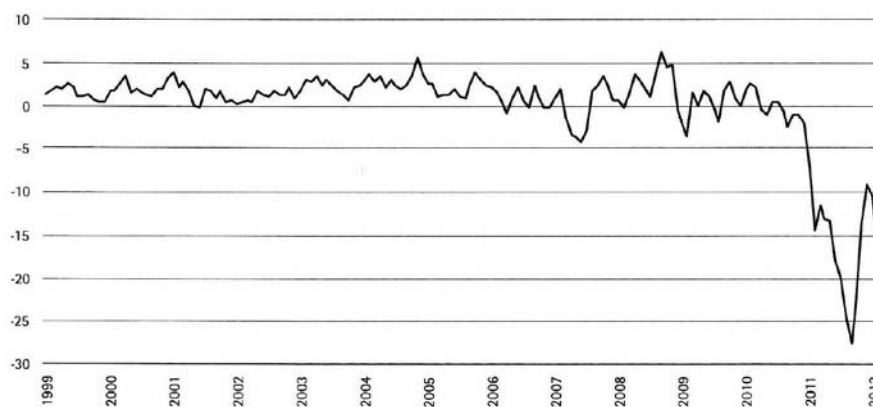
araba", che ha tolto dal mercato oltre 1,5 milioni di barili/giorno per molti mesi; il calo delle scorte di petrolio greggio in Europa e in Asia nella seconda metà del 2011; le incertezze sulle conseguenze delle sanzioni imposte all'Iran dagli Stati Uniti e dall'Unione europea e, più in generale, la situazione di tensione con questo paese, aggravatasi nel corso dell'anno.

Le rivolte arabe non solo hanno ridotto l'offerta sul mercato, ma hanno anche spinto i paesi OPEC ad aumentare enormemente la spesa sociale con il fine di arginare la diffusione del dissenso,

obiettivo che per la maggior parte di questi paesi è possibile raggiungere in tempi brevi solo attraverso il mantenimento di un prezzo del petrolio elevato. Nel suo rapporto di settembre 2011 l'FMI aveva stimato che per ottenere tale fine alla maggior parte dei produttori del Medio Oriente e del Nord Africa necessita di un prezzo del greggio superiore a 80 \$/barile. Nell'edizione di dicembre del *World Oil Outlook* l'OPEC ammette apertamente, per la prima volta, di avere bisogno di un prezzo del greggio di 85-95 \$/barile per far quadrare i bilanci statali dei paesi membri, valore che utilizza

FIG. 1.4

Differenziale di prezzo tra i
greggi WTI e Brent
\$/barile



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bloomberg e ICIS LOR.

per i propri scenari di riferimento e che nelle precedenti edizioni attestava sui 75-85 \$/barile. Recentemente l'OPEC ha dichiarato diverse volte che un prezzo più ragionevole sarebbe attorno ai 100 \$/barile.

Il calo delle scorte in Europa, seppure un fenomeno tipicamente congiunturale, ha avuto l'effetto di mantenere alta la tensione nella seconda metà dell'anno, quando stava oramai cominciando a tornare sul mercato buona parte della produzione libica (a circa il 60% della sua produzione anteguerra di 1,6 milioni di barili/giorno). Le cause principali del calo delle scorte in Europa sono da ricondurre alle interruzioni prolungate della produzione in alcuni giacimenti del Mare del Nord, ai ripetuti sabotaggi degli oleodotti nigeriani e alla deviazione di flussi crescenti del petrolio russo verso Oriente per contrastare, in quei paesi, la riduzione delle scorte dovuta alla vivace dinamica della domanda.

L'Iran è il terzo esportatore di greggio, dopo l'Arabia Saudita e la Russia. Le sue esportazioni, dirette in prevalenza verso i paesi asiatici (Cina, India e Giappone), ammontano a circa 2,6 milioni di barili/giorno. A partire dalla seconda metà del 2012, le esportazioni di petrolio iraniano potrebbero ridursi di 0,7-0,9 milioni di barili/giorno, a causa dell'embargo dell'Unione europea, della Turchia e di altri paesi, diretto a evitare le sanzioni americane. L'Iran conta di sostituire gli acquirenti europei con acquirenti asiatici, ma le sanzioni hanno già indotto molte banche a non concedere fidejussioni in euro e in dollari agli importatori, e parte delle compagnie assicurative ad annunciare la sospensione della copertura per le petroliere che passano dai porti iraniani. In ogni caso, se l'embargo avesse successo, occorrerebbe trovare nuove fonti di importazione per i paesi europei. La maggior parte degli analisti ritiene che nell'incertezza la situazione iraniana ha l'effetto di mantenere sotto tensione il prezzo del greggio, che potrebbe tuttavia salire in modo impetuoso con l'intensificazione del confronto, oppure a causa di atti bellici o della chiusura dello stretto di Hormuz, dove attualmente passa il petrolio proveniente dall'Arabia Saudita, dagli Emirati Arabi e dal Kuwait, gli unici paesi che dispongono di un surplus.

