tribuirsi alla concomitanza di più fattori contingenti tra cui il premio dovuto al rischio Iraq e il ruolo della speculazione a sfruttare il contesto favorevole mantenendo posizioni lunghe.

Gas naturale

Nel 2003 il prezzo del gas si è spiccatamente differenziato tra i principali mercati regionali. Il valore medio dei prezzi alla frontiera dei paesi europei (escluso il Regno Unito), calcolato come media annuale dei valori medi mensili, può stimarsi in 3,9 $/MBtu. Il prezzo medio al *Balancing Point* del Regno Unito è stato di 3,6 $/MBtu. Molto più alti i prezzi verificati mediamente nel corso del 2003 in Giappone e negli Stati Uniti pari, rispettivamente, a 4,4 e 5,4 $/MBtu.

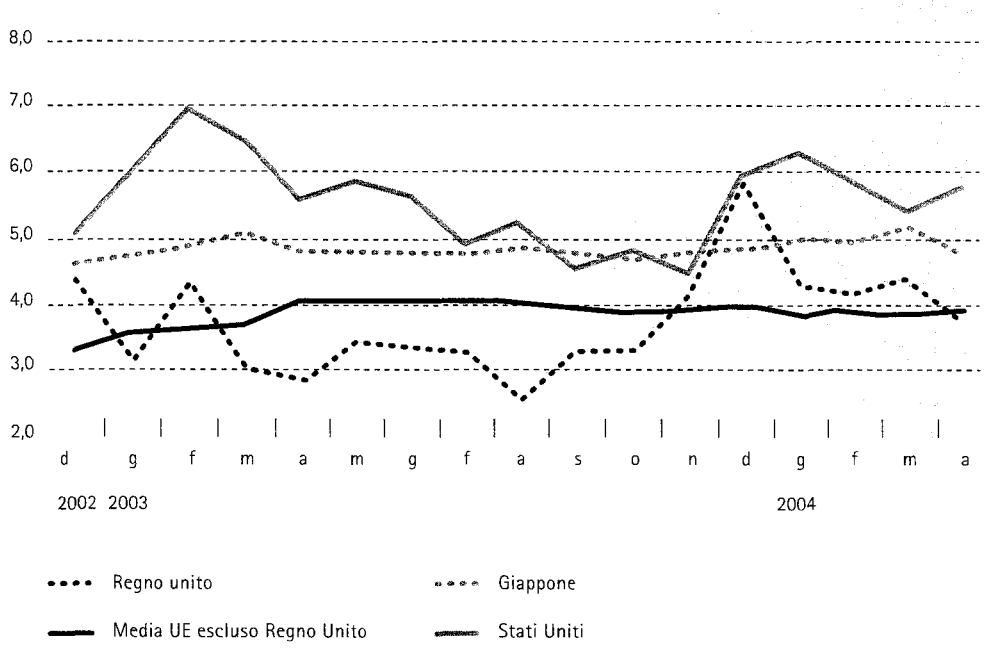
Si è anche molto diversificato tra le varie aree l'andamento mensile (Fig. 1.2), evidenziando le differenti logiche di formazione del prezzo. Dati i meccanismi di indicizzazione con le fonti sostitutive nei contratti di importazione, i prezzi alla frontiera dei paesi dell'Europa continentale hanno riflesso inevitabilmente l'andamento del prezzo del petrolio, seppure molto smussato e con un relativo ritardo, per la natura stessa dell'indicizzazione. Da un valore minimo di circa 3,6 $/MBtu in gennaio, il prezzo mediato sui principali contratti di importazione europei è aumentato fino a un massimo di 4,1 $/MBtu tra aprile e giugno, per poi scendere a 4 $/MBtu verso la fine dell'anno.

Si distingue, come negli anni passati, il prezzo del gas al *Balancing Point* del Regno Unito i cui valori medi mensili, in linea con il forte grado di concorrenza presente in questo paese, riflettono più che altro il rapporto tra domanda e offerta, determinato soprattutto dalle temperature. Tra marzo e settembre ha oscillato in un intervallo attorno a 3,2 $/MBtu, con un valore minimo di circa 2,7 $/MBtu in agosto. Il prezzo di picco medio mensile si è registrato nel mese di dicembre a 5,8 $/MBtu. È significativo, tuttavia, che a parte questo mese il prezzo medio si sia mantenuto sempre inferiore a 4,5 $/MBtu, anche con riferimento agli ultimi mesi del precedente inverno, caratterizzato da un clima relativamente mite. Nel 2003 non si è manifestata alcuna significativa correlazione con l'andamento del prezzo del petrolio, come talvolta era accaduto negli anni passati, per via del collegamento con il mercato continentale attraverso l'*Interconnector*.

Negli Stati Uniti il prezzo del gas all'*Henry Hub* si è mosso in modo sostanzialmente correlato con le temperature ed essenzialmente sganciato dall'andamento del mercato petrolifero internazionale. Il valore massimo mensile è stato di 7,5 $/MBtu, raggiunto nel mese di febbraio, dopodiché il prezzo ha evidenziato un calo tendenziale fino a toccare valori minimi inferiori compresi tra 4,5 e 5,5 $/MBtu tra settembre e novembre.

FIG. 1.2 **PREZZI INTERNAZIONALI DEL GAS NATURALE**

$/Mbtu; valori a fine mese



Fonte: Elaborazione AEEG su dati World Gas Intelligence.

Infine il prezzo medio del GNL, riferito al terminale giapponese di Sodegaura, è rimasto praticamente costante nel corso del 2003, oscillando di non più di 0,2-0,3 $/MBtu attorno al valore medio annuo di 4,4 $/MBtu.

