

1. IL CONTESTO INTERNAZIONALE

QUADRO ECONOMICO E CONGIUNTURA ENERGETICA INTERNAZIONALE

Il 2001 è stato un anno di sensibile rallentamento del ciclo economico sia nelle economie più avanzate sia in quelle in fase di sviluppo. Rispetto a tassi di sviluppo del prodotto interno lordo (PIL) di quasi il 4 per cento registrato dalle economie più avanzate, e di circa il 6 per cento raggiunto dal complesso dei paesi in via di sviluppo nel 2000, il 2001 è stato, secondo le indicazioni del Fondo monetario internazionale, un anno caratterizzato da una crescita media dell'1 per cento per le economie più avanzate e del 4 per cento per le economie in via di sviluppo.

Questo tipo di evoluzione ha avuto un impatto sensibile anche sulla domanda e sull'offerta mondiale di energia: mentre il 2000 era stato caratterizzato da un aumento della domanda del 2,2 per cento, le indicazioni disponibili per il 2001 fanno intravedere un rallentamento sensibile della sua crescita, si prospettano inoltre alcuni cambiamenti circa il ruolo delle fonti primarie.

Le forti variazioni nei prezzi relativi delle fonti energetiche primarie, registrate nel corso del 2000 e nella prima parte del 2001, hanno avuto un peso rilevante nel settore degli impieghi intermedi, in particolare in quello termoelettrico, dove una parte significativa della capacità produttiva può essere alimentata con diversi tipi di combustibile. Infatti, i sensibili aumenti dei prezzi del gas collegati a quelli dei prodotti petroliferi hanno orientato le scelte di approvvigionamento di molti produttori di elettricità a favore del carbone e del massimo utilizzo possibile degli impianti idroelettrici e nucleari.

Nei settori di impiego finale, dove la sostituzione tra fonti è più difficile almeno nel breve termine, il forte rallentamento dell'attività economica e il permanere di prezzi elevati hanno determinato una riduzione o una stabilizzazione degli impieghi di prodotti petroliferi e un'attenuazione del processo di forte crescita degli impieghi di gas naturale, che ha assunto intensità diverse nelle varie aree economiche.

Significativi appaiono gli sviluppi del sistema statunitense, che continua ad avere, sul totale mondiale dei consumi di energia, un peso pari al 25 per cento: i dati relativi al 2001 mostrano, infatti, che negli USA la domanda complessiva di energia si è ridotta dell'1,5 per cento, mentre a livello di singole fonti si è registrato un aumento della domanda di carbone di circa l'1 per cento; ciò a fronte di una sensibile riduzione degli impieghi di gas (-4,8 per cento) e, seppure in misura più limitata, di petrolio (-0,3 per cento).

Anche in Europa si è verificato un rallentamento della crescita della domanda di energia, collegato a quello dell'economia. Nel nostro continente, per quanto riguarda il ruolo delle varie fonti si è registrata una stazionarietà della domanda

di prodotti petroliferi, determinata da andamenti contrastanti tra prodotti in crescita, come il gasolio, e prodotti in flessione, come la benzina e il kerosene jet. In espansione sono invece risultati gli impieghi di gas naturale, confermando il trend di netta crescita in atto da vari anni nonostante le battute di arresto registrate in alcuni paesi, come Regno Unito e Italia. Per ciò che riguarda l'offerta di gas naturale, il 2001 è stato caratterizzato – a livello aggregato – da un aumento della produzione interna europea. Quest'ultima non è, comunque, riuscita a far fronte all'incremento della domanda, che è stata soddisfatta attraverso un aumento delle importazioni da aree esterne.

Il rallentamento dell'economia europea ha avuto un impatto sulla domanda di energia elettrica, che ha registrato una crescita inferiore a quella dell'anno precedente; questo però con una netta differenziazione tra paesi dove la penetrazione elettrica ha livelli più elevati (Francia, Germania e Regno Unito) e quelli dove gli spazi per un'ulteriore crescita di tale fonte sono più ampi.

Per quanto riguarda la produzione elettrica dell'insieme dei paesi europei, occorre segnalare che i maggiori apporti dell'energia nucleare e idroelettrica hanno consentito di attenuare il ricorso alla produzione termoelettrica, la cui crescita passa dal 3,6 per cento del 2000 all'1,4 per cento del 2001. Tale fenomeno ha carattere congiunturale, perché in prospettiva né il nucleare – che non può contare su nuovi apporti nel medio termine – né l'energia idroelettrica, anche se integrata dal contributo delle nuove energie rinnovabili, potranno sostenere la domanda addizionale senza la produzione termoelettrica.

Indicazioni positive si sono registrate per il carbone, che ha mantenuto un elevato margine di competitività nei confronti delle fonti concorrenti, specie nella prima parte dell'anno in corrispondenza dei valori massimi registrati dai prezzi del gas e dei prodotti petroliferi.

I prezzi dell'energia nel 2001

Dopo i sensibili aumenti dei prezzi del greggio e dei prodotti petroliferi registrati nel 2000, il 2001 è stato caratterizzato da un progressivo ridimensionamento delle quotazioni per l'effetto di un'offerta abbondante rispetto a una domanda in progressiva riduzione.

L'evoluzione congiunturale del mercato del greggio nel corso del 2001 è stata caratterizzata da una forte differenziazione tra i primi tre trimestri, nei quali le quotazioni del Brent si sono mantenute intorno ai 25 dollari al barile, e gli ultimi tre mesi dell'anno quando, nonostante il preoccupante clima internazionale, le quotazioni del petrolio hanno registrato un netto ridimensionamento.

Il prezzo medio del Brent nel primo trimestre 2001 è stato di 25,8 dollari al barile, dopo un quarto trimestre 2000 caratterizzato da un valore medio di 29,5 dollari al barile; nello stesso periodo si è anche manifestata una consistente riduzione dei differenziali tra greggi leggeri, con una maggior resa di prodotti quali benzina e gasolio, e greggi pesanti, con maggiori rese di olio combustibile, chiaro indicatore di minore tensione sui mercati.

L'ulteriore peggioramento del clima economico, specie negli Stati Uniti, ha comportato un assestamento delle quotazioni verso la fascia dei 25 dollari al barile nei mesi di luglio e agosto 2001, nel corso dei quali anche i differenziali tra greggi leggeri e greggi pesanti si sono andati riducendo.

In questo quadro si sono inseriti gli eventi dell'11 settembre che hanno inizialmente determinato spinte all'aumento dei prezzi del greggio, poi rientrate rapidamente. Il prezzo medio del Brent nel terzo trimestre 2001 è stato di 25,30 dollari al barile.

Negli ultimi tre mesi dell'anno, l'eccesso di offerta ha condotto, pur in presenza del perdurare di preoccupazioni sul piano politico, a un calo delle quotazioni del Brent dapprima a 20 dollari al barile e, successivamente, a 18 dollari al barile. Al contempo, i paesi produttori dell'Opec hanno intensificato gli sforzi per arrivare a un'intesa con gli altri produttori/esportatori prima di rendere operativi i tagli produttivi, decisi nella riunione straordinaria del 14 novembre 2001. Infatti, in occasione delle riunioni di novembre e dicembre, nel fissare un obiettivo produttivo di 21,7 milioni di barili/giorno a partire dal gennaio 2002, l'Opec ha avvertito il rischio che questa riduzione potesse trasformarsi in un vantaggio, per gli altri produttori, in termini di aumento della loro quota di mercato; ha pertanto contestualmente cercato di ottenere assicurazioni sui livelli produttivi degli altri paesi.

In attesa di avviare questa nuova fase, il quarto trimestre 2001 si è concluso con una quotazione media del Brent di 19,4 dollari al barile e una media annua di circa 24 dollari al barile, rispetto a un valore medio di 28,39 dollari al barile del 2000.

In conformità con l'andamento del prezzo del greggio, nel corso del 2001 si è registrata una progressiva erosione anche dei prezzi dei prodotti petroliferi. Questo, di conseguenza, ha condotto nel Mediterraneo a un riallineamento (legato anche all'attenuarsi della domanda di prodotti da esportare verso altre aree a partire dal Nord America) dei margini di raffinazione verso valori più coerenti con una situazione di minore tensione sulla capacità di raffinazione. Il quadro competitivo tra le principali fonti energetiche fossili nel corso del 2001 ha molto risentito delle oscillazioni dei prezzi del petrolio; esse hanno determinato notevoli variazioni nei differenziali di prezzo tra petrolio, gas e carbone espressi in termini di parità calorica.

Il prezzo medio del gas importato in Europa, anche se con ritardo e con variabilità meno accentuata di quella del greggio, si è mosso in sintonia con i prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi concorrenti, come l'olio combustibile e il gasolio.

L'evoluzione congiunturale non ha intaccato le differenze esistenti tra il mercato dei grandi contratti di importazione (che vengono negoziati tra importatori ed esportatori in un'ottica di lungo termine con prezzi indicizzati a quelli del greggio e dei prodotti petroliferi), e il mercato *spot*. Quest'ultimo è attivo principalmente nel Nord Europa, dove la presenza di una pluralità di operatori minerari e di infrastrutture di ricezione e trasporto con capacità superiore a quella utilizzata nell'ambito dei contratti di importazione di lungo termine, con clausole *take or pay*, rende possibile la negoziazione di quantitativi addizionali di gas con prezzi che riflettono il gioco della domanda e dell'offerta di breve termine. Nel primo trimestre 2001 il prezzo medio del gas importato in Europa via metanodotto, che rappresenta il 90 per cento del totale, è risultato in aumento rispetto all'ultimo trimestre del 2000, mentre i prezzi del greggio erano già in riduzione. Nel secondo trimestre le quotazioni si sono stabilizzate per poi registrare, nel trimestre successivo, una diminuzione sensibile. Il quarto trimestre è stato caratterizzato da un nuovo abbassamento dei prezzi. Su base annua i prezzi medi del gas importato in Europa sono stati pari a 3,5 dollari/Mbtu, al di sopra quindi, a parità di unità di misura calorica, a quelli dell'olio combustibile, mentre, nel 2000, il prezzo medio del gas ne era rimasto costantemente al di sotto.

I prezzi medi del carbone importato in Europa sono stati caratterizzati, nel primo e nel secondo trimestre del 2001, da aumenti che si inquadrano in un processo di recupero dopo i minimi registrati nel 1998 e 1999; allora, in occasione del crollo dei prezzi del greggio e dell'olio combustibile, anche quelli del carbone da vapore avevano subito forti riduzioni.

Nei trimestri successivi le quotazioni si sono stabilizzate per poi ridursi nel quarto trimestre; su base annua, il prezzo medio del carbone importato è stato pari a 1,5 dollari/Mbtu, confermandolo quindi come il combustibile più economico alla frontiera europea.

In conclusione, nel 2001 si sono registrati sia una crescita della domanda di energia molto limitata, sia, in particolare, un arretramento della domanda mondiale di petrolio, che rimane tuttavia ancora la principale fonte energetica; a quest'ultima ha corrisposto il rafforzamento della posizione del gas naturale e, in alcune aree, dei combustibili solidi.

In tale contesto, i prezzi delle maggiori fonti di energia e, in particolare, quelli del petrolio, hanno manifestato riduzioni sensibili. Nel breve termine, dunque, non si intravedono significative carenze nella loro disponibilità, necessaria per far fronte agli attesi incrementi di domanda che, comunque, interesseranno soprattutto le aree in via di sviluppo.

Le prospettive per il 2002

Il 2002 si è aperto all'insegna dell'incertezza in conseguenza dell'atteso inizio della fase di recupero dell'economia americana, che dovrebbe anche sostenere l'espansione e il rafforzamento del ciclo economico nelle altre aree.

Il mercato petrolifero internazionale ha preso atto dell'intenzione dell'Opec di procedere all'annunciato taglio produttivo e le quotazioni nel mese di gennaio si sono attestate mediamente intorno ai 19,48 dollari al barile, quindi poco al di sopra della media del dicembre 2001. Il mese di febbraio ha visto un rafforzamento della quotazione media del Brent sino a 20,22 dollari al barile. Nel mese di marzo il prezzo del petrolio ha manifestato sintomi di rialzo sino alla soglia dei 25 dollari al barile, determinando un valore medio per il primo trimestre decisamente superiore alle aspettative e pari a 21,1 dollari al barile.

Tali aumenti, proseguiti in aprile, sembrano però da collegare più a timori e preoccupazioni legati alla condizione critica del Medio Oriente, che a una situazione di scarsità dell'offerta di petrolio rispetto alla domanda.

La riconferma da parte dell'Opec, nel corso della riunione del 15 marzo 2002, del tetto produttivo fissato negli accordi di novembre e dicembre 2001 sino a giugno 2002, non costituisce un rischio per il soddisfacimento della domanda; questo sia perché la disciplina da parte dei singoli paesi rispetto alle quote concordate non è perfetta, sia perché la produzione dei paesi non Opec, a partire dalla Russia, si mantiene su livelli elevati.

Anche nei mesi successivi, durante i quali potrebbero manifestarsi sintomi di ripresa più evidenti dei consumi di petrolio, l'equilibrio tra domanda e offerta dovrebbe essere comunque garantito dagli incrementi della produzione non Opec; senza dimenticare che gli stessi produttori Opec, interessati primariamente alla stabilizzazione del mercato, si sono riservati di riesaminare gli sviluppi di questo nel corso di un incontro straordinario fissato per il 26 giugno 2002.

Escludendo l'intervento di fattori eccezionali dal punto di vista politico, capaci di influenzare il regolare funzionamento del mercato internazionale del petrolio, le prospettive di ripresa dell'economia mondiale non sembrano quindi esposte a rischi gravi per quanto riguarda l'evoluzione dei prezzi del petrolio e delle altre fonti primarie.

I MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA

L'Unione europea è oggi ancora distante dal mercato unico dell'energia. A conferma di questo sono: la marcata diversità nei prezzi delle fonti tra gli Stati membri; l'effetto molto differente che variazioni nei fattori esogeni determinanti, quali il prezzo del petrolio, hanno sui prezzi interni. Infatti, in un mercato unico, eventuali difformità nei prezzi dovrebbero riflettere essenzialmente i diversi costi di trasporto e distribuzione, risultando pertanto minime. In un mercato perfetto, la concorrenza nella fornitura finale dovrebbe minimizzare l'influenza di differenze nei costi dei fattori di produzione, tra cui le materie prime. In realtà, l'equiparazione dei prezzi è ostacolata dalla forte concentrazione dell'offerta e dalla rigidità della domanda, soprattutto nel settore elettrico.

Differenze nelle caratteristiche economiche e sociali tra gli Stati membri non sono oggi tali da comportare disomogeneità nei prezzi dell'energia sui mercati finali; o comunque non sono sufficienti a giustificare difformità maggiori di quelle che caratterizzano le diverse regioni all'interno di un dato paese. Esse incidono, pertanto, sull'unicità del mercato europeo dell'energia soprattutto nella misura in cui determinano una minore o maggiore dotazione di infrastrutture per il trasporto e la distribuzione dell'energia sul territorio.

L'eterogeneità negli aiuti statali, concessi alla produzione di risorse energetiche domestiche, e nei processi nazionali di liberalizzazione dei mercati elettrici e del gas sono attualmente, oltre all'adeguamento delle infrastrutture di trasporto, i principali fattori di ostacolo alla creazione di un mercato unico.

I mercati energetici dei diversi paesi europei ereditano comunque dal passato caratteristiche strutturali significative, tali da condizionare il processo di integrazione verso un mercato unico. Queste, che riguardano la struttura dei consumi, le caratteristiche del parco generazione, degli usi finali dell'energia e della dipendenza energetica, verranno trattate nei paragrafi seguenti.

Struttura dei consumi

Marcate disparità nel reddito pro capite, nella struttura della produzione e nelle condizioni climatiche si riflettono in forti differenze nei consumi di energia. Nel 2000, ultimo anno per il quale sono disponibili dati omogenei a livello europeo, il PIL per abitante variava di circa 3-4 volte dai valori minimi della Grecia e del Portogallo ai valori massimi dei paesi scandinavi e del Lussemburgo. In termini di energia primaria, il consumo per abitante nel 2000 variava da meno di 3 tonnellate di petrolio equivalente (tep) del Portogallo a

oltre 8 tep del Lussemburgo; il divario era ancora più ampio per l'energia elettrica con valori minimi e massimi di 3,8 e 14,5 MWh per abitante, rispettivamente in Portogallo e Finlandia.