Differenziale tra Brent, WTI e Dubai

Merita un cenno l'andamento del differenziale di prezzo tra i greggi Brent e West Texas Intermediate, soprattutto per rimarcare il ruolo che possono giocare le infrastrutture e la regolazione sugli equilibri di prezzo, anche per il petrolio, la fonte fossile più flessibile sotto il profilo del trasporto. Già da diversi anni è in atto un calo del differenziale di prezzo che, a eccezione di alcuni mesi, si era mantenuto mediamente attorno a 1,8 \$/barile a favore del WTI per tutto il decennio 1999-2009. Le prime evidenze di una riduzione del differenziale si sono manifestate nel 2007 con l'arrivo sul mercato americano di nuovi e imponenti flussi di greggio dal Canada e dallo stato del North Dakota al centro di smistamento di Cushing, le cui capacità di sbocco verso le raffinerie e i porti sul Golfo del Messico sono attualmente limitate. Il differenziale è tornato positivo nel 2008 (+2,6 \$/barile) in coincidenza con la crisi finanziaria, ma ha poi ripreso a scendere in territorio negativo ed è letteralmente collassato nel 2011 a un valore medio sull'anno di -16,3 \$/barile, con un minimo mensile di -27,6 \$/barile nel mese di settembre, anche inferiore a -30 \$/barile in alcuni giorni (Fig. 1.4).

Il potenziamento degli oleodotti di sbocco dal centro di Cushing è in atto con la costruzione degli oleodotti Bakken Marketlink, Cushing Marketlink e di altri, ma richiederà ancora diversi anni per risolvere l'eccesso di afflusso. Nel frattempo è in corso l'inversione dei flussi di greggio del vecchio oleodotto Seaway (originariamente progettato per il trasporto di greggio nell'entroterra dal porto texano di Freeport), che dovrebbe permettere il trasporto di 0,4 milioni di barili/giorno da Cushing a partire dal 2013. I proprietari dell'oleodotto (Enbridge ed Enterprise) reclamano una tariffa di mercato, mentre i potenziali utenti, rappresentati dalla *Independent Petroleum Association of America*, sostengono che in assenza di concorrenza è necessaria una tariffa regolata dalla *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC).

La questione non è di poco conto, dato che nel corso del 2010-2011 il prezzo dei derivati petroliferi ha teso a seguire il prezzo del Brent e si è pertanto aperto un forte divario tra il prezzo di acquisto di greggio e quello di vendita di derivati, soprattutto di benzina, che

TAV. 1.2

Fabbisogno mondiale di
petrolio dal 2006 al 2011 e
previsioni per il 2012
Milioni di barili/giorno

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	PREVISIONI 2012
Paesi OCSE	49,5	49,2	47,6	45,6	46,2	45,6	45,3
Nord America	25,4	25,5	24,2	23,3	23,8	23,5	23,4
Europa	15,7	15,3	15,4	14,7	14,6	14,3	13,9
Pacifico	8,5	8,4	8,1	7,7	7,8	7,9	7,9
Paesi non OCSE non OPEC	35,7	37,3	38,9	39,9	42,2	43,4	44,6
Russia e altri Paesi ex URSS	4,0	4,1	4,2	4,2	4,5	4,7	4,8
Europa	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Cina	7,2	7,6	7,7	8,1	9,1	9,5	9,9
Resto Asia	9,0	9,5	9,7	10,1	10,4	10,7	10,9
America Latina	5,4	5,7	6,0	6,0	6,3	6,5	6,6
Medio Oriente	6,3	6,5	7,3	7,5	7,8	8,0	8,2
Africa	3,0	3,1	3,3	3,3	3,4	3,3	3,5
Totale mondo	85,3	86,5	86,6	85,6	88,3	89,1	89,9

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2012.

durante il 2011 ha fruttato enormi guadagni, triplicando i profitti delle compagnie petrolifere (BP, ConocoPhillips, Exxon Mobil e altri) nelle vendite negli Stati centrali e occidentali degli Stati Uniti. Il divario di prezzo si riflette direttamente sui margini di raffinazione, come verrà illustrato di seguito.