Il mercato americano merita una considerazione a parte per via dei suoi potenziali riflessi in una prospettiva di medio termine sul mercato del GNL. Negli ultimi anni il forte aumento della domanda, indotta dall'utilizzo nel settore della generazione elettrica, e crescenti limiti alla produzione di gas naturale, sia nella disponibilità delle riserve sia di tipo ambientale, hanno spinto i prezzi a livelli eccezionali, mediamente fino al doppio di quelli tipici della fine degli anni Novanta. Date le difficoltà causate da ulteriori forti aumenti delle importazioni dal Canada, un equilibrio tra domanda e offerta a prezzi più normali e accettabili potrà essere garantito solo attraverso le importazioni di GNL, che si prevede possa coprire fino al 25-30 per cento dei fabbisogni, all'orizzonte del 2020. Un tale incremento avrebbe inevitabili conseguenze per i flussi di trasporto e per l'evoluzione dei prezzi nei molteplici *hub* nordamericani. Il crescente ruolo del GNL è favorito anche dalla riduzione dei costi di questa forma di trasporto, calati del 30 per cento circa negli ultimi 6-7 anni.

Numerosi progetti di nuovi terminali di rigassificazione sono in fase di studio e costruzione. In prospettiva, la forte domanda di GNL prevista negli Stati Uniti non può che influenzare in modo determinante i flussi internazionali, contribuendo probabilmente alla creazione di un futuro mercato globale di questa fonte, oltre che alla riduzione dell'eccesso di offerta in Europa nel corso del decennio. Nel 2003 la differenza di prezzo è stata talmente forte (mediamente circa 1,5 $/MBtu) che un terzo dei carichi di GNL diretti in Spagna è stato dirottato sull'altro lato dell'Atlantico.

Carbone

A partire dal mese di maggio 2003, il mercato internazionale del carbone è stato caratterizzato da un sensibile *trend* rialzista, soprattutto nel mercato *spot cif* ARA (Amsterdam - Rotterdam - Antwerp). Tali aumenti sono continuati anche nei primi mesi del 2004. Il prezzo *cif* ARA, che è quello che più interessa i paesi europei, da un valore attorno a 37 $/t nel giugno 2003 ha superato i 55 $/t in ottobre, toccando 70 $/t nei primi mesi del 2004. Tuttavia, i forti aumenti rilevati non hanno in genere inciso significativamente sulla competitività del carbone rispetto alle altre fonti fossili.

L'andamento dei prezzi, del tutto inatteso, viene generalmente attribuito alla fase di transizione in cui si trova il mercato: da una lato è in atto un processo di concentrazione e maggiore controllo dell'offerta; dall'altro, la domanda di carbone sui mercati internazionali è in forte crescita soprattutto con destinazione verso l'Unione europea. Sul rialzo dei prezzi ha anche influito il forte aumento dei noli, che ha raggiunto livelli prossimi a quelli degli anni Ottanta.

RAPPORTI CON I PAESI PRODUTTORI

Le criticità internazionali

Uno dei fattori che più ha influito sulle strategie dei paesi produttori nel corso del 2003 è stato lo squilibrio finanziario internazionale, di cui l'espressione più concreta è la svalutazione del dollaro. La discesa del valore del dollaro rispetto alle principali valute internazionali è strettamente legata sia al crescente deficit di bilancio degli Stati Uniti, sia agli squilibri commerciali di questo paese. L'enorme dimensione del deficit (circa 375 miliardi di dollari nel 2003 che è probabile saliranno a oltre 500 nel 2004, secondo le previsioni del Fondo monetario internazionale) e le obbligazioni finanziarie degli Stati Uniti verso il

resto del mondo, valutabili in circa il 40 per cento del PIL, hanno evidenti implicazioni per la stabilità finanziaria dell'economia mondiale. La svalutazione del dollaro fa parte della politica di rilancio dell'economia degli Stati Uniti necessaria per invertire queste tendenze.

Il calo nel rapporto di cambio si riflette direttamente sulle entrate e le capacità di spesa dei paesi produttori con grosse esposizioni in valute diverse dal dollaro; esso è stato uno dei principali fattori alla base delle decisioni sui tagli alla produzione dell'OPEC, a partire dall'estate 2003. A questo riguardo è stata ventilata da più parti, quale soluzione del problema, l'ipotesi di sganciare l'acquisto di greggio e di prodotti petroliferi dal dollaro, considerando anche che, dopo l'allargamento a Est, l'Unione europea è divenuto il maggior partner commerciale dell'OPEC, rappresentando oltre il 50 per cento delle importazioni di questi paesi, pagate in euro. Un tale sviluppo, peraltro tecnicamente complesso, potrebbe comunque avere ripercussioni negative sull'economia mondiale, se attuato in tempi troppo rapidi. Infatti, l'euro oggi pesa per il 15 per cento sulle riserve internazionali, rispetto al 65 per cento del dollaro. La quotazione in euro delle sole importazioni di greggio dei paesi dell'Unione europea porterebbe sia a un calo della richiesta di dollari sui mercati valutari nell'ordine di 180 miliardi di dollari, sia a conseguenti ulteriori rivalutazioni dell'euro rispetto al dollaro con impatti negativi sulle esportazioni dell'Unione europea e riflessi ancora più pesanti per la bilancia commerciale degli Stati Uniti.

Le criticità dei paesi membri dell'OPEC

La maggior parte dei paesi produttori dipende largamente dalla vendita di idrocarburi per lo sviluppo economico. Anche l'economia della Federazione Russa, paese estesamente industrializzato, dipende (secondo le più recenti valutazioni della Banca mondiale) per il 25 per cento dalle esportazioni di petrolio e gas. Ma la situazione è evidentemente molto più critica per la maggior parte dei paesi dell'OPEC, per i quali le esportazioni di petrolio rappresentano spesso oltre il 70 per cento delle entrate in valuta.