Tali estremi appaiono tuttavia irrilevanti considerando la dimensione dei paesi rispetto al loro contributo all'economia europea nel suo complesso. Differenze analoghe e anche più forti si riscontrano, infatti, anche tra le regioni interne ai singoli paesi membri, soprattutto in funzione di un diverso tipo di industrializzazione e del grado di terziarizzazione. Limitando il confronto ai cinque paesi maggiori, che contribuivano per quasi l'80 per cento al PIL nel 2000, le differenze sono molto meno marcate: tra 3,1 e 4,4 tep/abitante per l'energia primaria; tra 4,5 e 6,4 MWh/abitante per l'energia elettrica.

Il confronto riferito al consumo per unità di PIL, anziché per abitante, compensa l'effetto di forti variazioni nel PIL/abitante, e riflette sia la diversa struttura della produzione sia il diverso grado di sviluppo delle economie. Indipendentemente dalle conseguenze che una diversa struttura della produzione ha sui consumi, appare evidente in tutti i paesi membri una stretta relazione tra grado di sviluppo economico e dinamica dell'intensità energetica del PIL, in termini sia di energia primaria sia di energia elettrica. Nel periodo 1985-2000 i paesi meno sviluppati hanno evidenziato un significativo aumento dell'intensità energetica, mentre quelli più avanzati hanno rivelato una notevole diminuzione. Il peso dominante di questi ultimi nell'economia europea ha garantito un andamento complessivamente calante dell'intensità energetica dell'Unione europea: dal 1985 in poi si è registrata una diminuzione di circa il 20 per cento per l'energia primaria, del 3 per cento per l'energia elettrica.

Le differenze oggi esistenti tra gli Stati membri, nel settore dell'energia, sono determinate soprattutto da diversità nelle scelte strategiche di politica energetica attuate dai governi dopo le crisi degli anni Settanta; in tale periodo, l'approvvigionamento veniva quasi ovunque assicurato da imprese di proprietà pubblica e il mercato unico dell'energia non era nemmeno all'orizzonte.

Produzione di energia elettrica

Nel 1985, in base a decisioni prese nel corso degli anni Settanta, in sette degli attuali Stati membri l'energia nucleare aveva già raggiunto una posizione consolidata nella generazione elettrica. Soprattutto negli Stati membri che non disponevano di significative risorse domestiche alternative, come il carbone o il gas naturale, l'incidenza dell'energia nucleare era già rilevante, superando oltre il 40 per cento della generazione lorda complessiva, ed era destinata a crescere ancora in Francia dove raggiungeva quasi l'80 per cento verso il 2000. Nella

seconda metà degli anni Ottanta, anche come conseguenza dell'incidente di Chernobyl, diversi paesi rallentavano o terminavano i loro programmi nucleari. Nonostante ciò, a livello europeo la generazione nucleare continuava a crescere, passando da 575 TWh nel 1985 a oltre 850 TWh alla fine degli anni Novanta, aumentando così il suo contributo alla generazione lorda di oltre un terzo del totale.

Nell'anno 2000, l'energia nucleare rappresentava la principale fonte di generazione elettrica in Belgio, Francia e Svezia, in quest'ultimo paese a pari grado con l'energia idroelettrica. In Finlandia, Germania, Spagna e Regno Unito l'energia nucleare rappresentava tra un quarto e un terzo della generazione totale. In questi paesi la generazione nucleare e termoelettrica da carbone copriva oltre il 50 per cento della generazione complessiva. L'energia nucleare giocava un ruolo marginale in Olanda dove la generazione è prevalentemente a base di gas naturale e da carbone. Nei rimanenti sette paesi membri senza generazione nucleare, un ruolo determinante veniva svolto dal carbone (con oltre un terzo della generazione totale in Danimarca, Grecia, Irlanda e Portogallo) o dall'energia idroelettrica (Austria). L'incidenza del petrolio era marginale (inferiore al 3 per cento) in sette Stati membri, significativa (fino al 20 per cento) in cinque paesi e notevole (fino al 33 per cento) nei rimanenti tre paesi, tra cui l'Italia. Nell'Unione europea l'incidenza del gas naturale nella generazione elettrica lorda è triplicata, passando da meno del 7 per cento a quasi il 19 per cento nel corso degli anni Novanta: tutti gli Stati membri hanno partecipato a questo aumento. Tuttavia, il ruolo del gas naturale è molto differenziato in funzione degli altri *input* alla generazione e delle sue risorse domestiche, raggiungendo nel 2000 un massimo prossimo al 60 per cento in Olanda, valori superiori al 25 per cento in Belgio, Danimarca, Irlanda, Italia e Regno Unito, e valori tra 15 e 25 per cento in quasi tutti gli altri paesi. Nel 2000 la generazione a base di gas naturale era scarsamente importante solo in Francia, Germania e Svezia in cui, come già indicato, dominano l'energia nucleare, il carbone e l'energia idroelettrica e nei paesi di più recente metanizzazione (Grecia, Portogallo e Spagna).

È anche significativa la diversa concentrazione geografica delle fonti di generazione nel mercato europeo. Nel 2000, la generazione nucleare era concentrata per quasi l'80 per cento in appena tre paesi, Francia, Germania e Regno Unito, mentre la generazione da carbone lo era, per oltre l'80 per cento, in Germania, Regno Unito e Spagna. Analogamente, poco meno dell'80 per cento della generazione da gas naturale era concentrata in Regno Unito, Italia, Germania e Olanda. Il contributo del petrolio riguardava, per il 62 per cento, solo Italia e Spagna. La generazione idroelettrica e da altre fonti rinnovabili era più distribuita, con poco più del 70 per cento in cinque paesi (Austria, Francia, Italia, Spagna e Svezia).

Usi finali di elettricità e gas

Il gas naturale e l'energia elettrica svolgono un ruolo crescente e determinante nel settore domestico e industriale. Nel 2000, le due fonti coprivano insieme quasi il 40 per cento dei consumi finali di energia in 15 paesi membri, passando da un valore minimo di 18-19 per cento in Grecia e Portogallo, a valori massimi compresi tra 45 e 52 per cento in Italia, Olanda e Regno Unito. La forte variabilità è attribuibile in buona parte al gas naturale, il cui contributo ai consumi finali totali mutava dai valori trascurabili di Finlandia, Grecia, Irlanda, Portogallo e Svezia a quelli elevati, prossimi al 30 per cento e oltre, in Italia, Olanda e Regno Unito. L'incidenza dell'elettricità era invece molto più uniforme, attestandosi su valori del 16-19 per cento in tutti i paesi esclusi l'Olanda, dove il gas naturale è più economico dell'elettricità in quasi tutti gli usi finali non obbligati, nonché Finlandia e Svezia, che hanno sempre privilegiato lo sviluppo elettrico anche negli usi finali di riscaldamento. Nel 2000 risultava molto variabile nei diversi paesi l'incidenza relativa del gas rispetto all'energia elettrica. Austria, Belgio, Francia, Germania e Lussemburgo presentavano un rapporto dei consumi non molto distante dalla media di 1,25 rilevata per l'Unione europea nel suo complesso; Danimarca, Finlandia, Grecia, Irlanda, Portogallo, Spagna e Svezia evidenziavano rapporti relativamente molto più bassi, inferiori a 0,9; Italia, Olanda e Regno Unito avevano rapporti molto elevati, superiori a 1,5.

Negli ultimi 20 anni, quasi tutti gli Stati membri hanno evidenziato una forte crescita degli usi finali del gas naturale, in genere in relazione inversa alla sua incidenza sui consumi finali totali. L'aumento più forte si è avuto nei paesi meno o per niente metanizzati (Danimarca, Grecia, Irlanda, Portogallo e Spagna), mentre quelli che hanno privilegiato l'energia elettrica anche per il riscaldamento di ambienti (Belgio, Finlandia, Francia, Svezia) hanno manifestato una crescita relativamente più contenuta. Solo l'Olanda ha mantenuto un consumo più o meno costante, anche in funzione dell'elevata incidenza raggiunta lì dal metano già negli anni Ottanta (45 per cento dei consumi finali nel 1985). La fase di più forte sviluppo è stata inoltre molto differenziata nel tempo, a seconda del paese.

Nei quindici Stati membri, la crescita elettrica dopo il 1985 si è mantenuta su ritmi di poco inferiori a quelli del gas (33 per cento contro 38 per cento nel periodo 1985-2000) e in genere in modo molto più uniforme tra i diversi paesi. A livello di ognuno di essi, la dinamica del gas naturale, rispetto all'elettricità, nel periodo in esame è stata pertanto assai differenziata, passando da rapporti molto bassi inferiori a 0,75 (in Belgio, Francia e Olanda) a valori superiori a 5,0 (in Danimarca, Grecia e Svezia).

Dipendenza energetica

Per l'Unione europea nel suo complesso l'autosufficienza in energia primaria, calcolata come rapporto tra energia primaria prodotta e consumata, è diminuita da valori prossimi al 60 per cento nella metà degli anni Ottanta, a poco più del 50 per cento nel 2000. Il declino si è verificato in modo più o meno marcato in quasi tutti gli Stati membri. Fanno eccezione la Danimarca, dove lo sfruttamento delle risorse di idrocarburi domestici ha capovolto il grado di autosufficienza a partire dagli anni Ottanta e, marginalmente, la Francia, per via del completamento del programma nucleare. Alcuni paesi, in particolare Finlandia, Grecia, Italia, Svezia e Regno Unito, hanno tuttavia mantenuto un grado di autosufficienza relativamente costante, seppure a livelli molto diversi che vanno dal 20 per cento a valori prossimi al 100 per cento. Tra gli Stati membri con forte dipendenza dalle importazioni di energia primaria (oltre l'80 per cento nel 2000) risultano solo l'Irlanda, l'Italia e il Portogallo. Specularmente, Danimarca, Olanda e Regno Unito, tutti con rilevanti risorse di idrocarburi, evidenziano un basso grado di dipendenza, inferiore al 20 per cento.

Nonostante il crescente apporto di energia nucleare in molti paesi, è analogamente calata l'autosufficienza nella generazione elettrica. Essa, definita come quota dell'*input* primario alla generazione elettrica di origine domestica, per l'Unione europea nel suo complesso è passata dai valori superiori all'80 per cento della metà degli anni Ottanta, ai valori prossimi al 70 per cento del 2000. A livello dei singoli Stati membri si presenta una situazione analoga a quella evidenziata per l'energia primaria ma con significative differenze, soprattutto per via del diverso apporto di energia nucleare e idroelettrica. Oltre alla Danimarca e alla Francia, gli unici paesi ad avere aumentato il grado di autosufficienza nella generazione elettrica sono la Grecia e il Portogallo, con lo sfruttamento delle risorse carbonifere interne e, rispettivamente, idroelettriche. Praticamente solo l'Italia, l'Olanda, la Svezia e il Regno Unito hanno mantenuto un grado di autosufficienza relativamente costante, seppure a livelli diversi. Nel 2000 solo Irlanda, Italia e Portogallo presentavano un grado di autosufficienza degli *input* alla generazione inferiore al 30 per cento, rispetto a nove paesi con valori superiori al 60 per cento, di cui cinque superiori al 75 per cento. A questa forma di dipendenza si aggiunge anche l'effetto delle importazioni di energia elettrica, come si vedrà meglio nel seguito.

Un accenno particolare merita la dipendenza da fonti estere di gas naturale, per via del crescente apporto previsto per questa fonte, in prospettiva, in quasi

tutti gli Stati membri. A livello di Unione europea, dopo un periodo prolungato di ascesa, le riserve provate hanno raggiunto, nei primi anni Novanta, un massimo di circa 3.500 miliardi di metri cubi. Nel 2000, le riserve ammontavano a circa 3.100 miliardi di mc, di cui il 55 per cento in Olanda e il 25 per cento nel Regno Unito. Il calo delle risorse, avvenuto in parallelo all'aumento della produzione interna, ha portato anche a un rapido deterioramento del rapporto riserve/produzione, diminuito da 25 anni nel 1985 a poco più di 16 anni nel 2000. La situazione varia in modo notevole da paese a paese. A un estremo si trovano l'Olanda, dove la politica energetica ha costantemente mantenuto un rapporto stabile attorno a 30 anni; dall'altro, il Regno Unito dove si è assistito a un rapido declino del rapporto che ha oramai raggiunto valori inferiori a 9 anni. Il rapporto è aumentato significativamente solo per l'Austria. Valori minimi di 6 anni si riscontrano in Spagna, mentre in Germania e in Italia, gli unici paesi, oltre all'Olanda e al Regno Unito ad avere significative riserve, il rapporto si è assestato su valori nell'intervallo di 15-20 anni.

TAV. 1.1 PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'ECONOMIA ENERGETICA DEGLI STATI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA NEL 2000

	A	B	DK	FIN	F	DE	EL	IRL	I	L	NL	P	E	S	UK	EU 15
POPOLAZIONE (milioni)	8,1	10,2	5,3	5,2	59,4	82,1	10,6	3,8	57,7	0,4	15,9	10,0	39,5	8,9	59,7	376,8
SUPERFICIE (migliaia km ²)	84	31	43	338	544	357	132	69	301	3	41	92	505	411	242	3.193
PRODOTTO INTERNO LORDO (miliardi euro)	205,2	246,5	174,5	129,5	1.400,5	2.035,0	121,4	101,9	1.150,5	20,1	397,6	112,2	602,8	248,0	1.538,0	8.483,9
DENSITÀ ABITATIVA (abitanti/km ²)	96	330	124	15	109	230	80	55	191	146	388	108	78	21	246	118
PIL/ABITANTE (migliaia di euro)	23,4	22,2	30,2	23,1	21,8	22,9	10,6	24,8	18,4	42,4	23,1	10,4	14,1	25,9	23,8	20,8
CONSUMI ENERGETICI PRIMARI (Mtep)	29,1	59,9	19,7	33,8	259,1	340,9	28,9	14,8	179,9	3,6	74,8	24,9	121,4	44,5	225,5	1.460,9
CONSUMI ELETTRICI (TWh)	60,5	84,3	36,1	79,1	448,1	521,7	49,8	22,8	306,7	6,8	104,4	43,4	207,2	145,2	365,9	2.482,1
CONSUMI DI ENERGIA/ABITANTE																
Energia primaria (tep)	3,6	5,8	3,7	6,5	4,4	4,2	2,7	3,9	3,1	8,2	4,7	2,5	3,1	5,0	3,8	3,9
Energia elettrica (MWh)	7,5	8,2	6,8	15,3	7,5	6,4	4,7	6,0	5,3	15,5	6,6	4,3	5,3	16,4	6,1	6,6
CONSUMI PRIMARI/PIL (tep/euro)																
1985	171	252	162	302	200	243	208	250	156	298	239	185	198	249	189	207
2000	142	243	113	261	185	168	238	146	156	178	188	222	201	179	147	172
CONSUMI ELETTRICI/PIL (kWh/1000 euro)																
1985	302	313	229	585	302	330	219	323	231	421	253	309	322	702	258	305
2000	295	342	207	611	320	256	410	223	267	338	263	387	344	585	238	293
AUTOSUFFICIENZA (%)																
Energia primaria	35	21	134	42	49	38	37	13	18	1	77	14	25	60	120	52
Generazione elettrica	60	63	85	63	91	77	70	20	27	47	71	16	58	89	87	72
Gas naturale	24	0	156	0	4	20	0	29	23	0	152	0	1	0	111	54
RISERVE DI GAS (miliardi di mc)	24	0	144	0	11	264	1	35	200	0	1.680	0	1	0	735	3.096
RISERVE/PRODUZIONE (anni)	16	-	20	0	8	17	-	35	15	-	32	0	5	0	8	16

TAV. 1.2 GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E USI DEL GAS NATURALE NEGLI STATI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA 1980-2000