Analogamente, seppure per altri motivi, il 2011 ha portato novità anche per il differenziale di prezzo tra Brent e Dubai, il marker più usato dai mercati asiatici per il greggio mediorientale. Dopo una sua forte crescita da poco più di 2 \$/barile a fine 2010 a un massimo di oltre 7 \$/barile in marzo-aprile 2011, la vivace domanda asiatica ha spinto in alto il prezzo del Dubai, più del prezzo del Brent, complice anche la debole domanda interna europea, rimanendo tuttavia leggermente più basso di quello del Brent. Il differenziale Brent/Dubai influenza la scelta degli acquirenti asiatici tra greggi atlantici e quelli mediorientali.

Domanda e offerta di petrolio

Anche nel 2011 la crescita dell'economia mondiale, seppure ridotta

rispetto alle previsioni, si è riflessa in un percettibile incremento dei consumi di petrolio a livello mondiale, pari a 0,8 milioni di barili/giorno (Tav. 1.2). Tale crescita è il risultato di un aumento di 1,3 milioni di barili/giorno nei paesi non OCSE, rispetto a un calo di 0,5 milioni di barili/giorno nei paesi OCSE. Poco meno del 60% dell'aumento dei consumi nell'area non OCSE, è attribuibile ai paesi asiatici in via di sviluppo, il 35% alla sola Cina. La riduzione del fabbisogno nell'area OCSE è distribuita in parti quasi uguali tra Nord America e paesi Europei.

Come negli anni passati, l'incremento del fabbisogno è stato soddisfatto in prevalenza dai paesi OPEC con un contributo di 1,1 milioni di barili/giorno, rispetto a una produzione dei paesi OCSE e non OCSE rimasta essenzialmente piatta (Tav. 1.3). Va tuttavia sottolineato il notevole aumento della produzione del Nord America (+0,4 milioni di barili/giorno), soprattutto da sabbie bituminose del Canada e del North Dakota, a fronte di un calo di 0,4 milioni di barili/giorno nel resto dei paesi OCSE, in particolare in Europa. Una parte non indifferente della produzione dell'anno è contabilizzata nelle scorte di fine anno, confermando le ripetute dichiarazioni

TAV. 1.3

Produzione mondiale di
petrolio dal 2006 al 2011 e
previsioni per il 2012
Millioni di barili/giorno

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	PREVISIONI 2012
Paesi OCSE	20,1	19,9	18,8	18,8	18,9	18,9	19,4
Nord America	14,2	14,3	13,3	13,6	14,1	14,5	15,0
Europa	5,3	5,0	4,8	4,5	4,1	3,8	3,8
Pacifico	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,5	0,7
Paesi non OCSE non OPEC	28,0	28,5	28,4	29,1	29,8	29,8	30,0
Russia e altri Paesi ex URSS	12,3	12,8	12,8	13,3	13,5	13,6	13,8
Europa	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,7	3,7	3,8	3,9	4,1	4,1	4,2
Resto Asia	3,7	3,6	3,7	3,6	3,7	3,5	3,5
America Latina	3,9	3,9	3,7	3,9	4,1	4,2	4,4
Medio Oriente	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6
Africa	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4
Altro non OPEC	2,3	2,4	3,5	3,6	3,9	4,0	4,2
Miglioramenti di raffinazione	2,1	2,2	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3
Biocarburanti ^(A)	0,2	0,3	1,4	1,6	1,8	1,8	1,9
Totale non OPEC	50,4	50,9	50,6	51,5	52,6	52,7	53,6
Totale OPEC^(B)	35,0	34,6	36,1	34,1	34,8	35,8	36,2
Greggio	30,7	30,3	31,6	29,1	29,5	30,0	29,9
Gas liquidi	4,3	4,3	4,5	4,9	5,3	5,8	6,3
Totale mondo	85,4	85,5	86,7	85,6	87,4	88,5	89,9
Variazione scorte ^(C)	0,2	-1,0	0,2	0,0	-0,9	-0,6	0,0

(A) Biocarburanti prodotti in paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.

(B) Riferito ai paesi appartenenti all'OPEC all'1 gennaio 2009. Il dato del 2012 non è una previsione, ma è calcolato come differenza tra fabbisogno mondiale e produzione non OPEC nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

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

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2012.

dell'OPEC in merito a una sovrabbondanza di petrolio nel primo trimestre del 2012.