Una misura della criticità per i paesi OPEC è data dai proventi pro capite delle esportazioni di greggio, stimate in meno di 400 dollari nel 2003, cifra notevolmente diminuita rispetto ai valori di 1 500-2 000 dollari registrati nella prima metà degli anni Ottanta, sia per la forte crescita della popolazione, sia per l'abbassamento del prezzo del petrolio. Il calo della valuta americana ha contribuito ad aggravare la situazione in termini di potere di acquisto sui mercati internazionali. È pertanto comprensibile lo stimolo della maggior parte dei paesi OPEC a mantenere i prezzi del petrolio ai livelli più elevati possibili, ben oltre l'originaria forchetta di 22-28 $/barile.

Con il fine di aumentare le loro entrate, molti dei paesi OPEC premono per un

rialzo delle quote di produzione di greggio; nel breve termine, però, tale possibilità è limitata dall'esistenza di un *trade off* assai stretto tra quantità e prezzo, oltre che dalla concorrenza degli altri paesi produttori, soprattutto quando i prezzi sono elevati.

Le regole di ripartizione della produzione del cartello OPEC attualmente in vigore sono state fissate nel 1999. I parametri che più di tutti governano i tetti produttivi sono in genere di natura tangibile: le riserve, la capacità produttiva, la produzione storica, i consumi interni, la popolazione, le attuali quote produttive. Ma fondamentali sono anche altri fattori di natura politica e istituzionale che hanno talvolta determinato un notevole calo delle quote rispetto ai valori storici. Emblematico è il caso dell'Iran, al secondo posto per riserve di gas naturale e al quinto per le riserve di petrolio. Con una popolazione in rapida crescita, il paese ha bisogno di sfruttare al massimo le sue risorse fossili per lo sviluppo economico. Prima della rivoluzione khomeinista, il paese produceva 7 milioni di barili/giorno di cui 5 esportati, mentre questi valori sono oggi praticamente dimezzati (rispettivamente, 3,8 e 2,5 milioni di barili/giorno come media del 2003). Analogamente, l'abbandono della Libia da parte delle compagnie americane, a seguito dell'*Iran Libya Sanctions Act*, ha praticamente congelato la produzione di questo paese a 1,5 milioni di barili/giorno per quasi due decenni, rispetto alla produzione di 3 milioni di barili/giorno raggiunta nel 1970.

È quindi molto probabile che la produzione continuerà a salire nel medio termine in quasi tutti i paesi membri dell'OPEC. L'Iran ha oramai superato il livello produttivo di 4 milioni di barili/giorno e intende aumentare tale capacità fino a oltre 5 milioni di barili/giorno entro 5 anni. L'Algeria ha recentemente mantenuto un livello produttivo quasi doppio rispetto alla quota e difficilmente potrà rispettare gli accordi senza provocare un impatto negativo sulla sua economia. La Nigeria ha diversi giacimenti pronti per entrare in produzione, che aumenterebbero la capacità produttiva di greggio dall'attuale quota di 2,2 milioni di barili/giorno a 3 milioni di barili/giorno entro il 2004, fino ad arrivare a 3,5 milioni di barili/giorno entro il 2006. Con la fine delle sanzioni anche la Libia accrescerà la sua capacità produttiva di almeno un milione di barili/giorno, così come l'Iraq che, una volta pacificato, potrebbe raggiungere una produzione di 3,5 milioni di barili/giorno in poco più di un anno. Perfino gli Emirati Arabi, il Kuwait e il Qatar, paesi caratterizzati da una popolazione relativamente bassa e da elevati introiti pro capite da petrolio, mirano a innalzare la loro capacità produttiva.

Pertanto, è prevedibile che il mantenimento di un equilibrio tra domanda e offerta a prezzi ragionevolmente elevati, richiederà un maggiore sforzo di coordinamento e, come nel passato, una riduzione dei principali produttori *swing* (Arabia Saudita, Kuwait ed Emirati Arabi). Per il medio e il più lungo termine, il

raggiungimento degli obiettivi di produzione di idrocarburi, essenziale per fare fronte alla crescente domanda mondiale, necessita di ingenti investimenti in esplorazione e sviluppo. Esso richiede inoltre la costruzione di oleodotti e gasdotti per l'esportazione, cosa che appare sempre più impraticabile in assenza sia di un opportuno coinvolgimento del capitale e delle tecnologie estere, sia di un rapporto più incentivante per le compagnie internazionali.

La concorrenza degli altri paesi produttori

I prezzi del greggio sono rimasti elevati per un lasso di tempo abbastanza lungo da convincere le compagnie internazionali a investire in nuovi campi e aumentare la produzione. Ciò si desume soprattutto dalle spese per esplorazione e sviluppo sostenute a livello mondiale, che sono aumentate del 10 per cento nel 2003 rispetto al 2002 e, stando ai bilanci preventivi delle compagnie, cresceranno di un ulteriore 4 per cento nel 2004. Inoltre, diverse compagnie, tra cui spiccano BP e Royal Dutch Shell, hanno recentemente rialzato il *benchmark* per gli investimenti in esplorazione e sviluppo dai precedenti 16 $/barile a un prezzo di 20 $/barile riferito al Brent. In prospettiva, svolgono un ruolo fondamentale per la concorrenza al petrolio OPEC sui mercati internazionali sia la Russia sia i paesi del Caucaso.

Nel 2003 la produzione di petrolio russa ha superato quella dell'Arabia Saudita, seppure di poco (8,8 contro 8,6 milioni di barili/giorno). La prima, infatti, è in crescita dal 1994 e non vi sono evidenti motivi per cui non dovrebbe continuare ad aumentare anche nel futuro. Le risorse sono molto ampie (terze per dimensione al mondo), la produzione è in gran parte in mano a società private con obiettivi di profitto e la tecnologia è in costante miglioramento, grazie anche al coinvolgimento di capitali e compagnie estere. Molti osservatori danno per scontato un raddoppio delle riserve provate nel giro di dieci anni e un aumento della produzione a 12 milioni di barili/giorno e oltre. Tra i progetti in fase di discussione, uno dei più rilevanti riguarda la trasformazione della base militare di Murmansk in terminale petrolifero per l'esportazione di greggio verso gli Stati Uniti, così da ridurre il tempo di viaggio del petrolio a 9 giorni, contro gli attuali 25 giorni dal Golfo Persico.