	A	B	DK	FIN	F	DE	EL	IRL	I	L	NL	P	E	S	UK	EU 15
GENERAZIONE ELETTRICA LORDA (TWh)																
1980	42,0	53,7	26,8	40,8	258,0	467,6	31,7	10,9	185,8	1,1	64,8	15,3	110,5	96,7	285,3	1.690,7
Nucleare	0,0	12,6	0,0	7,0	61,3	55,6	0,0	0,0	2,2	0,0	4,2	0,0	5,2	26,5	37,0	211,5
Carbone	2,9	15,6	21,9	17,4	69,9	293,5	19,2	1,7	18,3	0,5	8,9	0,4	32,8	0,2	207,9	710,9
Petrolio	5,8	18,4	4,8	4,4	48,4	26,7	9,1	6,4	104,6	0,1	24,9	6,5	38,4	10,0	33,1	341,8
Gas naturale	3,8	6,0	0,0	1,7	7,0	66,0	0,0	1,6	9,2	0,2	25,8	0,0	2,9	0,0	2,1	126,4
Idroelettrica e rinnovabili	29,4	1,1	0,0	10,2	71,4	25,8	3,4	1,2	51,5	0,3	1,0	8,4	31,2	60,0	5,1	300,0
2000	63,4	83,8	35,9	70,0	542,2	560,7	54,0	24,0	281,0	1,1	89,1	44,4	212,1	144,3	369,9	2.575,8
Nucleare	0,0	47,7	0,0	22,5	415,8	168,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	0,0	62,0	57,2	86,0	863,7
Carbone	5,5	11,1	15,8	12,5	29,1	283,9	34,6	7,0	27,1	0,0	21,4	13,8	64,1	1,8	111,3	638,9
Petrolio	3,5	1,1	3,9	0,7	10,3	5,9	8,7	5,8	88,4	0,0	7,4	10,1	21,3	2,8	5,9	175,8
Gas naturale	8,4	20,6	10,5	11,5	10,7	58,6	5,8	9,1	100,5	0,2	51,5	7,5	28,9	1,5	154,9	480,1
Idroelettrica e rinnovabili	46,1	3,2	5,7	22,8	76,4	43,8	4,8	2,1	64,9	1,0	4,9	13,0	35,8	81,0	11,8	417,3
USI DEL GAS NATURALE (miliardi di mc)																
1980	5,3	10,5	0,0	0,9	27,8	68,6	0,0	0,9	27,5	0,6	42,3	0,0	1,6	0,0	48,2	234,0
Generazione elettrica	1,1	1,9	0,0	0,4	1,7	21,2	0,0	0,5	3,0	0,1	8,0	0,0	0,8	0,0	0,7	39,3
Usi industriali	2,9	4,6	0,0	0,5	13,1	28,9	0,0	0,4	14,0	0,3	12,2	0,0	0,7	0,0	19,2	96,7
Usi finali civili e altri	1,3	4,0	0,0	0,0	13,0	18,5	0,0	0,0	10,5	0,1	22,1	0,0	0,1	0,0	28,3	98,0
2000	7,5	15,7	5,2	4,2	40,0	87,2	2,0	4,1	69,6	0,0	48,0	0,0	16,9	0,9	100,8	402,1
Generazione elettrica	2,1	3,8	2,7	2,3	0,8	16,4	1,6	2,2	21,3	0,0	14,1	0,0	4,4	0,4	30,1	102,3
Usi industriali	3,2	6,2	1,5	1,8	18,2	29,1	0,5	1,0	23,7	0,0	15,4	0,0	9,8	0,4	25,6	136,2
Usi finali civili e altri	2,2	5,7	1,0	0,1	20,9	41,8	0,0	0,8	24,6	0,0	18,5	0,0	2,8	0,2	45,1	163,7

CONFRONTO DEI PREZZI EUROPEI

Prezzi dell'energia elettrica

Le statistiche Eurostat consentono di valutare il grado di onerosità dei prezzi italiani distintamente per le diverse tipologie di consumo, specificate per livello di consumo annuo, potenza installata e fattore di carico.

I prezzi italiani vengono confrontati con la media ponderata, calcolata in funzione dei consumi nazionali in volume nell'anno 1997 (distinti per utenza domestica e utenza industriale). Ciò permette di valutare l'onerosità dei prezzi italiani, rispetto ai maggiori paesi europei, in maniera più corretta, in quanto in ciascuno di essi i consumi hanno dimensioni assai diverse. I confronti sono effettuati in euro, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con le rispettive parità fisse contro l'euro, o con il cambio corrente per i paesi non appartenenti all'Unione monetaria europea.

I dati dell'Eurostat per le utenze domestiche sono relativi a quattro tipologie di consumo: 600 kWh, 1.200 kWh, 3.500 kWh e 7.500 kWh annui. I dati del luglio 2001 mostrano che gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi, pari a 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono prezzi sia al lordo, sia al netto delle imposte molto inferiori, pari a circa la metà di quelli prevalenti in Europa. Una situazione opposta caratterizza le utenze con consumi più elevati: i prezzi applicati in Italia si collocano ben al di sopra della media europea, con scostamenti attorno al 46 e al 53 per cento, rispettivamente per i livelli di consumo di 3.500 e di 7.500 kWh annui (prezzi al lordo delle imposte). Mediamente lo scostamento percentuale dalla media europea ponderata (in base ai volumi di consumo per paese e alla loro distribuzione per le classi considerate) dei prezzi italiani può essere stimato pari al 17,5 per cento (Tav. 1.3). Tale divario è in linea con quello sopportato dalla famiglia media italiana, con potenza installata di 3 kW e consumi annui di 2.700 Wh, attorno a cui si addensa gran parte dell'utenza domestica.

Differenziata è la situazione per le utenze industriali (usi in locali diversi dalle abitazioni: industriali, terziari e agricoli), dove vengono presentati dati relativi a sette tipologie di consumo, comprese fra 50 MWh e 70 GWh annui. Con la significativa eccezione del livello di consumo di 50 MWh annui, corrispondente all'applicazione della tariffa base per le utenze in media tensione, i prezzi italiani, sia al lordo sia al netto delle imposte, si collocano sempre al di sopra

della media europea, con scostamenti che – diversamente da quanto rilevato nello scorso anno – tendono ad aumentare al crescere del livello di consumo di riferimento. Il divario è massimo, oltre il 46 per cento, nel caso di una classe di consumo intermedio corrispondente ai 2 GWh annui (Tav. 1.4).

TAV. 1.3 PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO:
UTENZE DOMESTICHE

Prezzi in centesimi di euro/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2001

PAESI	CONSUMO ANNUO 600 KWh			CONSUMO ANNUO 1.200 KWh		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var. % 01/00	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var. % 01/00
	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh		cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	
AUSTRIA	16,1	11,8	-0,6	15,5	11,3	0,0
BELGIO	18,0	14,8	-1,2	17,7	14,5	0,0
DANIMARCA	30,7	15,8	0,5	24,8	11,1	5,3
FINLANDIA	16,2	12,5	8,2	11,6	8,8	5,5
FRANCIA ^(B)	16,1	12,8	-0,1	14,3	11,1	-0,1
GERMANIA ^(B)	23,2	18,4	-1,9	19,1	14,9	-0,3
GRECIA	7,9	07,3	6,6	7,4	6,9	6,6
IRLANDA	15,5	13,8	0,0	12,8	11,4	0,0
ITALIA^(A)	9,1	8,3	10,6	9,5	8,6	10,1
LUSSEMBURGO	22,5	20,7	-1,1	16,9	15,4	-1,7
NORVEGIA	38,2	29,4	14,0	22,8	17,0	18,6
OLANDA ^{(B) (D)}	16,6	15,9	7,6	17,0	11,2	-3,9
PORTOGALLO	12,9	12,2	1,2	14,8	14,0	1,3
REGNO UNITO ^(B)	20,1	19,1	1,7	15,7	14,9	3,3
SPAGNA	13,4	11,0	-4,0	13,4	11,0	-4,0
SVEZIA	24,2	16,0	15,6	16,2	10,1	15,6
<i>MEDIA EUROPEA PONDERATA^(C)</i>	<i>19,2</i>	<i>15,6</i>	<i>2,3</i>	<i>15,8</i>	<i>12,5</i>	<i>2,6</i>
<i>ITALIA: scostamento^(E)</i>	<i>-52,7</i>	<i>-47,1</i>	<i>-</i>	<i>-40,1</i>	<i>-31,5</i>	<i>-</i>

CONTINUA
↓

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti all'1 luglio 2001 (delibera 27 giugno 2001, n. 146).

(B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.

(D) La variazione congiunturale è calcolata sui dati del gennaio 2000 (anziché luglio 2000).

(E) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 1.3 PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO:
(SEGUE) UTENZE DOMESTICHE

Prezzi in centesimi di euro/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2001

PAESI	CONSUMO ANNUO 3.500 kWh			CONSUMO ANNUO 7.500 kWh		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var. % 01/00	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var. % 01/00
	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh		cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	
AUSTRIA	13,2	9,4	-0,8	13,3	9,5	-0,8
BELGIO	14,5	11,8	1,5	13,7	11,2	2,3
DANIMARCA	21,1	8,1	13,6	19,9	7,2	16,6
FINLANDIA	9,0	6,7	3,6	7,6	5,5	2,0
FRANCIA ^(B)	11,5	9,1	0,0	11,2	8,9	0,0
GERMANIA ^(B)	16,1	12,3	1,1	14,8	11,1	1,3
GRECIA	6,3	5,9	6,6	7,2	6,6	7,2
IRLANDA	8,9	7,9	0,0	8,6	7,6	0,0
ITALIA ^(A)	19,6	15,5	-6,5	19,1	15,0	-0,9
LUSSEMBURGO	12,6	11,4	8,5	11,5	10,4	2,0
NORVEGIA	12,7	8,8	30,1	9,9	6,6	40,2
OLANDA ^(D)	15,9	8,9	-2,8	15,9	8,1	-4,3
PORTOGALLO	12,6	12,0	0,5	11,2	10,6	0,4
REGNO UNITO ^(B)	11,4	10,8	2,6	10,3	9,8	1,3
SPAGNA	10,5	8,6	-4,0	9,6	7,9	-4,0
SVEZIA	10,9	6,3	15,6	10,3	5,8	14,5
<i>MEDIA EUROPEA PONDERATA^(C)</i>	<i>13,4</i>	<i>10,4</i>	<i>1,2</i>	<i>12,5</i>	<i>9,6</i>	<i>1,8</i>
<i>ITALIA: scostamento^(E)</i>	<i>46,4</i>	<i>49,3</i>	<i>-</i>	<i>52,9</i>	<i>56,9</i>	<i>-</i>

CONTINUA
↓

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti all'1 luglio 2001 (delibera 27 giugno 2001, n. 146).

(B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.

(D) La variazione congiunturale è calcolata sui dati del gennaio 2000 (anziché luglio 2000).

(E) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 1.3 **PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO:**
(SEGUE) **UTENZE DOMESTICHE**

Prezzi in centesimi di euro/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2001

PAESI	MEDIA PONDERATA CLASSI DI CONSUMO AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	centesimi di euro/kWh	VAR. % 01/00
AUSTRIA	10,1	-0,6
BELGIO	12,6	0,9
DANIMARCA	9,6	8,7
FINLANDIA	7,7	4,9
FRANCIA ^(B)	9,9	-0,1
GERMANIA ^(B)	13,4	0,3
GRECIA	6,4	6,7
IRLANDA	9,3	0,0
ITALIA^(A)	13,4	-2,8
LUSSEMBURGO	13,3	3,5
NORVEGIA	12,8	26,1
OLANDA ^(D)	10,2	-0,7
PORTOGALLO	12,0	0,7
REGNO UNITO ^(B)	12,5	4,7
SPAGNA	9,2	-4,0
SVEZIA	8,3	-3,6
<i>MEDIA EUROPEA PONDERATA^(C)</i>	<i>11,4</i>	<i>1,7</i>
<i>ITALIA: scostamento^(E)</i>	<i>17,5</i>	<i>—</i>

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti all'1 luglio 2001 (delibera 27 giugno 2001, n. 146).

(B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.

(D) La variazione congiunturale è calcolata sui dati del gennaio 2000 (anziché luglio 2000).

(E) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Mediamente lo scostamento percentuale dalla media europea ponderata (in base ai soli volumi di consumo per paese) dei prezzi italiani può essere stimato pari al 19 per cento (Tav. 1.5)

Al netto delle imposte il divario con il valore medio è più contenuto per le tipologie con consumi più bassi e specularmente più elevato per i grandi consumatori, come conseguenza della minore incidenza fiscale.

Occorre infine rilevare che i dati dell'Italia presentati nelle tavole includono le componenti relative al finanziamento tariffario degli oneri generali di sistema, che l'Eurostat invece colloca fra le componenti di natura fiscale del prezzo lordo.

L'andamento fra il luglio 2000 e il luglio 2001

Se nello scorso anno l'andamento dei prezzi dell'elettricità mostrava i primi effetti dell'apertura del mercato in quasi tutti i paesi europei, nel corso dell'ultimo anno esso riflette l'azione congiunta di più elementi. La variazione congiunturale del valore medio europeo ha risentito dell'apprezzamento del petrolio sui mercati internazionali, ma la *performance* dei vari paesi appare differenziata in funzione di diversi fattori di natura strutturale e istituzionale.

Per le utenze domestiche, il lieve incremento della media europea riguarda tutte le tipologie di consumo; si sottraggono a tale tendenza Italia, Spagna e Svezia (Tav. 1.3), come effetto di politiche tariffarie e di promozione della concorrenza. L'Italia registra una crescita tendenziale dei prezzi per le tipologie con consumi più bassi e specularmente una flessione per quelle con consumi più elevati. Tale andamento va attribuito anche alla riforma tariffaria introdotta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas a partire dall'1 gennaio 2000, che ha teso a riequilibrare l'onere complessivo anche attraverso un graduale ripristino della responsabilità di costo e un progressivo riassorbimento del divario negativo fra prezzi e costi nel caso delle utenze domestiche agevolate.

Per le utenze industriali, la diminuzione dei prezzi in Europa non ha riguardato tutte le tipologie di consumo, ma si è concentrata sui livelli di consumo più bassi. Contribuisce a tale risultato anche la *performance* italiana, che ha visto soprattutto per le utenze con consumi di 50 e 160 kWh annui decrescere fortemente i prezzi, come effetto della riforma tariffaria. Significativi decrementi si registrano anche in Austria, Svezia, Spagna e Regno Unito per l'introduzione o il completamento di importanti riforme strutturali. Si è invece arrestata la tendenza al ribasso che aveva caratterizzato i prezzi in Germania nello scorso biennio a seguito della liberalizzazione della domanda e che, peraltro, non era stata tale da ridurre significativamente il differenziale dei prezzi tedeschi con la media europea (Tav. 1.4).

TAV. 1.4 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI

Prezzi in centesimi di euro/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2001

PAESI	50.000 kWh anno (50 kW, 1.000 h)			160.000 kWh anno (100 kW, 1.600 h)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var. % 00/01	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var. % 00/01
	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh		cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	
AUSTRIA	11,5	10,2	-19,5	11,0	9,4	-9,1
BELGIO	12,9	12,8	-12,7	11,2	11,1	-5,7
DANIMARCA	7,2	6,5	17,2	6,8	6,1	16,6
FINLANDIA	5,9	5,4	-0,2	5,5	5,1	1,6
FRANCIA ^(B)	8,8	8,5	-0,2	8,1	7,8	-0,1
GERMANIA ^(B)	13,9	13,3	-1,1	11,1	10,7	0,1
GRECIA	8,7	8,7	6,6	8,0	8,0	6,6
IRLANDA	12,6	12,6	0,0	10,9	10,9	0,0
ITALIA ^(A)	10,0	8,6	-36,5	11,7	10,4	-7,6
LUSSEMBURGO	12,6	12,0	-7,8	9,8	9,3	-7,6
OLANDA ^(B)	5,7	5,7	20,5	6,1	6,1	19,1
NORVEGIA	13,3	10,6	36,6	9,7	8,4	-19,2
PORTOGALLO	10,5	10,5	1,2	8,6	8,6	1,2
REGNO UNITO ^(C)	11,9	11,2	-4,5	11,0	10,4	0,5
SPAGNA	10,3	9,8	0,0	7,2	6,9	-8,4
SVEZIA	4,1	4,1	-15,5	3,9	3,9	-13,1
<i>MEDIA EUROPEA PONDERATA^(D)</i>	<i>10,5</i>	<i>9,9</i>	<i>-6,4</i>	<i>9,4</i>	<i>8,9</i>	<i>-2,5</i>
<i>ITALIA: scostamento^(E)</i>	<i>-5,2</i>	<i>-12,4</i>	<i>-</i>	<i>24,6</i>	<i>17,7</i>	<i>-</i>

CONTINUA
↓

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1 luglio 2001 (delibera 27 giugno 2001, n. 146).

(B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(C) Diversamente dalle statistiche per i precedenti semestri, i prezzi sono rilevati come stima dei valori di riferimento a livello nazionale. La discontinuità della serie storica dei prezzi comporta una scarsa significatività del confronto intertemporale.

(D) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.