L'Agenzia internazionale per l'energia (AIE) prevede per il 2012 una significativa ripresa della produzione non OPEC concentrata nel Nord America (+0,5 milioni di barili/giorno), rispetto a un incremento della domanda mondiale relativamente contenuto (+0,8 milioni di barili/giorno), in linea con l'andamento smorzato

dell'economia mondiale. Questo dovrebbe permettere una minore tensione sulla produzione OPEC, il cui contributo al fabbisogno mondiale potrebbe così aumentare di soli 0,4 milioni di barili/giorno. Il rilassamento dei fondamentali non significa necessariamente un calo della tensione sul prezzo, che appare sempre meno legato al rapporto tra domanda e offerta rispetto ad altre variabili determinanti.

TAV. 1.4

Produzione di greggio OPEC
e capacità di riserva
Milioni di barili/giorno

	2011					PREVISIONI 2012			
	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	MEDIA ANNO	PRODUZIONE SOSTENIBILE	CAPACITÀ DI RISERVA	PRODUZIONE SOSTENIBILE	VARIAZIONE CAPACITÀ DI RISERVA
Algeria	1,27	1,27	1,28	1,29	1,28	1,30	0,01	1,37	0,07
Angola	1,64	1,55	1,69	1,72	1,65	1,90	0,15	2,10	0,20
Ecuador	0,49	0,50	0,49	0,49	0,50	0,51	0,03	0,54	0,03
Iran	3,63	3,62	3,53	3,51	3,57	3,51	0,06	3,56	0,05
Kuwait	2,37	2,45	2,56	2,64	2,51	2,84	0,24	2,84	0,00
Libia	1,14	0,13	0,05	0,55	0,47	0,75	0,00	1,21	0,46
Nigeria	2,14	2,27	2,25	2,06	2,18	2,48	0,42	2,48	0,00
Qatar	0,82	0,81	0,82	0,82	0,82	0,90	0,08	0,90	0,00
Arabia Saudita	8,87	9,20	9,63	9,68	9,35	12,00	2,15	11,88	-0,12
Emirati Arabi Uniti	2,48	2,48	2,53	2,54	2,51	2,74	0,16	2,79	0,05
Venezuela	2,30	2,52	2,51	2,53	2,46	2,55	0,05	2,63	0,08
Iraq	2,65	2,67	2,68	2,69	2,67	3,21	0,52	3,13	-0,08
TOTALE OPEC	29,80	29,46	30,02	30,51	29,95	34,69	3,87	35,43	0,74

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2012.

Produzione OPEC

La produzione di gas liquidi, evidenziata nella tavola 1.3, attualmente rappresenta circa il 15% della produzione OPEC e non viene più discussa nel seguito in quanto strettamente legata alla catena del gas naturale. Anche se contribuiscono alla copertura della domanda di prodotti petroliferi, tali gas (etano, propano, butano e ulteriori prodotti alifatici) vengono estratti nella fase di purificazione del gas naturale a bocca di pozzo e commercializzati tal quale.

Nel 2011 la produzione complessiva di greggio dei paesi OPEC è oscillata tra minimi e massimi trimestrali di 29,5 e 30,5 milioni di barili/giorno (Tav. 1.4), reggendo molto bene al crollo della produzione libica e ai cali alterni della produzione nigeriana, oltre che a quelli (meno critici) di altri paesi non OPEC coinvolti nella primavera araba (Egitto, Siria e Yemen). Nel mese di marzo la produzione libica era subito calata a meno di un terzo dei

1,6 milioni di barili/giorno del mese di gennaio e continuava a dimezzarsi nei mesi successivi, fino a raggiungere praticamente lo zero nel mese di agosto. L'ammanto è stato colmato per buona parte dalla produzione saudita, con un aumento fino a 1,0 milioni di barili/giorno nei mesi di maggior deficit del periodo giugno-agosto. Con leggero ritardo sono entrate in azione, anche per sostenere il picco di domanda di fine anno, la produzione del Kuwait e quella degli Emirati Arabi Uniti. La produzione libica si riprendeva a partire da ottobre e nel mese di dicembre aveva già superato il 50% della produzione massima precedente il conflitto.