In una prospettiva di prezzi sostenuti, anche il petrolio dei paesi del Caucaso è in grado di competere con il greggio dei produttori OPEC. Per il loro sviluppo è importante l'interesse strategico che gli Stati Uniti avrebbero nel creare una alternativa al petrolio dai paesi del Medio Oriente, come risulta evidente dalla costruzione dell'oleodotto noto come *Caspian Pipeline Consortium* per l'esportazione del petrolio azero attraverso la Turchia. La produzione di idrocarburi dei giacimenti caucasici è tuttavia in diretta concorrenza con quella russa e, almeno nel settore del gas, la Federazione Russa si è mossa con notevole anticipo con il pro-

getto *Blue Stream*, rispetto allo sviluppo del gasdotto dai giacimenti azeri verso l'Europa, ancora in fase di progettazione. Inoltre, lo sviluppo delle risorse in quest'area presenta maggiori rischi e costi elevati per via del clima estremamente severo, delle difficili condizioni operative in giacimenti spesso collocati nel Mar Caspio e dei problemi posti dal mantenimento del delicato equilibrio ambientale.

Il dialogo con l'Unione europea

Il dialogo tra la Commissione europea e i paesi produttori riguarda prioritariamente la Federazione Russa e i paesi del bacino del Mediterraneo e verte soprattutto su due aspetti che si ritengono rilevanti nel presente contesto: la promozione della concorrenza nel settore del gas e le interconnessioni per il trasporto dell'energia elettrica e del gas.

Nell'ottobre del 2003, a seguito di persistenti sforzi della Commissione europea, è stato raggiunto un importante accordo con Gazprom per la rimozione delle clausole restrittive nei contratti di approvvigionamento di gas da parte di Eni S.p.A., che precedentemente limitavano la vendita al territorio italiano e ne definivano la ripartizione tra le varie categorie di consumatori. Come contropartita, l'accordo prevede la possibilità per Gazprom di effettuare vendite dirette a clienti finali in Italia, possibilità peraltro già prevista nell'ambito del decreto legislativo 16 marzo 2000, n. 164, con cui l'Italia ha liberalizzato il settore del gas. Si tratta di vedere in che misura analoghi accordi possano valere anche per la fornitura di gas russo ad altri paesi dell'Unione europea.

La Nigeria è stato il primo paese ad accettare, nel 2001, di eliminare le clausole di destinazione nei contratti di vendita verso paesi europei. Ma nel suo caso l'accordo era stato facilitato dal fatto che essa esporta il gas esclusivamente sotto forma di GNL, pertanto con maggiore flessibilità rispetto a paesi le cui esportazioni dipendono da collegamenti fissi con metanodotti. Inoltre, nel 2002 l'abolizione del GFU norvegese (il comitato di negoziazione sul gas tramite il quale i produttori norvegesi di gas effettuavano vendite collettive), ottenuta sempre su richiesta della Commissione europea, di fatto svincolava la vendita di gas naturale a favore delle compagnie e pertanto contestualmente eliminava le clausole restrittive della concorrenza.

Tra i principali fornitori di gas naturale all'Unione europea, solo l'Algeria continua a insistere sul mantenimento delle clausole di destinazione. Allo stato attuale delle trattative questo paese sarebbe disposto a eliminarle solo nell'ipotesi di un "giusto equilibrio" tra compratore e venditore, ottenuto mediante l'introduzione di meccanismi di condivisione con l'azienda importatrice dei benefici economici della vendita di gas su mercati diversi da quelli inizialmente previsti.

Se un accordo con la Federazione Russa è stato trovato per la vendita di gas sul mercato europeo, non altrettanto semplice sembra il raggiungimento di un'in-

tesa per l'aumento del prezzo di vendita del gas sul mercato interno russo, attualmente così basso da impattare negativamente sulla competitività dei prodotti europei. Emblematico è il caso dell'industria dei fertilizzanti per la quale il gas rappresenta attorno al 60 per cento del costo di produzione nei paesi dell'Unione europea. I sussidi impliciti alla produzione di fertilizzanti nelle fabbriche russe, ottenuti attraverso bassissimi prezzi del gas, hanno già portato alla chiusura di diversi impianti nell'Unione europea. Allo stato attuale, i consumatori dell'Unione europea di fatto finanziano il consumo di gas nella Federazione Russa, dove invece l'aumento del prezzo del gas a livelli internazionali incentiverebbe l'efficienza energetica del paese e permetterebbe un ragionevole riequilibrio tra i prezzi interni e quelli praticati all'esportazione.

La questione costituisce uno dei punti centrali dei negoziati per l'ammissione della Federazione Russa all'Organizzazione mondiale per il commercio, a loro volta collegati con la ratifica da parte russa del Protocollo di Kyoto. La Federazione Russa è consapevole della necessità di rialzare i prezzi, ma, per evitare il collasso dell'economia, gli aggiustamenti indispensabili non possono essere messi in atto in tempi brevi. Non si tratta solo dell'impatto sul settore manifatturiero, ma anche di quello sui settori domestico e sociale per via dei rilevanti consumi connessi al riscaldamento invernale, che le famiglie non sarebbero in grado di pagare.