(E) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 1.4 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO:
(SEGUE) UTENZE INDUSTRIALI

Prezzi in centesimi di euro/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2001

PAESI	2 GWh anno (500 kW, 4.000 h)			10 GWh anno (2.500 kW, 4.000 h)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var. % 00/01	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var. % 00/01
	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh		cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	
AUSTRIA	—	—	—	—	—	—
BELGIO	7,7	7,7	1,0	7,1	7,0	0,7
DANIMARCA	6,3	5,6	13,8	—	—	—
FINLANDIA	4,2	3,8	1,4	4,2	3,8	1,8
FRANCIA ^(B)	5,5	5,5	0,9	5,5	5,5	0,9
GERMANIA ^(B)	7,2	6,8	1,1	6,7	6,4	0,0
GRECIA	5,9	5,9	6,6	5,9	5,9	6,6
IRLANDA	6,6	6,6	0,0	6,2	6,2	-0,1
ITALIA	10,5	9,2	7,1	9,6	9,1	5,5
LUSSEMBURGO	6,8	6,4	-7,9	4,6	4,4	-16,1
OLANDA ^(B)	4,2	4,2	28,2	3,6	3,6	24,2
NORVEGIA	6,6	6,2	-8,5	—	—	—
PORTOGALLO	6,5	6,5	1,2	6,5	6,5	1,2
REGNO UNITO ^(C)	6,9	6,4	-11,2	6,3	5,7	-10,5
SPAGNA	5,8	5,5	-13,5	5,4	5,1	-13,6
SVEZIA	3,8	3,8	6,4	3,3	3,3	9,8
<i>MEDIA EUROPEA PONDERATA^(D)</i>	<i>6,7</i>	<i>6,3</i>	<i>-0,3</i>	<i>6,3</i>	<i>6,0</i>	<i>0,3</i>
<i>ITALIA: scostamento^(E)</i>	<i>56,1</i>	<i>45,9</i>	<i>—</i>	<i>53,4</i>	<i>51,7</i>	<i>—</i>

CONTINUA
↓

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1 luglio 2001 (delibera 27 giugno 2001, n. 146).

(B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(C) Diversamente dalle statistiche per i precedenti semestri, i prezzi sono rilevati come stima dei valori di riferimento a livello nazionale. La discontinuità della serie storica dei prezzi comporta una scarsa significatività del confronto intertemporale.

(D) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.

(E) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 1.4 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO:
(SEGUE) UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in centesimi di euro/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2001

PAESI	24 GWh anno (4.000 kW, 6.000 h)			50 GWh anno (10.000 kW, 5.000 h)			70 GWh anno (10.000 kW, 7.000 h)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var. % 00/01	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var. % 00/01	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var. % 00/01
	cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh		cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh		cent. di euro/kWh	cent. di euro/kWh	
AUSTRIA	—	—	—	—	—	—	—	—	—
BELGIO	5,9	5,9	1,7	5,2	5,2	1,9	4,5	4,5	2,8
DANIMARCA	—	—	—	—	—	—	—	—	—
FINLANDIA	3,8	3,4	1,9	3,2	2,7	1,8	3,0	2,6	2,2
FRANCIA ^(B)	4,8	4,8	1,7	—	—	—	—	—	—
GERMANIA ^(B)	5,6	5,3	2,0	6,0	5,6	1,5	5,3	4,9	2,7
GRECIA	5,0	5,0	6,6	4,7	4,7	6,6	4,1	4,1	6,5
IRLANDA	5,3	5,3	0,1	5,3	5,3	-0,1	4,9	4,9	0,1
ITALIA	8,1	8,0	5,1	7,3	7,2	3,9	7,1	7,0	11,8
LUSSEMBURGO	4,0	3,8	-11,5	4,2	4,0	-7,9	3,8	3,6	-6,4
OLANDA ^(B)	3,0	3,0	32,6	2,8	2,8	33,9	2,8	2,8	35,2
NORVEGIA	—	—	—	—	—	—	—	—	—
PORTOGALLO	5,3	5,3	1,0	4,8	4,8	1,2	4,4	4,4	1,2
REGNO UNITO ^(C)	5,8	5,2	-11,2	5,6	5,0	-7,8	5,3	4,7	-7,8
SPAGNA	5,1	4,9	-8,9	5,0	4,8	-10,5	4,9	4,7	-5,6
SVEZIA	3,1	3,1	13,5	3,2	3,2	12,5	3,0	3,0	14,9
<i>MEDIA EUROPEA PONDERATA^(D)</i>	5,4	5,2	2,5	5,4	5,2	1,3	5,0	4,8	5,0
<i>ITALIA: scostamento^(E)</i>	50,7	53,5	—	35,2	40,0	—	42,1	47,5	—

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1 luglio 2001 (delibera 27 giugno 2001, n. 146).

(B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(C) Diversamente dalle statistiche per i precedenti semestri, i prezzi sono rilevati come stima dei valori di riferimento a livello nazionale. La discontinuità della serie storica dei prezzi comporta una scarsa significatività del confronto intertemporale.

(D) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.

(E) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 1.5 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI NEI PAESI EUROPEI
VALORI MEDI

Prezzi in centesimi di euro/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2001

PAESI	MEDIA ARITMETICA CLASSI DI CONSUMO ^(A)	
	centesimi di euro/kWh	Var. % 00/01
AUSTRIA	10,0	-16,3
BELGIO	8,4	-4,5
DANIMARCA	6,1	15,6
FINLANDIA	4,1	1,1
FRANCIA ^(B)	6,7	0,2
GERMANIA ^(B)	8,3	0,7
GRECIA	6,4	6,7
IRLANDA	8,1	—
ITALIA	9,2	-5,6
LUSSEMBURGO	7,1	-8,0
OLANDA ^(B)	4,3	28,3
NORVEGIA	8,8	8,0
PORTOGALLO	7,2	1,2
REGNO UNITO	7,4	-6,7
SPAGNA	6,4	-7,2
SVEZIA	3,6	-9,8
<i>MEDIA EUROPEA PONDERATA^(C)</i>	<i>7,7</i>	<i>7,1</i>
<i>ITALIA: scostamento^(D)</i>	<i>18,9</i>	<i>—</i>

(A) La media aritmetica è stata calcolata su tutte le 9 tipologie di consumo rilevate dall'Eurostat.

(B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.

(D) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Prezzi del gas naturale

Al fine di disporre di confronti temporalmente omogenei e aggiornati, in analogia al caso dell'energia elettrica, i confronti internazionali di prezzo vengono condotti utilizzando la fonte Eurostat. Calcolando la media aritmetica dei prezzi delle diverse classi di consumo rilevate da essa, si sono ottenuti dati di prezzo medio aggiornati all'1 luglio 2001. Per valutazioni più puntuali, vengono anche mostrate le statistiche relative ad alcune tipologie di consumo, sempre da fonte Eurostat.

I prezzi italiani sono posti a confronto con la media ponderata basata sui consumi dei singoli paesi in termini di volume (distinti per utenza civile e utenza industriale). Ciò permette di valutarne più correttamente l'onerosità, poste le differenze nei livelli di consumo fra i vari paesi. I confronti sono effettuati in euro/mc, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con le rispettive parità fisse contro l'euro, o con il cambio corrente per i paesi esterni all'Unione monetaria.

Per le piccole utenze domestiche, prevalentemente gas per uso cottura, i prezzi italiani al lordo e al netto delle imposte sono tra i più bassi in Europa (Tav. 1.6). Diverso è il quadro per livelli di consumo superiori. Il prezzo pagato da utenti con consumi annui di circa 2.200 mc per gas a uso riscaldamento è superiore a quello di tutti i paesi europei e risulta del 49 per cento superiore al valore medio ponderato europeo (8 per cento al netto delle imposte). Il divario si accresce per i prezzi corrisposti dagli utenti con consumi circa 3.300 mc, che risultano superiori del 53 per cento alla media ponderata (11 per cento al netto delle imposte). Per queste due ultime tipologie di consumo l'incidenza fiscale è superiore di oltre due volte quella media europea.

TAV. 1.6

**PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO:
UTENZE DOMESTICHE**

Prezzi in centesimi di euro/mc a cambi correnti all'1 luglio 2001; potere calorifico kcal/mc=9.100.

PAESI	8,37 GJ (217,62 mc) ^(A)			83,7 GJ (2.176,2 mc) ^(B)			125,6 GJ (3.265,6 mc) ^(B)			MEDIA ARITMETICA TIPOLOGIE DI CONSUMO		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE		AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE		AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE		AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE		AL NETTO DELLE IMPOSTE
	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	Var % 01/00	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	Var % 01/00	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	Var % 01/00	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	Var % 01/00
AUSTRIA	70,1	54,3	24,9	45,1	33,4	10,0	43,8	32,3	9,3	54,2	41,0	16,4
BELGIO	72,6	58,7	4,3	42,1	33,5	6,2	40,5	32,2	6,4	55,7	44,7	5,1
DANIMARCA	106,9	60,1	-54,5	75,0	34,6	-59,5	75,0	34,6	-56,1	83,0	41,0	—
FRANCIA ^(C)	67,5	62,2	20,9	41,2	35,4	23,2	38,9	33,5	23,7	51,9	46,0	21,9
GERMANIA ^(C)	84,9	69,5	13,7	50,1	39,5	25,3	47,6	37,3	27,0	63,0	50,6	19,2
IRLANDA	74,2	66,0	-0,4	31,2	27,7	0,5	28,6	25,4	-0,8	48,9	43,5	-0,1
ITALIA^(C)	56,9	47,3	5,0	67,3	39,6	6,1	67,2	38,9	6,1	61,7	42,2	5,7
LUSSEMBURGO	58,3	55,0	6,3	31,2	29,4	12,5	30,7	29,0	12,7	42,9	40,4	8,8
OLANDA ^(D)	24,9	50,5	5,2	41,9	25,5	11,7	42,5	24,5	11,8	35,9	34,3	8,1
REGNO UNITO	42,9	40,8	—	27,1	25,8	—	26,1	24,9	—	33,8	32,2	—
SPAGNA	69,1	59,6	5,8	48,0	41,4	6,0	46,7	40,2	6,0	56,2	48,4	5,9
SVEZIA	82,5	52,8	31,7	64,3	37,9	39,8	63,9	37,6	44,1	71,0	43,4	23,7
<i>MEDIA EUROPEA PONDERATA</i>	<i>59,5</i>	<i>58,3</i>	<i>10,6</i>	<i>45,0</i>	<i>36,6</i>	<i>15,1</i>	<i>43,9</i>	<i>35,2</i>	<i>15,6</i>	<i>50,5</i>	<i>44,0</i>	<i>10,9</i>
<i>ITALIA: scostamento^(E)</i>	<i>-4,4</i>	<i>-18,9</i>	<i>—</i>	<i>49,6</i>	<i>8,2</i>	<i>—</i>	<i>53,1</i>	<i>10,5</i>	<i>—</i>	<i>22,2</i>	<i>-4,1</i>	<i>—</i>

(A) Uso cottura cibi e produzione di acqua calda.

(B) Uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento centrale.

(C) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(D) Dall'1 gennaio 2001 sulle utenze con consumi di 217,62 mc grava un corrispettivo di interconnessione.
Per tale motivo i prezzi al netto delle imposte sono superiori a quelli al lordo.

(E) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Anche per l'utenza industriale, il confronto dei prezzi italiani con la media europea fornisce un quadro articolato. In termini generali, per i livelli di consumo più bassi, riferiti di norma a piccoli esercizi commerciali e industriali, i prezzi sono tra i più elevati in Europa. Il divario rispetto alla media ponderata europea si riduce progressivamente per le tipologie di consumo superiori (Tav. 1.7).

L'incidenza fiscale risulta sempre più bassa della media europea, che risente dell'elevata fiscalità/prelievo ambientale in Olanda, Austria e Svezia.

TAV. 1.7 PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO:
UTENZE INDUSTRIALIPrezzi in centesimi di euro/mc a cambi correnti all'1 luglio 2001;
potere calorifico kcal/mc = 9.100

PAESI	418,6 GJ (o 10.883,6 mc) ^(A)			4.186 GJ (o 108.836 mc) ^(B)			41.860 GJ (o 1.088.360 mc) ^(C)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 01/00	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 01/00	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 01/00
	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc		cent. di euro/mc	cent. di euro/mc		cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	
AUSTRIA	35,1	30,9	8,3	30,9	26,8	17,0	25,3	21,1	22,2
BELGIO ^(E)	31,2	29,9	6,1	24,4	24,4	5,9	21,6	21,6	10,2
DANIMARCA	36,9	34,6	4,8	35,3	33,0	5,0	23,1	20,8	-4,9
FINLANDIA	—	—	—	34,3	32,6	20,4	27,9	26,2	28,3
FRANCIA	30,0	30,3	25,4	25,5	25,5	25,7	21,0	20,3	8,6
GERMANIA ^(E)	37,0	34,8	29,5	33,3	31,1	26,7	32,0	29,7	28,4
IRLANDA	27,0	27,0	-0,2	21,6	21,6	-0,9	18,3	18,3	21,9
ITALIA^(E)	37,3	35,6	-1,8	29,7	27,9	8,3	27,5	25,7	28,2
LUSSEMBURGO	28,7	28,7	12,8	26,9	26,9	13,8	26,6	26,6	14,0
OLANDA	32,5	23,2	12,1	30,1	22,7	12,4	21,3	18,5	3,1
REGNO UNITO ^(E)	25,5	23,1	23,3	23,6	21,2	25,7	22,0	19,6	42,7
SPAGNA	32,1	32,1	-1,4	19,3	19,3	-2,2	18,0	18,0	-2,4
SVEZIA	40,2	32,1	24,1	35,9	27,9	16,6	33,1	25,2	15,5
MEDIA EUROPEA PONDERATA	34,1	30,9	13,8	29,6	27,2	18,6	25,8	24,0	18,8
<i>ITALIA: scostamento^(F)</i>	<i>9,4</i>	<i>15,2</i>	<i>—</i>	<i>0,3</i>	<i>2,6</i>	<i>—</i>	<i>6,6</i>	<i>7,1</i>	<i>—</i>

CONTINUA
↓

(A) Senza fattore di carico.

(B) Con fattore di carico pari a 200 gg.

(C) Con fattore di carico pari a 200 gg., o 1600 ore.

(D) Con fattore di carico pari a 250 gg., o 4000 ore.

(E) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(F) Scostamento percentuale dalla media europea.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 1.7 **PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO:**
(SEGUE) **UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in centesimi di euro/mc a cambi correnti all'1 luglio 2001;
potere calorifico kcal/mc= 9.100

PAESI	418.600 GJ (o 10 883 600 mc) ^(D)			MEDIA ARITMETICA TIPOLOGIE DI CONSUMO		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 01/00	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 01/00
	cent. di euro/mc	cent. di euro/mc		cent. di euro/mc	cent. di euro/mc	
AUSTRIA	23,2	19,1	14,3	26,7	22,6	14,6
BELGIO ^(E)	18,6	18,6	12,1	22,0	21,8	9,3
DANIMARCA	18,7	16,4	-13,7	26,0	23,7	-3,1
FINLANDIA	19,2	17,5	5,6	20,1	18,7	7,8
FRANCIA	18,0	16,8	7,1	22,1	21,5	15,0
GERMANIA ^(E)	26,9	24,7	24,4	31,1	28,9	27,4
IRLANDA	—	—	—	21,3	21,3	8,0
ITALIA^(E)	22,6	21,3	25,8	27,6	26,0	15,9
LUSSEMBURGO	26,1	26,1	14,3	26,8	26,8	13,9
OLANDA	—	—	—	26,3	20,7	8,0
REGNO UNITO ^(E)	19,6	17,2	37,8	22,1	19,6	38,7
SPAGNA	17,4	17,4	-2,5	20,2	20,2	-2,1
SVEZIA	31,1	21,2	14,3	34,4	25,5	1,7
<i>MEDIA EUROPEA PONDERATA</i>	<i>22,5</i>	<i>20,9</i>	<i>18,2</i>	<i>26,3</i>	<i>24,4</i>	<i>17,5</i>
<i>ITALIA: scostamento^(F)</i>	<i>0,4</i>	<i>1,9</i>	<i>—</i>	<i>4,9</i>	<i>6,6</i>	<i>—</i>

(A) Senza fattore di carico;

(B) con fattore di carico pari a 200 gg.;

(C) con fattore di carico pari a 200 gg., o 1600 ore;

(D) con fattore di carico pari a 250 gg., o 4000 ore;

(E) media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione;

(F) scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

L'andamento fra luglio 2000 e luglio 2001

Il confronto a distanza di un anno è stato effettuato in modo omogeneo, considerando lo stesso numero di paesi e di tipologie di consumo e applicando la medesima struttura di ponderazione. L'andamento dei prezzi nel corso dell'ultimo anno riflette la risalita delle quotazioni internazionali del prezzo del gas, che si è inevitabilmente riverberato sui prezzi delle forniture finali in tutti i paesi importatori di gas. Al luglio 2001 il recepimento della Direttiva europea 98/30/CE sul mercato interno del gas si era compiuto solo in alcuni paesi europei e non appariva pertanto ancora in grado di produrre quei cambiamenti strutturali alla base di possibili riduzioni dei prezzi.