Se i paesi OPEC hanno risposto bene al deficit produttivo del 2011, non è altrettanto chiaro il supporto che potranno dare all'atteso deficit sui mercati di petrolio iraniano nel 2012. La produzione iraniana è in leggero calo: da 3,7 milioni di barili/giorno all'inizio del 2011, è scesa a meno di 3,5 milioni tra dicembre 2011 e febbraio 2012. Circa 1,1 milioni di barili/giorno sono diretti alla raffinazione per

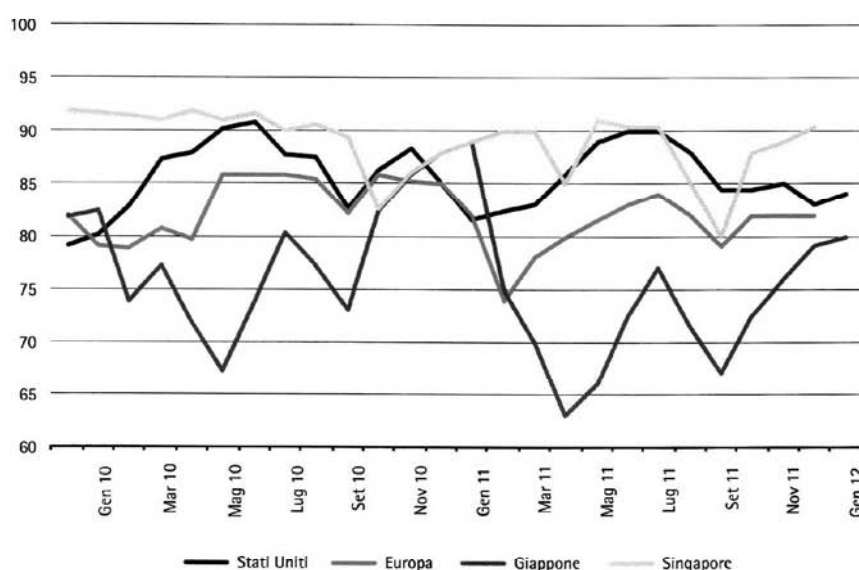


FIG. 1.5

Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione
Valori percentuali

Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*, vari numeri.

consumi interni. Le esportazioni effettive ammontavano nel 2011 a circa 2,6 milioni di barili/giorno, dei quali il 35% diretto verso Cina e Giappone, il 27% verso paesi dell'Unione europea (prevalentemente Grecia, Italia, Spagna), il 21% verso Giappone e Corea del Sud.

L'embargo si delinea in due forme diverse: da una parte, una legge firmata dal Presidente degli Stati Uniti il 31 dicembre 2011 prevede che le banche mantenenti transazioni finanziarie con l'Iran vengano escluse dai mercati finanziari americani; dall'altra, il 23 gennaio 2012 l'Unione europea ha deciso di vietare sia le importazioni di greggio iraniano sia le transazioni dei paesi membri con la Banca centrale iraniana. Anche se ci sono modi per aggirare l'embargo, per esempio tramite scambi commerciali in natura e transazioni in moneta locale², dalle pressioni esercitate dagli acquirenti sui fornitori alternativi all'Iran nei primi mesi dell'anno (anche da parte di importatori cinesi) si può desumere che l'embargo potrebbe avere un certo grado di successo.

L'aumento della produzione non OPEC, prevista dall'AIE in circa 0,9 milioni di barili/giorno nel 2012 (Tav. 1.3), dovrebbe allentare la tensione sull'offerta e sul prezzo. Tuttavia, tale aumento è appena

sufficiente a coprire l'aumento della domanda (Tav. 1.2) e, nel caso di pieno successo dell'embargo, rimane ai paesi OPEC che dispongono di surplus di offerta il compito di mettere sul mercato fino a 2,5 milioni di barili/giorno che potrebbero essere colpiti dall'embargo. Tale esito è fattibile ma non senza problemi, dato che inciderebbe notevolmente sulla capacità di riserva dei paesi OPEC, lasciando poca flessibilità per eventi imprevedibili.

Mercato dei prodotti

L'andamento della raffinazione è stato dominato durante l'anno intero dalle sorti del differenziale di prezzo del greggio WTI con il Brent (con riflessi per il Dubai nel continente asiatico). Le raffinerie del Golfo del Messico hanno infatti beneficiato del favorevole prezzo del greggio, tenuto artificialmente basso dall'intasamento nel centro di raccolta di greggio a Cushing, rispetto ai prezzi internazionali dei prodotti, dettati in prevalenza dal Brent. Hanno inoltre influenzato i margini della raffinazione nel suo complesso tre principali fattori: i problemi della petrolchimica a livello mondiale, le difficoltà della

² Per esempio, l'India ha già raggiunto un accordo con l'Iran per pagare almeno una parte delle importazioni in rupie.