Se l'Algeria è attualmente restia a rinunciare alle clausole di destinazione, che le assicurano una parte dei guadagni della commercializzazione del gas nell'Unione europea, è invece uno dei paesi più attivi nell'ambito del dialogo euro-mediterraneo. Gli interessi industriali in gioco riguardano soprattutto lo sviluppo delle ingenti risorse di gas del paese sia per l'esportazione tal quale, sia per la generazione di elettricità destinata all'esportazione verso i paesi dell'Unione europea. L'Algeria è infatti coinvolta nella maggior parte dei progetti di sviluppo delle infrastrutture di trasporto dell'energia verso l'Italia e la Spagna e di interconnessione con gli altri paesi del Nord Africa, identificati come prioritari nell'ambito degli accordi ministeriali degli ultimi vertici euro-mediterranei.

Tra i progetti infrastrutturali assecondati dall'Unione europea, oltre a quelli di interconnessione dell'area mediterranea, particolare importanza ha il gasdotto trans-Baltico che assicurerebbe la fornitura di 20-40 miliardi di m^3 di gas russo ai paesi del Mar Baltico e all'Europa continentale, giungendo fino al Regno Unito.

CONCLUSIONI DEL WORLD FORUM ON ENERGY REGULATION

Dal 5 al 9 ottobre 2003, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha ospitato la seconda edizione del *World Forum on Energy Regulation*, il principale convegno mondiale sulla regolazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas. Il *World Forum* si è svolto a Roma, presso l'Auditorium della musica.

Obiettivo del *World Forum* è stato quello di analizzare gli sviluppi globali e regionali più recenti riguardo alla regolazione e alla liberalizzazione dei mercati dell'energia. In particolare, gli argomenti discussi hanno riguardato la liberalizzazione, la concorrenza e la regolazione nei mercati dell'energia, la sicurezza energetica e gli investimenti, lo sviluppo delle infrastrutture, le scelte e le garanzie per utenti e consumatori.

Il reciproco scambio di informazioni tra i delegati del convegno ha anche stimolato una maggiore collaborazione internazionale. Il *World Forum* si è così caratterizzato come un importante contributo dell'Autorità per lo sviluppo della regolazione sovranazionale durante il semestre di presidenza italiana dell'Unione europea.

Dopo il 1° *World Forum on Energy Regulation*, svoltosi a Montreal (Canada) nel maggio dell'anno 2000, molti sono stati gli eventi di rilievo che hanno interessato i mercati internazionali dell'energia. Tra questi: i *blackout* e i distacchi programmati che hanno afflitto gli USA, l'Italia e molti altri paesi, la recessione economica che ha influito nei processi di privatizzazione e liberalizzazione, il collasso della Enron e di molte altre imprese del settore, l'accelerazione nella convergenza tra i mercati dell'energia elettrica e del gas, la nascita di nuove associazioni di regolatori dell'energia e di altri *market player*, il crescente fabbisogno di investimenti per l'energia sia nei mercati emergenti sia nei paesi in via di sviluppo, la costituzione di nuovi mercati regionali (in particolare nell'Unione europea, ove tutti i consumatori saranno liberi di scegliersi il fornitore di elettricità a partire dell'1 luglio 2007).

È proprio in relazione alla rapida evoluzione dei mercati, che i regolatori dell'energia hanno deciso che il *World Forum* dovesse divenire un'occasione d'incontro ricorrente, da tenersi con cadenza triennale, ogni volta in diverse regioni del mondo.

La partecipazione

Al *World Forum*, aperto il 6 ottobre alla presenza del Presidente della Repubblica Carlo Azeglio Ciampi, sono intervenuti oltre 900 partecipanti provenienti da quasi 90 paesi di tutti i continenti.

Hanno partecipato i rappresentanti di oltre 80 Autorità di regolazione dell'energia, rappresentanti governativi e politici, alti dirigenti dell'industria e delle reti

di trasmissione, manager degli istituti finanziari e delle agenzie di sviluppo, consulenti di direzione e accademici, associazioni dei consumatori e degli ambientalisti.
I relatori sono stati oltre 130.
Circa 50 giornalisti specializzati hanno presenziato ai lavori scientifici e alle conferenze stampa, assicurando con il loro lavoro una straordinaria visibilità del *World Forum* sui media di massa e su quelli specializzati (TV, radio, stampa), sia in Italia sia all'estero.

Il programma scientifico

Le 27 sessioni di lavoro si sono svolte nell'arco di tre giorni, ognuno dei quali era dedicato a un tema specifico: il 6 ottobre alla "Regolazione dell'energia e riforma del mercato per assicurare sviluppo economico ed equità sociale", il 7 ottobre all'"Integrazione del mercato dell'energia, sicurezza degli approvvigionamenti e sviluppo delle infrastrutture", l'8 ottobre all'"Indipendenza regolatoria, diritti dei consumatori e sviluppo sostenibile". Particolare attenzione è stata rivolta all'esame degli episodi di *blackout* e dei distacchi programmati che si sono manifestati nei tempi più recenti in numerosi paesi. A tale scopo è stato anche organizzato uno *Special event on blackouts* riservato alla stampa internazionale.

Le Linee guida della regolazione e della pratica regolatoria

Durante il *World Forum*, è stata accolta con ampio favore l'iniziativa intrapresa dagli organizzatori di pubblicare le *Linee Guida per la regolazione dell'energia.* Il documento pubblicato in chiusura dei lavori intende stimolare il dibattito internazionale nei tempi a seguire, sopratutto nei paesi emergenti, al fine di accrescere la legittimità e la credibilità del processo di privatizzazione e di regolazione del mercato dell'energia in tutto il mondo.
Le *Linee guida*, che sono state elaborate in forma di bozza, si riferiscono a 10 punti fondamentali della pratica regolatoria: l'indipendenza del regolatore, il numero minimo di funzioni a esso attribuite, la dovuta imparzialità, la giurisdizione sulle controversie, gli aspetti etici, la trasparenza delle procedure, la prevedibilità delle azioni, i ricorsi sull'operato dei regolatori, la valutazione dell'azione regolatoria, l'osservazione degli obblighi di servizio pubblico e degli indirizzi politici.