Per le utenze domestiche (Tav. 1.6) l'aumento delle medie europee dei prezzi al netto delle imposte riguarda tutte le tipologie di consumo e appare indifferenziato rispetto alla natura importatrice o esportatrice dei paesi. Mediamente l'incremento è risultato dell'11 per cento; l'Italia registra l'incremento meno sostenuto grazie anche all'effetto del meccanismo di indicizzazione introdotto dall'Autorità, applicato alle utenze domestiche e industriali con bassi consumi, che ha smussato nel tempo l'impatto della rapida risalita delle quotazioni petrolifere.

Per le utenze industriali (Tav. 1.7) l'innalzamento dei prezzi al netto delle imposte in Europa riguarda tutte le tipologie di consumo e appare assai più sostenuto, risultando compreso tra l'11 e il 19 per cento circa (mediamente del 18 per cento). Anche in questo caso, l'andamento dei prezzi in Italia è meno pronunciato rispetto a quello degli altri paesi per le stesse ragioni sopra indicate. Le variazioni dei prezzi sono state maggiori per le utenze con consumi elevati, le cui tariffe vengono fissate liberamente all'interno di accordi quadro tra le associazioni di categoria dei consumatori e dei fornitori di gas.

GLI INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA E AMBIENTALE DELL'UNIONE EUROPEA

La politica energetica e ambientale dell'Unione europea, in questo ultimo anno, si è trovata di fronte alla necessità di sostenere una difficile sfida: quella di combinare i crescenti consumi energetici degli Stati membri con la necessità sia di garantire la sicurezza di approvvigionamenti, sia di soddisfare le richieste di protezione e salvaguardia dell'ambiente avanzate dalla cittadinanza e sancite dagli obiettivi di riduzione delle emissioni inquinanti siglati a livello internazionale.

Nell'ultimo decennio, i consumi energetici dell'Europa dei 15 sono aumentati del 10 per cento circa, portando la dipendenza energetica da fornitori extraeuropei al 50 per cento del fabbisogno. Con i presenti tassi di crescita dei consumi e sfruttamento delle risorse autoctone, le importazioni di prodotti energetici ammonteranno, nel prossimo trentennio, al 70 per cento circa del fabbisogno.

Anche l'allargamento dell'Unione europea ai paesi dell'Est non porterà significative risorse energetiche a disposizione dell'Unione. La consapevolezza di una crescente dipendenza dall'estero ha condotto la Commissione europea ad adottare, nel novembre del 2000, il Libro verde *Verso una strategia per la sicurezza degli approvvigionamenti energetici*, documento di orientamento delle politiche energetiche degli Stati membri che, a un anno di distanza e in un mutato clima internazionale, rivela la propria centralità nelle politiche dell'Unione.

Sul versante ambientale l'Unione europea è impegnata a favorire un processo in cui la crescita economica e la gestione dei consumi energetici siano orientati a garantire il rispetto del principio di sostenibilità; ovvero di uno sviluppo economico che assicuri nel contempo il miglioramento dell'ambiente e la protezione delle risorse naturali. Il principio di sostenibilità dello sviluppo ribadito nel giugno 2001, a Göteborg, dal Consiglio europeo vede le azioni dell'Unione svilupparsi su tre livelli:

- a livello locale la politica europea nel 2001 mira alla modifica di due Direttive comunitarie cruciali nel settore energetico: la Direttiva che istituisce la valutazione d'impatto ambientale (85/337/CE) e quella che sancisce il principio del controllo integrato dell'inquinamento (96/61/CE). Entrambe le Direttive, infatti, per permettere la ratifica della Convenzione di Aarhus UN/ECE sull'accesso all'informazione, la pubblica partecipazione e l'accesso

alla giustizia in materia ambientale, necessitano di integrazioni tali da consentire ai cittadini e alle loro associazioni un intervento maggiore nella stesura di piani e programmi in materia ambientale. La proposta di modifica delle Direttive è stata presentata, al Parlamento europeo e al Consiglio, dalla Commissione il 12 dicembre 2001 (COM (2001) 779);

- a livello macroregionale l'adesione degli Stati membri al Protocollo di Göteborg per l'abbattimento degli inquinanti responsabili di eutrofizzazione e acidificazione, di cui il settore energetico è il maggiore responsabile, ha portato il Parlamento europeo ad approvare il 23 ottobre 2001 due Direttive che introducono nuovi limiti di emissione nazionali e settoriali;
- a livello globale il Consiglio dei ministri dell'ambiente il 4 marzo 2002 ha approvato una decisione di notifica del Protocollo di Kyoto che, una volta in vigore, vincola l'Europa entro il 2008-2012 alla riduzione dell'8 per cento delle emissioni di gas serra rispetto al 1990.

Politica energetica e sicurezza degli approvvigionamenti

Perseguire una politica finalizzata a garantire una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti non significa necessariamente incrementare la propria autonomia o diminuire la propria dipendenza, quanto piuttosto ridurre i rischi connessi con quest'ultima. La chiave della soluzione avanzata dall'Unione europea risiede pertanto nella diversificazione delle fonti di approvvigionamento, nello sviluppo di quelle rinnovabili e nella promozione dell'efficienza energetica.

La Conferenza di Barcellona sull'energia e i trasporti, tenutasi in preparazione del Consiglio europeo del marzo 2002, ha individuato nella centralità delle politiche di gestione della domanda lo strumento più efficiente per conciliare crescita dei servizi legati all'energia, ambiente e sicurezza degli approvvigionamenti; inoltre, è tornata ad affermare come la diversificazione delle fonti sul lato degli approvvigionamenti debba comunque confrontarsi con complesse istanze di carattere ambientale ed economico.

I lavori della Conferenza rimangono in sintonia con i risultati del citato Libro verde: da un lato, il crescente ricorso al gas naturale, soprattutto nella generazione termoelettrica grazie a tecnologie particolarmente efficienti e a limitato impatto ambientale, sta dirigendo l'Europa verso una maggiore esposizione ai rischi derivati dagli approvvigionamenti esteri, data la forte dipendenza da due soli paesi, l'ex URSS con il 41 per cento delle importazioni e l'Algeria con il 29 per cento. In quest'ottica, l'Unione europea auspica un maggiore ricorso a pra-

tiche di liquefazione di gas naturale permettendo una moltiplicazione del numero di fornitori. Dall'altro, le fonti energetiche che garantiscono una più facile differenziazione degli approvvigionamenti non offrono sufficienti garanzie, in termini di sostenibilità ambientale e sociale: un maggiore ricorso ai combustibili solidi non è a oggi perseguibile per la difficoltà di abbattere significativamente le emissioni di gas serra. L'Unione europea, al fine di preservare una maggiore diversificazione, mira comunque a mantenere il presente livello di consumi di carbone, promuovendo l'installazione di tecnologie di combustione pulita e la ricerca di tecniche che ne facilitino l'uso, quali la gassificazione, e ne riducano l'emissione di gas serra tramite "sequestro di anidride carbonica" (CO₂).

Il ricorso all'energia nucleare, giustificato in termini sia di sicurezza degli approvvigionamenti sia di abbattimento delle emissioni di CO₂, non sembra riscuotere il consenso sufficiente a permettere ulteriori investimenti e installazioni. Il problema irrisolto dei residui e la difficoltà di localizzazione di nuovi impianti sono a oggi ostacoli tali da spingere cinque, su otto Stati membri nuclearizzati dell'Unione, ad adottare una moratoria. A fronte di questa difficoltà occorre registrare l'emergere di posizioni di segno opposto, tendenti ad assegnare nuova centralità all'energia nucleare. In tale direzione sembrano andare sia alcune dichiarazioni del Commissario per l'energia e i trasporti dell'Unione europea, sia i programmi di politica energetica del Regno Unito, la Finlandia e, fuori dall'Europa, quelli degli Stati Uniti, del Giappone e della Russia.

In un panorama di difficile gestione delle energie convenzionali, lo sviluppo delle energie rinnovabili rappresenta un contributo a garanzia della sicurezza degli approvvigionamenti e della protezione dell'ambiente. Il ricorso alle fonti rinnovabili, tuttavia, non è sempre auspicabile dal punto di vista economico.

Il settore delle energie rinnovabili è stato quello in cui, in modo particolare negli ultimi anni, l'Unione europea è intervenuta nella normativa di supporto con:

- la pubblicazione di un Libro bianco (*Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili*, per una strategia e un piano di azione della Comunità; COM/97/0599) che raccomanda ai paesi membri un raddoppio del ricorso a fonti energetiche rinnovabili (fino al 12 per cento dei fabbisogni energetici nazionali) entro il 2010;
- l'inclusione delle energie rinnovabili tra i settori ai quali possono essere riconosciuti incentivi di Stato per la protezione dell'ambiente (Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela dell'ambiente, 2001/C37/03; Gazzetta Ufficiale del 3 febbraio 2001);

- l'approvazione di una Direttiva sulle energie rinnovabili (Direttiva europea 2001/77/CE del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità) che stabilisce l'obiettivo indicativo di produrre il 22 per cento dell'energia elettrica da impianti rinnovabili entro il 2010.

Sull'elemento chiave dell'efficienza energetica, evidenziato dal Libro verde, la Commissione europea non ha, nel 2001, avanzato programmi o proposte ulteriori rispetto alle *Linee guida* sulla promozione dell'efficienza energetica pubblicate nel marzo del 2000; ha così lasciato agli Stati membri la facoltà di introdurre strumenti di promozione per l'uso intelligente dell'energia.

L'armonizzazione fiscale come strumento di politica energetica ambientale

La diversità dei trattamenti fiscali dei prodotti energetici, in vigore nei diversi Stati membri, risulta uno dei nodi più importanti e difficili da sciogliere nel processo di integrazione economica dell'Unione; rende inoltre più difficile l'elaborazione di orientamenti comuni indirizzati agli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti, attraverso sia la diversificazione delle fonti sia la promozione delle energie rinnovabili e l'uso efficiente dell'energia.

Uno degli strumenti di maggiore efficacia per conciliare politica energetica e obiettivi ambientali risiede nell'armonizzazione fiscale dei prodotti energetici all'interno dell'Unione. Una proposta di direttiva in tale senso era stata avanzata nel 1997 (*Proposal of a Council Directive Restructuring the Community Framework for the Taxation of Energy Products*; COM(97)30) senza tuttavia trovare concreta applicazione nella normativa comunitaria.

Le politiche fiscali degli Stati membri restano pertanto disallineate, come mostrano i marcati differenziali nell'incidenza della fiscalità energetica, nei due settori dell'energia elettrica e del gas e nelle aliquote IVA (Tav. 1.8).

TAV. 1.8 **INCIDENZA FISCALE NEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS E ALIQUOTE IVA NEGLI STATI MEMBRI**

Anno 2000; valori percentuali.

PAESE	ALIQUOTA ORDINARIA IVA	INCIDENZA FISCALE GAS NATURALE	INCIDENZA FISCALE ENERGIA ELETTRICA
AUSTRIA	20	20	20
BELGIO	21	21	21
DANIMARCA	25	25	25
FINLANDIA	25	25	25
FRANCIA	19,6	19,6	19,6
GERMANIA	16	16	16
REGNO UNITO	17,5	5	5
GRECIA	18	8	8
IRLANDA	21	12,5	12,5
ITALIA	20	20 ^(A)	10
LUSSEMBURGO	15	6	6
OLANDA	17,5	17,5	17,5
PORTOGALLO	17	17	5
SPAGNA	16	16	16
SVEZIA	25	25	25

(A) Nel Libro verde è riportata l'aliquota del 10 per cento; tuttavia tale aliquota si applica unicamente per l'uso "cottura cibi e produzione di acqua calda".

Fonte: *European Commission; Green paper "Towards a European strategy for the security of energy supply", 2000.*

Anche la nuova generazione di riforme fiscali “verdi” ha seguito processi nazionali divergenti rispetto alla proposta di armonizzazione fiscale auspicata in sede comunitaria.

Negli ultimi anni in alcuni paesi dell’Unione europea, si è assistito a una progressiva introduzione della cosiddetta *carbon tax* con differenti modalità di applicazione paese per paese. Le caratteristiche comuni di questi innovativi strumenti fiscali sono riconducibili a due caratteristiche: l’introduzione della *carbon tax* non prevede un aumento della pressione fiscale complessiva, ma una sua graduale redistribuzione in base a criteri di emissione di CO₂; parte del suo gettito è indirizzato alla riduzione degli oneri sociali gravanti sul costo del lavoro e parte alla promozione di politiche mirate alla riduzione dei gas serra.

I primi paesi europei ad avere introdotto nei propri regimi misure fiscali inquadrabili nella definizione di *carbon tax* sono stati l’Olanda e la Danimarca (1996), la Svezia e la Finlandia (1997). In Italia e Germania la *carbon tax* è stata introdotta nel 1999, rispettivamente con la legge 23 dicembre 1998, n. 488 e con la *Environmental Tax Reform*. Nel Regno Unito dall’1 aprile 2001, è stata introdotta, per i soli consumi non domestici di energia, la *climate change levy*, mentre in Francia il progetto di introduzione della *carbon tax* è stato annunciato e poi rimandato per compensare gli aumenti dei prezzi del petrolio sui mercati mondiali.

Anche l’evoluzione e l’allocazione dei gettiti della *carbon tax* hanno assunto dinamiche nazionali; per esempio, nel nostro paese gli aumenti della tassazione dei prodotti energetici, come inizialmente previsto dalla riforma fiscale, non si sono verificati lasciando il prelievo alle aliquote del 1999. Nel 2001 sono stati distribuiti, come stabilito dal decreto del Ministro dell’ambiente del 20 luglio 2000, n. 337, i fondi relativi al gettito della *carbon tax* del 1999 (1.500 miliardi di lire circa). I finanziamenti destinati a programmi per il contenimento delle emissioni dei gas serra hanno raggiunto 290 miliardi di lire.

Politica ambientale in campo energetico e fonti rinnovabili di energia

Nel 2001 l'Unione europea ha mostrato particolare determinazione a conseguire obiettivi di miglioramento ambientale nei settori che, con l'emissione di sostanze inquinanti nell'atmosfera partecipano maggiormente alle esternalità ambientali connesse con il consumo di energia.

In questo ambito, le azioni dell'Unione europea sono finalizzate al perseguimento degli obiettivi del Protocollo di Göteborg del 1999 per l'abbattimento delle emissioni responsabili dei processi di acidificazione ed eutrofizzazione, e del Protocollo di Kyoto per la riduzione delle emissioni mondiali di gas serra.

Verso la ratifica del Protocollo di Göteborg

Il Protocollo di Göteborg, di prossima ratifica da parte degli Stati membri dell'Unione europea, è un'estensione della convenzione del 1979 sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero e introduce nuovi limiti nell'emissione di inquinanti responsabili dell'acidificazione ed eutrofizzazione, quali biossido di zolfo (SO₂), ossidi di azoto (NO_x), ammoniaca (NH₃) e composti organici volatili (COV). Il Protocollo individua alcune soglie massime di emissione per i paesi firmatari e dedica particolare attenzione ai limiti di emissione dei grandi impianti di combustione.

Nell'ottobre 2001 il Parlamento europeo ha approvato due Direttive comunitarie che introducono nella legislazione europea i nuovi limiti di emissione individuati a Göteborg, prima dell'effettiva ratifica del protocollo.

Una prima Direttiva (2001/81/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2001, relativa ai limiti nazionali di emissione di alcuni inquinanti atmosferici) impone agli Stati membri di abbattere le emissioni dei quattro inquinanti a livelli leggermente inferiori a quelli individuati dal Protocollo. In particolare, vengono ulteriormente ridotti gli obiettivi richiesti dal Protocollo di Oslo (1994) per le emissioni di SO₂, dal Protocollo di Sofia (1988) per le emissioni di NO_x e dal Protocollo di Ginevra (1991) per le emissioni di COV.