Contenuti e conclusioni del World Forum

Al *World Forum* si sono dibattuti numerosi temi tra cui, in particolare: i recenti disservizi elettrici negli Stati Uniti, in Italia e in altri paesi; la recessione e i suoi impatti sui processi di liberalizzazione e privatizzazione; il collasso della Enron e di altre imprese energetiche; la convergenza crescente dei mercati elet-

trici e del gas; lo sviluppo dei regolatori e delle loro associazioni; lo sviluppo dei mercati regionali; la necessità di nuovi investimenti nei mercati emergenti e nei paesi in via di sviluppo. Sono emersi sia la notevole somiglianza dei problemi affrontati dai regolatori di paesi diversi in materia di liberalizzazione dei mercati energetici, sia i notevoli benefici derivanti dallo scambio di esperienze, tanto per i paesi sviluppati quanto, a maggior ragione, per quelli in via di sviluppo, per i quali i problemi di ristrutturazione sono ancora più complessi. Tra questi ultimi primeggia l'elettrificazione rurale: secondo stime dell'AIE, circa 1,6 miliardi di individui nei paesi in via di sviluppo sono totalmente privi di energia elettrica.

I partecipanti al *World Forum* hanno concordato che lo sviluppo della concorrenza e degli strumenti a essa orientati dipende in larga misura dalle circostanze particolari di ogni mercato, dalle sue dimensioni, dalla sua storia, dal sistema economico e dalle istituzioni politiche. Nondimeno i partecipanti al *World Forum*, e in particolare i regolatori dell'energia e le loro associazioni, si sono trovati largamente d'accordo sulla necessità di un lavoro comune nei seguenti campi:

- realizzare politiche di regolazione dell'energia specifiche per paese e regione;
- assicurare l'indipendenza del regolatore, in modo che, insieme con le politiche governative e gli obblighi di servizio pubblico, promuova la concorrenza guidando le forze del mercato;
- promuovere gli investimenti, migliorare il coordinamento tra i principali attori del mercato, e definirne le responsabilità in modo da prevenire le interruzioni del servizio e le altre emergenze;
- sincronizzare le riforme del mercato e la separazione delle imprese integrate, in modo da evitare discriminazioni tra gli operatori esistenti e i nuovi entranti;
- identificare metodi efficaci di regolamentazione e monitoraggio dei mercati all'ingrosso e dei nodi di interscambio del gas, in modo da limitare il potere di mercato, rendere efficienti i prezzi e gestire i rischi finanziari;
- rafforzare la cooperazione tra regolatori del settore energetico, della concorrenza e delle attività finanziarie;
- stabilire e sviluppare approcci dinamici e armonici alla integrazione dei mercati regionali attraverso la definizione delle regole di governo dei mercati e la regolazione dell'accesso alle reti, del commercio transfrontaliero e dei transiti internazionali, in modo da assicurare un'espansione coordinata delle reti di trasmissione e delle interconnessioni;
- controllare l'organizzazione dei mercati al dettaglio in modo da dare ai consumatori l'accesso all'energia, con una vera possibilità di scelta e qualità dell'offerta, con particolare attenzione alle necessità dei consumatori a

basso reddito e di quelli isolati;

- assicurare un uso finale efficiente dell'energia in linea con gli obiettivi di servizio pubblico e con le altre politiche governative;
- adottare e sviluppare incentivi e meccanismi basati su criteri di mercato, inclusi i certificati trattabili, allo scopo di ridurre l'impatto ambientale dei sistemi energetici, stimolare il progresso tecnologico e il ricorso alle fonti rinnovabili;
- assistere e sostenere la costruzione di istituzioni nuove e indipendenti per la regolazione dell'energia nelle economie emergenti e nei paesi in via di sviluppo, in modo da facilitare gli investimenti e i processi di privatizzazione, e in ultima analisi assicurare la fornitura di servizi energetici a prezzi allineati ai costi su scala mondiale, in accordo con il principio dello sviluppo sostenibile;
- confrontare e valutare le istituzioni incaricate della regolazione e i loro risultati.

2. QUADRO EUROPEO

APPROVVIGIONAMENTO E CONSUMI DI ENERGIA NEI PAESI MEMBRI NEL 2003

Come l'anno precedente, anche il 2003 è stato caratterizzato da una crescita del PIL abbastanza contenuta in tutti i 15 paesi membri dell'Unione europea, seppure con andamenti differenziati in ognuno di essi; alcuni hanno infatti registrato un incremento superiore al 2 per cento, altri prossimo a zero, quando non negativo. Dopo il forte aumento messo a segno nel 2000 (3,4 per cento), nei tre anni successivi l'Unione europea ha manifestato tassi di crescita in rallentamento: 1,7 per cento nel 2001; 1,1 per cento nel 2002; 0,7 per cento nel 2003. Tale tendenza si è tradotta in una dinamica dei fabbisogni di energia con andamento alterno, difficile da interpretare in quanto influenzata più dall'evoluzione del clima, dai prezzi, dalla sostituzione tra le fonti e dalle scorte che non dallo sviluppo dell'economia. Contribuisce alla variabilità anche lo sfasamento della congiuntura economica nei singoli paesi con caratteristiche diverse dei fabbisogni.

Per l'Unione europea nel suo insieme, la forte crescita dell'economia che ha caratterizzato il 2000 è stata accompagnata da una relativamente bassa crescita dei consumi di energia primaria (1 per cento); l'anno successivo i consumi di energia sono cresciuti a un tasso alquanto superiore a quello del PIL (2,2 contro 1,7 per cento); nel 2002 a fronte di un incremento dell'economia dell'1,1 per cento, i consumi sono addirittura calati dello 0,5 per cento; infine, nel 2003 si è registrata una crescita sostenuta dei consumi (1,9 per cento) senza apparente legame con l'aumento molto contenuto del PIL (0,7 per cento). Una analoga discontinuità si riscontra anche per i consumi di energia negli usi finali. Infatti, in quest'ambito, solo l'energia elettrica mostra uno sviluppo regolare, seppure con intensità variabile di anno in anno.

È soltanto in un'ottica di lungo periodo che si possono dedurre indicazioni significative sull'evoluzione del sistema energetico. Infatti, come evidenziato dalla figura 2.1, il rapporto tra consumi primari e PIL, calcolato per l'anno 2003, non si discosta significativamente dall'andamento calante di lungo periodo e il leggero aumento rispetto all'anno precedente è in buona parte ascrivibile alle condizioni climatiche estreme che hanno caratterizzato sia l'inverno sia l'estate. Il calo nel corrispondente rapporto per l'energia finale evidenzia il collegamento tra tale rialzo e il settore della trasformazione primaria, specificatamente della generazione elettrica. La figura rileva anche la sostanziale stabilità dell'intensità elettrica del PIL a livello europeo, che tuttavia nasconde andamenti decrescenti in alcuni paesi e crescenti in altri.

All'aumento dei consumi primari interni hanno contribuito soprattutto le fonti rinnovabili e il gas naturale (con una crescita, rispettivamente, del 6,3 e del 5,9 per cento) seguite a distanza dal carbone (1,6 per cento). Tuttavia, il confronto

non è molto indicativo considerando il calo registrato nel 2002 dei consumi di tutte le fonti primarie, a esclusione dell'energia nucleare. Anche nel periodo 2000-2003 le fonti rinnovabili evidenziano una crescita maggiore (3,3 per cento medio annuo), seguite sempre dal gas naturale (2,6 per cento), ma risulta più forte l'incremento del nucleare rispetto al carbone (1,4 contro 0,6 per cento). Un confronto con il periodo 1995-2003 evidenzia una sostanziale stabilità delle dinamiche delle diverse fonti primarie, a esclusione del carbone, i cui consumi, dopo una prolungata fase di contrazione, durata almeno dal 1985, hanno ripreso a crescere nel corso degli ultimi anni, spinti anche dall'elevato prezzo del petrolio.

Nel 2003 il 39 per cento dei consumi interni di energia primaria dell'Unione europea era destinato alla generazione elettrica. Tale quota, oscillante attorno al 36 per cento per oltre un decennio, ha iniziato a crescere nel 1999. L'andamento dell'incidenza dell'*input* per la generazione elettrica nei consumi primari totali è tuttavia molto diverso nei singoli paesi membri. In Francia tale incidenza è aumentata costantemente da circa il 37 per cento verso la metà degli anni Ottanta arrivando a valori attorno al 50 per cento nei primi anni del 2000. In Italia è praticamente costante, attorno al 28 per cento, da oltre un decennio. In Svezia si è mantenuta attorno al 55 per cento a partire dai primi anni Novanta per poi calare negli ultimi anni. Va segnalato il persistente aumento dei consumi primari per la generazione elettrica; anche nel 2002, anno caratterizzato da un calo dei consumi primari complessivi (-0,5 per cento), l'*input* alla generazione elettrica è aumentato del 2,3 per cento.

L'energia nucleare ha rappresentato nel 2003 il 39,3 per cento dell'*input* primario alla generazione elettrica, seguita dal carbone (28 per cento) e dal gas naturale (19 per cento). Le fonti rinnovabili rappresentavano l'8,3 per cento (di cui il 5,7 per cento idroelettrico ed eolico), mentre il petrolio, in continuo calo, si attestava attorno al 5,4 per cento. Tuttavia, la fonte primaria che ha evidenziato la più forte crescita nella generazione elettrica nel 2003 è il gas naturale (7,5 per cento), seguita dal carbone e dall'energia rinnovabile (entrambe con il 5,2 per cento). Tra le fonti rinnovabili va evidenziato il forte incremento della generazione geotermoelettrica e da biomasse (7,5 per cento). Il gas naturale rimane la fonte di gran lunga più dinamica sia nel periodo 2000-2003 (7,5 per cento annuo), sia tra il 1995 e il 2003 (9,3 per cento annuo). Dopo una lunga fase di contrazione, che si è protratta fino al 1999, l'utilizzo del carbone nella generazione elettrica ha ripreso ad aumentare a un tasso del 2,2 per cento annuo tra il 2000 e il 2003. Una crescita simile (2,1 per cento), in questo periodo, viene evidenziata anche dalle fonti rinnovabili: essa riflette l'andamento negativo dell'energia idroelettrica (-1,4 per cento) soggetta a forte variabilità annua, mentre è risultato molto consistente l'incremento della generazione geotermoelettrica e da biomasse (7,7 per cento).

Il contributo della produzione interna agli approvvigionamenti totali (produzione più importazioni) ha continuato il suo *trend* decrescente, rimanendo sotto il 50 per cento per il terzo anno consecutivo. Il più forte calo nel 2003 viene evidenziato dal petrolio (-6,7 per cento), seguito dal carbone e dal gas naturale. Tuttavia, mentre per il carbone e il petrolio il calo ricalca l'andamento di lungo periodo (rispettivamente -4,4 per cento e -1,7 per cento medio annuo dal 1995), per il gas naturale esso riflette soprattutto la contrazione della produzione inglese dopo il 2000. Aumenti nella produzione interna nel 2003, come per gli anni precedenti, sono evidenti solo per l'energia nucleare e soprattutto per le fonti rinnovabili (7,5 per cento).