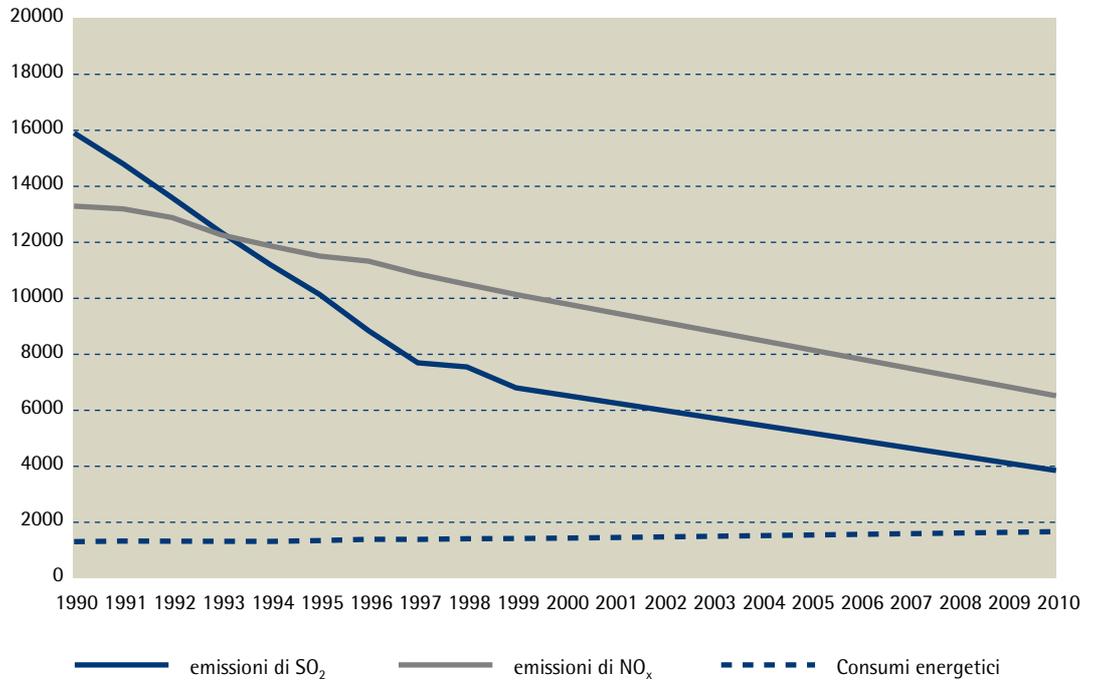
Una seconda Direttiva (2001/80/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2001, concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione) interviene sugli strumenti necessari per raggiungere gli obiettivi a integrazione della una precedente Direttiva 88/609/CE del Consiglio del 24 novembre 1988, concernente la limitazione delle emissioni di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione. La Direttiva 2001/80/CE rivede la regolazione delle emissioni

sui grossi impianti di combustione (tra cui le centrali di generazione termoelettrica maggiori di 50 MW), con nuovi limiti, differenziati per combustibile e potenza dell'impianto, e include, per la prima volta, limiti restrittivi per gli impianti entrati in funzione prima del 1987.

I cambiamenti avvenuti nell'ultimo decennio nell'industria elettrica europea (maggiore impiego di gas naturale e adozione di tecnologie pulite per la combustione dei combustibili fossili e solidi) hanno permesso la continua diminuzione delle emissioni di SO_2 e NO_x nel rispetto degli obiettivi individuati dai rispettivi Protocolli. Gli effetti delle due recenti Direttive dovrebbero permettere la continuazione del percorso di miglioramento della qualità ambientale dell'aria, nonostante il continuo aumento dei consumi energetici dell'Unione europea (Fig. 1.1 e Fig. 1.2).

FIG. 1.1 **CONSUMI ENERGETICI DELL'UNIONE EUROPEA IN RELAZIONE ALLE EMISSIONI INQUINANTI DI NO_x E SO₂**

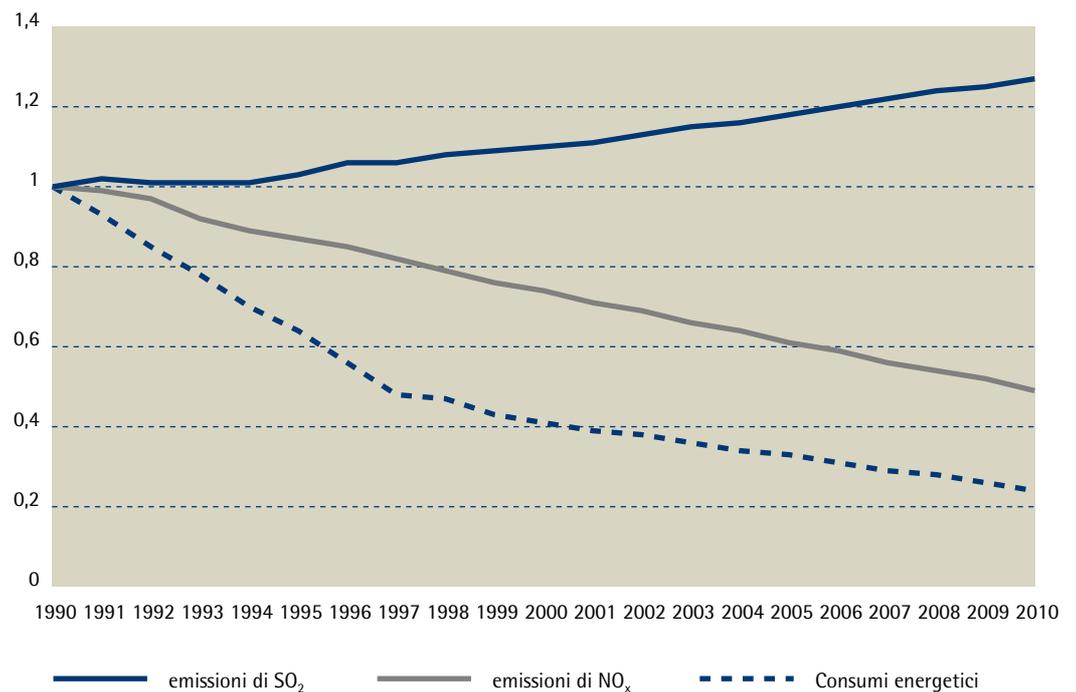
Consumi energetici in Mtoe ed emissioni di SO₂ e NO_x in Ktonn; 1990-2010



Fonte: Elaborazioni su dati European Environment Agency.

FIG. 1.2 **INDICI DEI CONSUMI ENERGETICI E DELLE EMISSIONI INQUINANTI DELL'UNIONE EUROPEA**

Indici 1990 = 1; 1990-2010



Fonte: Elaborazioni su dati European Environment Agency.

L'Europa attiva il Protocollo di Kyoto

Il 2001 è stato un anno cruciale per il progredire degli accordi sul Protocollo di Kyoto. Dopo il fallimento della Conferenza delle parti firmatarie all'Aia, nel novembre 2000, il successivo vertice di Bonn (luglio 2001) e quello di Marrakech (novembre 2001) hanno finalmente definito gli aspetti che ancora ostacolavano la ratifica del Protocollo da parte dei paesi firmatari. Con la Conferenza di Marrakech, in particolare, è stato trovato un accordo per la quantificazione delle emissioni, per il conteggio delle riduzioni e per le modalità di funzionamento dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo (*Emission Trading (ET)*, *Clean Development Mechanisms (CDM)*, e *Joint Implementation (JI)*); sono quindi state delineate le regole per assicurare il rispetto degli impegni per la riduzione dei gas serra.

Il testo dell'accordo è il risultato di un compromesso necessario per trovare il consenso alla ratifica in almeno 55 paesi, parti della convenzione, le cui emissioni di gas serra ammontano ad almeno il 55 per cento delle emissioni dei paesi industrializzati, valore minimo per l'entrata in vigore del Protocollo.

L'auspicio delle parti è quello di riuscire a ottenere la ratifica prima del vertice mondiale dell'ambiente, che si terrà a Johannesburg nel settembre 2002. A questo proposito il Consiglio dei ministri dell'ambiente dell'Unione ha approvato, il 3 marzo 2002, una decisione di ratifica da parte dell'Unione europea, che impegna i singoli Stati membri ad approvare la ratifica all'accordo entro il giugno di quest'anno.

Una volta entrato in vigore il Protocollo di Kyoto, ovvero 90 giorni dopo la ratifica, l'Unione europea sarà impegnata a ridurre le proprie emissioni di gas serra, fra il 2008 e il 2012, dell'8 per cento rispetto alle emissioni registrate nel 1990. L'obiettivo europeo di riduzione è distribuito in modo differenziato tra gli Stati membri, in base al criterio della divisione degli oneri, a seguito di un accordo siglato nel giugno 1998 dal Consiglio dei ministri dell'ambiente.

TAV. 1.9 DISTRIBUZIONE TRA GLI STATI MEMBRI DELL'ONERE DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA DELL'UNIONE EUROPEA^(A)

STATI MEMBRI	ONERE DI RIDUZIONE IN PERCENTUALE RISPETTO ALLE EMISSIONI DEL 1990
AUSTRIA	-13
BELGIO	-7,5
DANIMARCA	-21
FINLANDIA	0
FRANCIA	0
GERMANIA	-21
GRECIA	+25
IRLANDA	+13
ITALIA	-6,5
LUSSEMBURGO	-28
OLANDA	-6
PORTOGALLO	+27
REGNO UNITO	-12,5
SPAGNA	+15
SVEZIA	+4
TOTALE EUROPA	-8

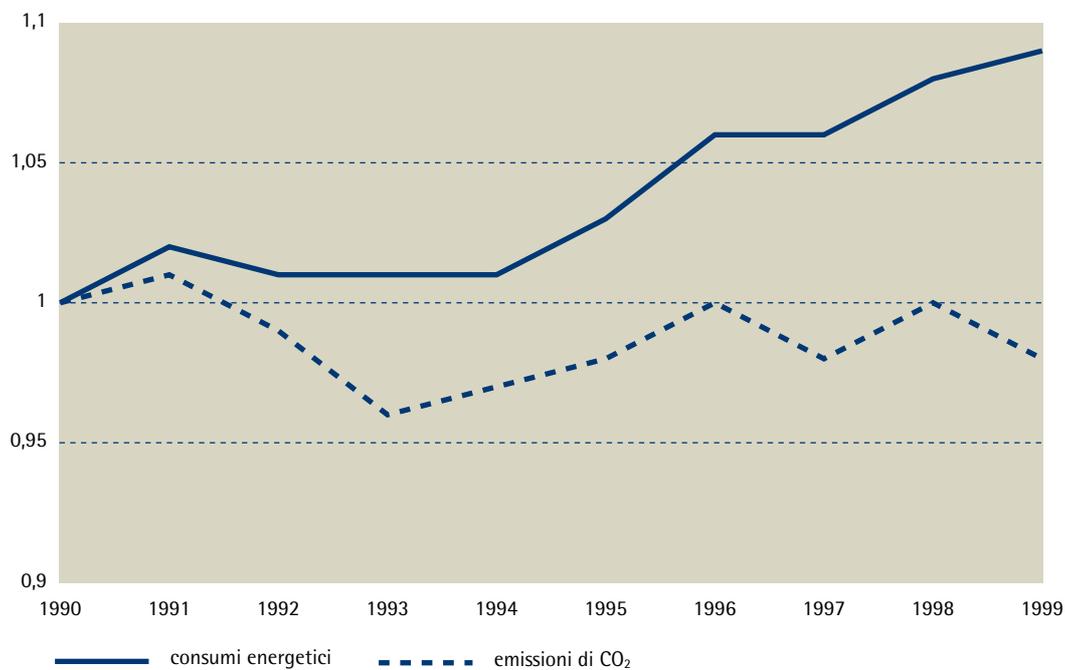
(A) L'Unione europea nel suo insieme deve ridurre le emissioni dell'8 per cento rispetto ai valori base del 1990; alcuni paesi devono limitare le proprie emissioni in valori percentuali, altri le possono mantenere costanti, altre ancora hanno la facoltà di incrementarle di una percentuale pari ai valori riportati nella tavola.

Nel periodo 1990-2000 le emissioni a livello europeo sono diminuite del 3,6 per cento, anche se si è verificato un aumento dello 0,3 per cento rispetto al 1999.

Tale riduzione è comunque il risultato di dinamiche molto differenziate all'interno degli Stati membri. In particolare, hanno diminuito le proprie emissioni in maniera incisiva sul totale europeo Germania e Regno Unito. Di segno opposto l'Italia, che nonostante il vincolo di riduzione del 6,5 per cento ha di fatto incrementato le proprie emissioni del 4,9 per cento rispetto l'anno base.

FIG. 1.3 **INDICE DEI CONSUMI ENERGETICI E DELLE EMISSIONI DI CO₂ NELL'EUROPA DEI 15**

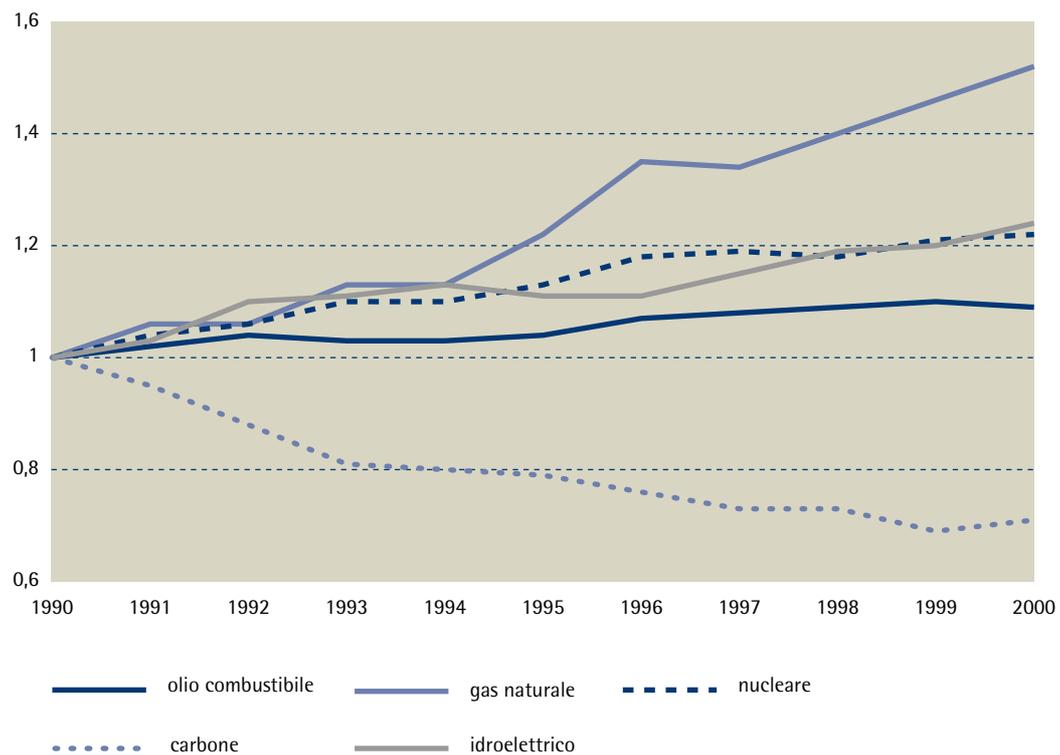
Anni 1990-1999



Fonte: European Environment Agency.

FIG. 1.4 **INDICE DEI CONSUMI ENERGETICI PER FONTE NELL'EUROPA DEI 15**

Anni 1990-1999



Fonte: Elaborazioni su dati Aie.

Con il programma europeo sui cambiamenti climatici (*European Climate Change Programme*) il cui rapporto integrale è stato pubblicato nel giugno 2001, l'Unione europea ha individuato le priorità e gli interventi necessari per rendere strutturale il *trend* di diminuzione dei gas serra in tutti gli Stati membri. Questi riguardano:

- la proposta di una Direttiva per la promozione della cogenerazione nel 2002;
- l'accelerazione del processo di modifica delle Direttive di liberalizzazione dei settori energetici 96/92/CE e 98/30/CE;
- il sostegno all'introduzione di tecnologie più efficaci dal punto di vista ambientale per i combustibili a elevato impatto ambientale (con particolare riferimento alle tecnologie di impiego del carbone);
- la promozione di accordi volontari delle imprese;
- l'accelerazione dell'implementazione della Direttiva per la promozione delle energie rinnovabili (vedi oltre);
- l'avvio di un'iniziativa che promuova la generazione di calore da fonti rinnovabili nel 2002;
- il sostegno alla ricerca per tecnologie che permettano il sequestro di CO₂;
- la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali attraverso la definizione di standard di efficienza, lo sviluppo di pratiche di *Demand Side Management* (DSM) e la cogenerazione.

In aggiunta a queste, largo spazio è dedicato alla promozione degli strumenti cosiddetti flessibili, ovvero quelli che permettano, data la dimensione globale del fenomeno di surriscaldamento del pianeta, di conseguire risparmi di emissioni in altri paesi tramite progetti di *Joint Implementation* o *Clean Development Mechanisms*, o tramite l'acquisto di crediti di emissione ricorrendo all'*Emission Trading* (ET).

Proprio su quest'ultimo meccanismo, l'Unione europea ha proposto nell'ottobre 2001 una Direttiva che permetta l'inaugurazione, al suo interno, di uno schema di *trading* di emissioni di CO₂. La Direttiva europea, se approvata, permetterà il riconoscimento di regole comuni per il meccanismo di *trading* all'interno dell'Unione europea; i progetti finalizzati alla riduzione delle emissioni potranno essere così identificati nell'ambito di una vasta area economica, la più grande mai sperimentata in campo ambientale, tale da permettere la diminuzione dei costi complessivi di adempimento all'obiettivo di riduzione da parte degli Stati membri dell'Unione europea.

La proposta di Direttiva europea sull'Emission Trading

La proposta di Direttiva europea (Proposta di Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce una disciplina per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nell'Unione e che modifica la Direttiva 96/61/CE del Consiglio/ COM/2001/0581 def. COD 2001/0245) prevede di istituire un mercato europeo di permessi e crediti di emissione: tra le società comprese nelle categorie della generazione termoelettrica (a eccezione della termovalorizzazione dei rifiuti), della raffinazione del petrolio e altri processi di estrazione e lavorazione dei prodotti energetici, della produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, del cemento, del vetro, della ceramica e della carta.*

Ai singoli impianti viene rilasciato un permesso per emettere CO₂ in proporzione ai crediti concessi. I crediti, quindi, vengono progressivamente ritirati in base agli obiettivi nazionali di abbattimento delle emissioni di gas serra. Le imprese soggette a obbligo dovranno pertanto, anno per anno, aggiornare il proprio quantitativo di emissione col numero di crediti residuo: diminuendo le emissioni o acquistando crediti da imprese che avranno ridotto le loro emissioni oltre i target stabiliti dalla normativa.

Nella Direttiva vengono individuati due periodi di cui il primo di "sperimentazione" – dal 2005 al 2008 – nel quale alle società comprese nei settori identificati vengono attribuiti dei crediti di emissione, su base gratuita. E un secondo periodo, a partire dal 2008, contestuale all'entrata in vigore del meccanismo di Emission Trading su scala globale, come riconosciuto dal Protocollo di Kyoto, dove l'attribuzione dei permessi avviene su base d'asta e il non soddisfacimento dei target da parte dei settori regolati implica l'incorrere in sanzioni.

Le categorie individuate dalla proposta di Direttiva ricoprono il 46 per cento delle emissioni di CO₂ europee; in Italia ci si attende una quota inferiore, attorno al 40 per cento. La generazione di energia termoelettrica, con il 26,5 per cento delle emissioni nazionali provenienti dai consumi energetici, è indubbiamente il settore sul quale si concentrerà la maggiore attenzione da parte del regolatore. In molti paesi europei l'attribuzione di crediti e permessi avverrà contestualmente al realizzarsi del processo di liberalizzazione dell'industria elettrica, introducendo un ulteriore elemento a garanzia di un uguale accesso al mercato da parte di tutti gli operatori.

La Direttiva europea sulla promozione delle energie rinnovabili

Nel settembre 2001 il Parlamento europeo ha approvato la Direttiva 2001/77/CE (Direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità). Essa individua per ciascun Stato membro l'obiettivo di generazione da fonte energetica rinnovabile per il 2010, prevedendo il raddoppio dell'impiego di tale energia contenuto nel Libro bianco *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili* (COM/97/0599).

Gli obiettivi individuati hanno carattere indicativo. La Commissione europea, tuttavia, facendo leva su un programma di monitoraggio delle politiche nazionali orientate agli obiettivi introdotti dalla Direttiva, si riserva la possibilità di tramutarli da indicativi a obbligatori, qualora si registrassero forti inadempienze da parte degli Stati membri.

TAV. 1.10 **PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI NEL 1997
E OBIETTIVI AL 2010 DELLA DIRETTIVA PER GLI STATI MEMBRI**

PAESI	PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI (TWh) 1997	QUOTA DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI AL 1997 SUI CONSUMI NAZIONALI DI ENERGIA ELETTRICA (%)	QUOTA DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI AL 2010 SUI CONSUMI NAZIONALI DI ENERGIA ELETTRICA (%)
BELGIO	0,86	1,1	6,0
DANIMARCA	3,21	8,7	29,0
GERMANIA	24,91	4,5	12,5
GRECIA	3,94	8,6	20,1
SPAGNA	37,15	19,9	29,4
FRANCIA	66,00	15,0	21,0
IRLANDA	0,84	3,6	13,2
ITALIA	46,46	16,0	25,0
LUSSEMBURGO	0,14	2,1	5,7
OLANDA	3,45	3,5	9,0
AUSTRIA	39,05	70,0	78,1
PORTOGALLO	14,30	38,5	39,0
FINLANDIA	19,03	24,7	31,5
SVEZIA	72,03	49,1	60,0
REGNO UNITO	7,04	1,7	10,0
TOTALE UNIONE EUROPEA	338,41	13,9	22,0

Fonte: Direttiva 2001/77/CE.

La Direttiva mira inoltre a promuovere sia un programma di certificazione unica dell'energia prodotta da fonti rinnovabili a livello europeo, sia un processo di armonizzazione delle politiche di incentivazione tra gli Stati membri, e a eliminare gli ostacoli amministrativi per lo sviluppo delle fonti energetiche alternative.

VERSO IL MERCATO UNICO DELL'ENERGIA: POLITICHE DI LIBERALIZZAZIONE E DI INTEGRAZIONE

Liberalizzazione e regolazione negli Stati membri

Anche nei paesi e nei settori più liberalizzati un certo grado di regolazione è indispensabile per assicurare l'evoluzione disciplinata del mercato. Tuttavia, il grado e la forma di regolazione variano notevolmente a seconda della natura dei beni e dei servizi scambiati nel mercato e degli obiettivi di politica economica, sociale e ambientale dei diversi paesi. La natura strategica dell'energia elettrica e del gas naturale, assieme alla complessità strutturale di questi sistemi a rete impone criteri di regolazione particolarmente esigenti.

Le Direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE per l'apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas hanno rappresentato un esemplare sforzo per introdurre un minimo grado di uniformità nella regolamentazione di questi settori a livello europeo. Tuttavia, nella fase di prima implementazione, obiettivi politici, economici e sociali di carattere nazionale hanno spesso prevalso su quelli di introduzione della concorrenza con il risultato di generare nei diversi paesi apprezzabili differenze negli assetti regolatori che rischiano di rallentare la creazione del mercato unico e creare importanti asimmetrie nei processi di liberalizzazione nazionali.

Al fine sia di valutare lo stato effettivo della liberalizzazione dei settori energetici, al termine del periodo previsto per il recepimento delle Direttive negli ordinamenti nazionali (febbraio 1999 per l'energia elettrica e agosto 2000 per il gas), sia di poter meglio individuare le azioni a seguire per promuovere ulteriormente l'integrazione dei mercati, il Consiglio europeo di Stoccolma del marzo 2001 chiedeva alla Commissione un rapporto dettagliato sullo stato della regolazione e della concorrenza nei paesi membri, anticipando in questo quanto previsto originariamente dalle Direttive stesse.

Il rapporto della Commissione europea

Il rapporto della Commissione *First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market* (del dicembre 2001, aggiornato poi a marzo 2002 in vista del Consiglio europeo di Barcellona), pur registrando come in molti paesi siano state adottate misure di liberalizzazione che vanno spesso oltre i requisiti minimi posti dalle Direttive, evidenzia apprezzabili differenze, asimmetrie e disomogeneità nei sistemi di regolazione dei diver-

si Stati membri all'indomani della liberalizzazione. Le disparità nel grado di apertura effettiva dei mercati e nelle regole che governano la transizione verso assetti concorrenziali, rilevate nel rapporto, determinano differenze significative nella libertà di scelta dei consumatori idonei dei diversi paesi, e distorcono le posizioni competitive delle imprese energetiche stesse.

Le principali differenze nei regimi di regolazione, che hanno un impatto maggiore sulla distorsione della concorrenza nel mercato dell'Unione, rilevate dal rapporto della Commissione, sono in sintesi:

- tariffe di trasmissione elettrica particolarmente alte a livello aggregato per la Germania, l'Austria, il Portogallo, e seppur in misura minore per la Spagna; esse richiedono una maggiore motivazione o un aggiustamento dei costi;
- tariffe di trasmissione del gas che non riflettono la struttura dei costi per Austria, Germania, Francia, Olanda e Belgio, e relativamente alte in Svezia e Italia;
- mercati all'ingrosso dell'elettricità dominati dai pochi generatori elettrici esistenti in quasi tutti i paesi, in particolare in Francia, Belgio, Portogallo, Irlanda e Grecia, dove non sono previsti piani di disinvestimento da parte degli operatori dominanti;
- regimi di separazione delle attività insufficienti, in molti paesi, a garantire regimi di accesso realmente trasparenti e non discriminatori, nonché evitare eventuali sussidi incrociati;
- opportunità molto limitate alle transazioni internazionali di energia elettrica e gas, dovute alle rigidità insite nei sistemi di tariffazione, allo scarso coordinamento fra Gestori di rete e trasparenza nelle informazioni sulle capacità disponibili in fase di soluzione solo per il mercato elettrico (vedi paragrafi successivi).

Limiti al processo di liberalizzazione e asimmetrie nell'implementazione delle Direttive si riflettono inevitabilmente sullo stato effettivo della contendibilità dei mercati energetici, come illustrano le marcate differenze, per paesi, degli indicatori del grado di libertà di scelta dei grandi consumatori (Tav. 1.11).

TAV. 1.11 STIMA DEL NUMERO DI CLIENTI IDONEI DI MAGGIORI DIMENSIONI CHE HANNO CAMBIATO FORNITORE

Valori percentuali

PAESI	GAS NATURALE	ENERGIA ELETTRICA
AUSTRIA	<5	5-10
BELGIO	<5	5-10
DANIMARCA	0	N.D.
FINLANDIA	N.D.	30
FRANCIA	10-20	5-10
GERMANIA	<5	10-20
GRECIA	N.D.	0
IRLANDA	20-30	30
ITALIA	10-20	10-20
LUSSEMBURGO	0	N.D.
OLANDA	>30	10-20
PORTOGALLO	N.D.	<5
SPAGNA	5-10	<5
SVEZIA	<5	100
REGNO UNITO	90	80

Fonte: Commissione europea (Commission Staff Working Paper), First benchmarking report on the implementation electricity and gas market, 2002.

Alla luce di quanto evidenziato nella preparazione del rapporto del 2001, la Commissione ha proposto un'accelerazione del processo di creazione del mercato interno dell'energia, decidendo nella riunione del 20 giugno 2001 di far ricorso, in caso di mancato accordo fra gli Stati membri sulle nuove proposte, a un'azione diretta appellandosi all'art. 86 del Trattato dell'Unione.

Riguardo ai termini di implementazione si rileva che non tutti gli Stati membri hanno rispettato le date di scadenza per il recepimento, nei rispettivi ordinamenti nazionali, delle due Direttive, nonostante i due anni di tempo concessi fra la data della loro adozione e quella di implementazione.

Sebbene la Direttiva elettrica prevedesse il recepimento entro il febbraio 1999 per tutti i paesi, con l'eccezione di Belgio e Irlanda ai quali veniva concesso un ulteriore anno di deroga, la Francia ha adottato la normativa nazionale solo nel febbraio 2000, e Belgio e Irlanda hanno fatto registrare altri ritardi nella desi-

gnazione dei rispettivi Gestori di rete. Per quanto riguarda il gas naturale, il Portogallo e il Lussemburgo hanno recepito la Direttiva all'inizio del 2001 a fronte della scadenza dell'agosto 2000; la Commissione ha inoltre avviato una procedura di infrazione nei confronti della Francia per mancato adempimento e della Germania per adempimento incompleto.

Le principali differenze del processo di recepimento delle Direttive europee negli ordinamenti nazionali riguardano i tempi previsti per l'apertura del mercato finale, la natura della regolazione degli accessi alla rete, il grado di concorrenza sul lato dell'offerta e gli obblighi di servizio pubblico.

Apertura del mercato finale

Quasi tutti gli Stati membri hanno optato per un programma di apertura più ambizioso di quanto concordato nelle Direttive. Tuttavia l'effettivo impatto dell'apertura dei mercati finali sul grado di liberalizzazione dipende soprattutto dalle caratteristiche strutturali dell'offerta e dalle condizioni di accesso alle reti.

Nel mercato elettrico alcuni paesi hanno già conseguito l'apertura totale: Finlandia, Regno Unito e Svezia entro il 1998; Germania nel 1999. Austria, Danimarca, Olanda e Spagna hanno ritenuto di completare l'apertura entro il 2003, Irlanda entro il 2005, Belgio e Lussemburgo entro il 2007. Nei rimanenti quattro paesi, Italia, Francia, Grecia e Portogallo, la normativa attualmente in vigore non stabilisce una data per il completamento della liberalizzazione del mercato finale. Il grado di apertura precisato dalla normativa attualmente in vigore è prossimo al 65 per cento in Italia, mentre in Francia, Grecia e Portogallo resta allineato ai valori minimi attorno al 30 per cento concordati nella Direttiva 96/92/CE.

Nel mercato del gas, Regno Unito, Germania e Austria hanno già raggiunto l'apertura completa, mentre Italia e Spagna sono in procinto di concluderla, nel 2003. Dei rimanenti paesi, Belgio, Irlanda, Lussemburgo, Olanda e Svezia hanno stabilito di completare l'apertura tra il 2004 e il 2007, mentre in Danimarca, Francia, Grecia e Portogallo la normativa vigente non prevede un aumento oltre l'apertura minima tra il 20 e il 30 per cento.

La forte accelerazione data all'apertura del mercato finale in quasi tutti i paesi è stata facilitata dalla scarsa influenza sugli assetti concorrenziali in settori ancora largamente dominati da imprese con precedente esclusiva sul mercato, quasi sempre caratterizzate da un notevole grado di integrazione verticale. Infatti, la più forte apertura non ha in genere incontrato resistenze da parte

delle imprese energetiche dominanti, se non in presenza di efficaci azioni di ristrutturazione dell'offerta e di regolamentazione del mercato.

In alcuni paesi, soprattutto in Francia, hanno invece giocato un forte ruolo limitante, dell'apertura del mercato finale, esigenze di carattere sociale, legate sia agli obblighi di servizio pubblico, sia al timore degli effetti negativi sull'occupazione delle imprese dominanti e sulla previdenza sociale.

Regimi di accesso alle reti

I due fattori principali che caratterizzano diversi sistemi di regolazione dell'accesso alle reti riguardano la separazione delle attività e le caratteristiche della regolazione¹. Le norme di separazione delle attività di rete assumono un ruolo centrale nel garantire a tutti gli utenti condizioni paritarie e trasparenti di accesso e, in particolare, l'assenza di discriminazioni a favore delle imprese collegate con il Gestore della rete. Le Direttive impongono solo l'indipendenza gestionale per la rete di trasmissione elettrica e la separazione contabile per la rete di trasporto del gas. Tuttavia, anche in questo caso, i paesi membri hanno recepito le disposizioni delle Direttive in modo assai differenziato, con inevitabili effetti per la concorrenza e la libertà di scelta effettiva dei consumatori idonei.

Nel settore elettrico, Francia, Germania e Grecia hanno scelto il livello minimo di separazione gestionale, otto paesi tra cui l'Italia hanno optato per la separazione legale e Finlandia, Regno Unito e Svezia hanno deciso per la separazione proprietaria. Nel settore del gas, la maggior parte degli Stati ha optato per il livello minimo della separazione contabile, un solo paese (Irlanda) per la separazione gestionale, Danimarca, Italia e Spagna per la separazione legale e il Regno Unito per la separazione proprietaria. In Germania, il processo di concentrazione e di integrazione verticale delle imprese ha ostacolato la trasposizione nella legislazione nazionale delle Direttive sulla separazione, soprattutto nel settore del gas, per il quale è stata avviata una procedura di infrazione.

Le distorsioni che nascono dalla diversità dei regimi giuridici di separazione tra le attività sono rafforzate da significative differenze nella forma di regolazione dell'accesso alle reti. La maggior parte dei paesi membri ha optato per ambedue i settori per l'accesso regolato; le uniche eccezioni riguardano l'Austria e l'Olanda, dove è in vigore l'accesso negoziato nel settore del gas, e la Germania, dove l'accesso negoziato vige anche nel settore elettrico. La forma di accesso alle reti del gas è ancora da definire in tre paesi: Grecia e Portogallo,

¹ Le differenze tecniche nei regimi di accesso e il tema degli scambi transfrontalieri di energia vengono affrontati in un paragrafo a se stante più oltre nel presente Capitolo.

per i quali la Direttiva 98/30/CE ha previsto un rinvio in quanto mercati emergenti, e Francia, per la quale è stata aperta una procedura di infrazione.