Per quanto riguarda le importazioni, il più consistente aumento (7,1 per cento) è evidenziato dal gas naturale, seguito dal petrolio, mentre le importazioni di carbone hanno sofferto una leggera riduzione. Per le importazioni, come per la produzione, l'andamento del 2003 è influenzato dalla dinamica negativa dei consumi nell'anno precedente e dall'utilizzo delle scorte. La riduzione delle importazioni di carbone è anche conseguenza dell'impennata dei prezzi nella seconda metà dell'anno, dato che l'andamento nel più lungo periodo è crescente e più forte del petrolio; infatti, tra il 1995 e il 2003 la crescita media annua delle importazioni ha registrato il 6,2 per cento per il gas naturale, il 2,6 per cento per il carbone e l'1,3 per cento per il petrolio.

Infine, il confronto tra il 2002 e il 2003 indica una relativa stabilità dei consumi finali non elettrici e una crescita significativa (2 per cento) per l'energia elettrica. Risultati analoghi si replicano anche per gli anni più recenti e per il più lungo periodo. Tra il 2000 e il 2003 l'energia elettrica e le altre fonti negli usi finali sono cresciute, rispettivamente, a una media annua dell'1,7 e dello 0,5 per cento; i corrispondenti valori nel periodo 1995-2003 sono 2,2 e 0,7 per cento. Tra gli usi finali non elettrici appare relativamente vivace la crescita del gas naturale, sia nel 2003 sia negli anni precedenti. I derivati del petrolio, consumati soprattutto nei trasporti, hanno un andamento alterno correlato con lo sviluppo dell'economia, mentre il carbone e i derivati evidenziano un rapido calo lungo tutto il periodo.

COORDINAMENTO E INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA A LIVELLO EUROPEO

Nella sua relazione al Consiglio dei ministri dell'Unione europea del 25 e 26 marzo 2004, la Commissione europea ha evidenziato innegabili progressi, ma anche significativi ritardi, nell'adattamento del settore energetico alle strategie di rilancio decise al Consiglio di Lisbona del marzo 2000, tradotte in termini concreti nel Libro verde *Verso una strategia europea di sicurezza dell'approv-*

TAV. 2.1 **BILANCIO DELL'ENERGIA PER L'UNIONE EUROPEA 1990-2003**

	1990	1995	2000	2001	2002	2003
PRODUZIONE PRIMARIA (Mtep)	**708,0**	**738,7**	**760,9**	**759,2**	**753,4**	**744,6**
Carbone	210,0	138,1	100,2	99,0	98,2	96,0
Petrolio	117,4	159,5	159,8	148,4	148,8	138,9
Gas	133,0	166,6	190,2	189,8	183,7	180,2
Nucleare	181,4	201,2	222,8	229,9	231,6	232,6
Rinnovabili:	66,1	73,3	87,7	92,1	91,1	96,8
Idroelettrico ed eolico	*22,3*	*25,3*	*29,5*	*31,3*	*27,4*	*28,3*
Altre rinnovabili	*43,7*	*48,0*	*58,2*	*60,8*	*63,7*	*68,5*
IMPORTAZIONI NETTE (Mtep)	**642,0**	**651,0**	**738,2**	**765,8**	**769,9**	**788,3**
Carbone	88,9	94,5	110,1	119,4	116,4	115,8
Petrolio	458,5	446,4	472,7	494,6	485,8	496,4
Gas	92,2	108,6	151,7	148,9	163,6	175,3
Elettricità	2,3	1,5	3,6	2,9	4,1	0,7
CONSUMI INTERNI (Mtep)	**1 317,4**	**1 362,6**	**1 452,7**	**1 484,1**	**1 476,2**	**1 504,8**
Carbone	301,7	237,9	215,0	216,6	215,2	218,8
Petrolio	543,8	575,2	587,7	598,9	592,0	593,5
Gas	222,0	273,5	335,7	343,7	342,2	362,4
Nucleare	181,4	201,2	222,8	229,9	231,6	232,6
Elettricità importata	2,3	1,5	3,6	2,9	4,1	0,7
Rinnovabili	66,1	73,3	87,7	92,1	91,1	96,8
INPUT ELETTRICO (Mtep)	**471,6**	**498,3**	**549,3**	**560,3**	**574,4**	**591,7**
Carbone	182,3	161,9	155,6	157,5	157,7	165,9
Petrolio	42,0	43,5	34,2	32,4	33,7	31,6
Gas	36,7	55,1	90,5	91,5	104,7	112,6
Nucleare	181,4	201,2	222,8	229,9	231,6	232,6
Idroelettrico ed eolico	22,3	25,3	29,5	31,3	27,4	28,3
Biomasse e geotermico	6,8	11,3	16,6	17,8	19,3	20,7
GENERAZIONE ELETTRICA (TWh)	**2 060,8**	**2 327,2**	**2 601,0**	**2 671,4**	**2 659,7**	**2 723,6**
Termoelettrico	1 043,9	1 177,9	1 325,5	1 343,3	1 393,1	1 452,8
Nucleare	720,2	810,3	863,9	891,4	895,2	899,1
Rinnovabili	296,8	339,1	411,5	436,7	371,4	371,7
CONSUMI FINALI (Mtep)	**861,2**	**897,8**	**951,1**	**970,3**	**968,0**	**971,9**
Energia elettrica	155,9	169,3	191,7	196,5	197,6	201,6
Altre fonti:	705,3	728,5	759,3	773,8	770,4	770,3
- Carbone e derivati	*79,9*	*48,5*	*37,4*	*36,3*	*34,3*	*32,9*
- Derivati del petrolio	*395,4*	*417,1*	*435,7*	*445,9*	*441,8*	*438,8*
- Gas naturale	*178,6*	*208,1*	*230,4*	*233,9*	*232,9*	*236,2*

continua