L'effettiva ripartizione delle responsabilità e dei poteri tra gli organi ministeriali e quelli di regolazione indipendenti varia inoltre notevolmente tra paesi. L'accesso regolato da un regolatore indipendente è la norma sia nel settore elettrico sia nel settore del gas in Belgio, Danimarca, Finlandia, Italia, Regno Unito e Svezia; così come nel settore elettrico in Austria, Irlanda, Olanda e Portogallo. In questi paesi il regolatore ha competenze in materia sia di condizioni di accesso alle reti sia di risoluzione delle controversie. In Spagna le condizioni di accesso vengono stabilite dal Ministero dell'economia sulla base delle proposte formulate dal regolatore, che ha invece la responsabilità per la risoluzione delle controversie. Situazioni analoghe valgono in Francia e Grecia, limitatamente al settore elettrico, e in Irlanda nel settore del gas.

Si evidenziano infine significative differenze nella natura delle condizioni di accesso anche fra Stati che hanno optato per l'accesso regolato. Nei tre paesi scandinavi la regolazione è del tipo *ex post*, ovvero il regolatore non fissa le condizioni e le tariffe ma ha solo il potere di intervenire su quelle notificate dalle imprese. Sebbene nella maggior parte dei casi la regolazione sia del tipo *ex ante*, vi sono situazioni miste in cui ci si limita alla definizione di criteri quantitativi, lasciando alle imprese la libertà di definire le precise condizioni di accesso che vengono successivamente sottoposte alla regolazione *ex post*.

Anche la forma di accesso negoziato non è uniforme nei tre Stati che lo applicano; per esempio, in Olanda il regolatore stabilisce le *Linee guida* cui devono attenersi le imprese nella formulazione delle condizioni di accesso. Inoltre, la risoluzione delle controversie è competenza del regolatore in Olanda, del Ministero dell'economia in Austria e dell'Autorità della concorrenza in Germania. La caratteristica distintiva dell'accesso negoziato è il numero elevato di ricorsi legali che esso genera, rispetto ad analoghe situazioni con accesso regolato. La situazione più critica sotto questo aspetto si riscontra in Germania, dove oltre all'accesso negoziato prevalgono condizioni di scarsa trasparenza legata agli incroci di proprietà delle imprese, all'integrazione verticale e alla forma minima di separazione tra le attività.

Concorrenza nell'offerta

La concentrazione dell'industria rimane elevata in quasi tutti gli Stati membri e, con poche eccezioni, non sono in atto interventi di regolazione tali da ridurre significativamente il potere di mercato delle imprese dominanti a livello nazionale.

TAV. 1.12 ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA 96/92/CE NEI PAESI MEMBRI:
ENERGIA ELETTRICA

	GRADO DI APERTURA (%)	ANNO DI APERTURA TOTALE	SEPARAZIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE	FORMA DI REGOLAZIONE PREVALENTE	DEFINIZIONE DELLE CONDIZIONI DI ACCESSO	RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE	INDICE DI CONCENTRAZIONE NELLA GENERAZIONE (A)
AUSTRIA	100	2003	Legale	Ex ante	Regolatore	Regolatore	2.028
BELGIO	35	2007	Legale	Ex ante	Regolatore	Regolatore	6.118
DANIMARCA	90	2003	Legale	Ex post	Regolatore	Regolatore	4.018
FINLANDIA	100	1997	Proprietaria	Ex post	Regolatore	Regolatore	2.472
FRANCIA	30	Non definito	Gestionale	Ex ante	Ministero	Regolatore	9.606
GERMANIA	100	1999	Gestionale	Ex post	Negoziato	Concorrenza	1.756
GRECIA	30	Non definito	Gestionale	Ex ante	Ministero	Regolatore	10.000
IRLANDA	30	2005	Legale	Ex ante	Regolatore	Regolatore	9.418
ITALIA	65	Non definito	Legale	Ex ante	Regolatore	Regolatore	5.560
LUSSEMBURGO	50	2007	-	Ex ante	Ministero	Ministero	8.158
OLANDA	33	2003	Legale	Ex ante	Regolatore	Regolatore	1.814
PORTOGALLO	30	Non definito	Legale	Ex ante	Regolatore	Regolatore	4.008
SPAGNA	45	2003	Legale	Ex ante	Ministero	Regolatore	2.466
SVEZIA	100	1998	Proprietaria	Ex post	Regolatore	Regolatore	2.538
REGNO UNITO	100	1998	Proprietaria	Ex ante	Regolatore	Regolatore	1.044

(A) L'indice di concentrazione utilizzato è quello di Herfindahl-Hirschman che è calcolato come somma dei quadrati delle percentuali delle quote di mercato delle singole imprese. Si considera generalmente concorrenziale un mercato con indice inferiore a 1.000; moderatamente concentrato un mercato con indice compreso tra 1.000 e 1.800; molto concentrato un mercato con indice superiore a 1.800.

Fonte: Commissione europea (Commission Staff Working Paper), First benchmarking report on the implementation electricity and gas market, 2002.

È invece evidente una forte dinamica di concentrazione delle imprese mediante fusioni e acquisizioni che, nella misura in cui si esprime a livello orizzontale tra Stati, dovrebbe diventare coerente con le maggiori dimensioni del mercato unico europeo.

In base all'indice di concentrazione², riportato nella Tav. 1.12 per l'anno 2000, nel settore della generazione elettrica solo il Regno Unito aveva raggiunto allora le caratteristiche di un mercato relativamente concorrenziale. Germania, Olanda e Austria evidenziano un grado di concentrazione moderato, mentre tutti i rimanenti paesi ne hanno uno molto o estremamente elevato. Per altri, tra cui Austria, Germania e Olanda, i dati riportati tendono a sottovalutare il reale grado di concentrazione; questo a causa della segmentazione regionale dell'offerta ereditata dalle precedenti aree di concessione regionale, che ancora si esprime in un livello di interconnessione interna insufficiente per permettere una effettiva concorrenza. Soprattutto in Germania, la progettazione delle reti di trasporto riflette un obiettivo primario di fornitura dei concessionari all'interno delle aree storiche di demarcazione territoriale, mentre le interconnessioni tra le reti servivano prevalentemente per la sicurezza e la gestione degli imprevisti.

2 L'indice di concentrazione utilizzato è quello di Herfindahl-Hirschman che è calcolato come somma dei quadrati delle percentuali delle quote di mercato delle singole imprese. Si considera generalmente concorrenziale un mercato con indice inferiore a 1.000; moderatamente concentrato un mercato con indice compreso tra 1.000 e 1.800; molto concentrato un mercato con indice superiore a 1.800.

TAV. 1.13 ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA 98/30/CE NEI PAESI MEMBRI: GAS

	GRADO DI APERTURA NEL 2000 (%)	ANNO DI APERTURA TOTALE	SEPARAZIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE	FORMA DI REGOLAZIONE PREVALENTE	DEFINIZIONE DELLE CONDIZIONI DI ACCESSO	RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE	INDICE DI CONCENTRAZIONE NELLA GENERAZIONE (A)
AUSTRIA	49	2001	Contabile	Ex post	Negoziare	Regolatore	7.598
BELGIO	59	2005	Legale	Ex ante	Regolatore	Regolatore	10.000
DANIMARCA	30	Non definito	Legale	Ex post	Regolatore	Regolatore	2.841
FINLANDIA	90	2003	Proprietaria	Ex post	Regolatore	Regolatore	10.000
FRANCIA	20	Non definito	Contabile	Ex ante	Non definito	Non definito	5.932
GERMANIA	100	2000	Contabile	Ex post	Negoziare	Concorrenza	2.405
GRECIA	Non definito	Non definito	Non definito	Ex ante	Non definito	Non definito	10.000
IRLANDA	75	2005	Gestionale	Ex ante	Ministero	Ministero	5.883
ITALIA	65	2003	Legale/ Proprietaria	Ex ante	Regolatore	Regolatore	4.916
LUSSEMBURGO	51	2007	Contabile	Ex ante	Ministero	Ministero	10.000
OLANDA	45	2004	Contabile	Ibrido	Negoziare	Regolatore	2.634
PORTOGALLO	Non definito	Non definito	Non definito	Ex ante	Non definito	Non definito	10.000
SPAGNA	72	2003	Legale	Ex ante	Ministero	Ministero	9.761
SVEZIA	47	2006	Contabile	Ex post	Regolatore	Regolatore	10.000
REGNO UNITO	100	1998	Proprietaria	Ex ante	Regolatore	Regolatore	894

(A) L'indice di concentrazione utilizzato è quello di Herfindahl-Hirschman che è calcolato come somma dei quadrati delle percentuali delle quote di mercato delle singole imprese. Si considera generalmente concorrenziale un mercato con indice inferiore a 1.000; moderatamente concentrato un mercato con indice compreso tra 1.000 e 1.800; molto concentrato un mercato con indice superiore a 1.800. Fonte: Commissione europea (Commission Staff Working Paper), First benchmarking report on the implementation electricity and gas market, 2002.

Fonte: Commissione europea (Commission Staff Working Paper), First benchmarking report on the implementation electricity and gas market, 2002.

La concentrazione dell'industria appare quasi ovunque molto più forte nel settore del gas (Tav. 1.13), per il quale l'indice riportato è calcolato per la fornitura primaria (produzione e importazione). A parte il Regno Unito, dove l'industria può classificarsi come concorrenziale, tutti gli Stati membri avevano nel 2000 una struttura dell'offerta molto concentrata, con sei paesi in cui era presente un unico fornitore. Il grado di concentrazione era inferiore nel settore del gas rispetto a quello elettrico solo in cinque paesi, tra i quali Regno Unito, Italia e Francia. Particolarmente in Germania, ma anche in Olanda, la segmentazione geografica dei mercati è determinata oltre che dall'eredità delle storiche demarcazioni territoriali, anche dalla presenza di gas di diverso potere calorifico, il cui trasporto va effettuato in gasdotti reciprocamente incompatibili.

L'elevato potere di mercato di poche imprese dominanti, assieme alla scarsa liquidità dei mercati all'ingrosso e di bilanciamento, espone i nuovi entranti a oneri eccessivi che non riflettono i costi reali.

Alcuni paesi sono intervenuti sulla struttura del mercato con misure di regolazione, atte a ridurre il potere dei soggetti dominanti; queste vanno dalla frantumazione e riorganizzazione radicale dell'industria (Regno Unito), dall'imposizione sia di obblighi di cessione di capacità di generazione (Italia), sia di titoli di produzione e importazione di gas (Regno Unito e Spagna), all'applicazione di tetti sulle quote di mercato (Italia e Spagna), alla vendita obbligata di capacità di generazione mediante asta (Francia e Irlanda). Tuttavia, in altri paesi (soprattutto Francia, Germania e Svezia) è prevalsa una politica diametralmente opposta di promozione e crescita delle imprese, specie al di fuori dei confini nazionali, mediante acquisizioni e fusioni.

Obblighi di servizio pubblico Il servizio universale è garantito in tutti gli Stati membri attraverso l'imposizione della fornitura a chiunque ne faccia richiesta. In molti Stati queste misure sono rafforzate dall'esistenza di un fornitore di ultima istanza nel caso di fallimento o altra forma di indisponibilità. In tutti i paesi i pagamenti a fronte di questi servizi sono regolamentati in modo da assicurare un tetto ai prezzi pagati, soprattutto nel settore domestico. Nei paesi con più elevato grado di concentrazione dell'offerta, esistono o sono state introdotte forme di protezione del consumatore attraverso la regolazione delle tariffe per usi finali applicate ai clienti vincolati o, comunque, ai prezzi massimi stabiliti dall'impresa dominante. In alcuni paesi, tra cui anzitutto la Germania, sono invece in atto meccanismi di sorveglianza *ex post* che fanno capo alle Autorità della concorrenza a livello nazionale e locale.

In molti Stati membri viene regolata la qualità del servizio attraverso l'imposizione di livelli minimi di qualità e di sanzioni nel caso di infrazioni. Gli obiettivi di qualità riguardano sia la continuità e stabilità della fornitura, sia le caratteristiche commerciali del servizio reso all'utente finale in quanto, ove non opportunamente regolata, l'introduzione della pressione concorrenziale può determinare una diminuzione del livello di investimenti a scapito della qualità del servizio.

Le modifiche delle Direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE

Il progetto di un mercato unico dell'energia con piena apertura a tutti i consumatori, già enunciato dagli Stati membri dell'Unione europea al Consiglio di Lisbona del marzo 2000, è stato reiterato nelle conclusioni del Consiglio europeo di Stoccolma del marzo 2001. In tale occasione la Commissione europea, preso atto delle distorsioni e asimmetrie che il processo di implementazione delle due Direttive stava comportando a valle della prima fase di implementazione, ha presentato al Consiglio e al Parlamento europeo una proposta sia di direttiva per accelerare e uniformare il completamento del mercato interno dell'energia, sia di regolamento sulle condizioni di accesso alle reti elettriche per gli scambi transfrontalieri.

I principali contenuti delle proposte riguardavano:

- l'accelerazione dell'apertura del mercato finale a tutti i clienti industriali dal 2003 nel settore elettrico e dal 2004 nel settore del gas, nonché l'apertura a tutti i clienti finali dal 2005;
- il rafforzamento dell'indipendenza dei Gestori delle reti attraverso la separazione, almeno legale, dalle altre attività;
- l'adozione di regole comuni per l'accesso regolato alle reti;
- l'istituzione di una Autorità di regolazione indipendente dagli interessi industriali.

Le due proposte hanno incontrato l'opposizione di alcuni paesi fra cui la Francia e la Germania, la prima contraria all'apertura del mercato finale per mancanza di garanzie relative al servizio pubblico, la seconda contraria alla regolazione del settore e a vincoli eccessivi sulla struttura dell'industria.

La Commissione europea ha ricevuto dal Consiglio di Stoccolma un invito a trovare soluzioni più compatibili con le esigenze degli Stati membri per accelerare la creazione del mercato unico, anche alla luce di una ricognizione attenta sullo stato dell'implementazione delle due Direttive riportata al paragrafo precedente. La Commissione ha pertanto elaborato una proposta di Direttiva, più flessibile ma non molto dissimile dalla precedente (rinviando per il momento la proposta di regolamento degli accessi), che è stata presentata al Consiglio e al Parlamento europeo il 13 marzo 2002, in vista del vertice di Barcellona.

Il Consiglio di Barcellona nelle sue conclusioni ha concordato su:

- libertà di scelta del fornitore per tutti i consumatori diversi da quelli domestici a partire dal 2004, sia per l'energia elettrica sia per il gas;
- separazione della trasmissione e della distribuzione da produzione e fornitura;
- accesso non discriminatorio alle reti in base a tariffe trasparenti e pubbliche;
- istituzione in ciascun Stato membro di una funzione di regolamentazione, nell'ambito del quadro normativo appropriato, al fine di assicurare il controllo effettivo delle condizioni di definizione delle tariffe.

Per quanto riguarda l'apertura del mercato degli utenti domestici si è rinviata una decisione al Consiglio europeo della primavera del 2003 che tenga conto di ulteriori misure relative alla definizione degli obblighi di servizio pubblico, della sicurezza degli approvvigionamenti, della tutela delle aree periferiche e dei gruppi più vulnerabili della popolazione.

Oltre a una nuova Direttiva rivolta alla liberalizzazione dei mercati interni nazionali, al Consiglio di Barcellona sono state individuate misure volte ad accelerare l'unificazione del mercato unico europeo in particolare nel settore elettrico:

- un accordo sulle tariffe transfrontaliere e sulla gestione delle congestioni, basato su principi di non discriminazione, trasparenza e semplicità da raggiungersi nel corso del 2002;
- un livello di interconnessione delle reti elettriche pari ad almeno il 10 per cento della capacità di generazione installata, da realizzare entro il 2005. Per favorire il clima degli investimenti infrastrutturali si è inoltre decisa una revisione degli orientamenti e delle norme finanziarie di accompagnamento relative alle reti transeuropee dell'energia.

Un'analoga volontà di accelerare l'istituzione del mercato europeo dell'energia è stata espressa dal Parlamento europeo, che il 13 marzo 2002 ha approvato la relazione e gli emendamenti proposti dalla Commissione industria, commercio estero, ricerca ed energia con un voto di larga maggioranza.

Una nuova proposta di Direttiva, che terrà conto delle conclusioni del Consiglio di Barcellona e degli emendamenti votati dal Parlamento europeo, verrà presentata dalla Commissione al Consiglio dei ministri dell'industria e dell'energia, che si riunirà nel prossimo giugno 2002 per discutere il raggiungimento di una "posizione comune". Una volta ottenuta l'approvazione da parte del Parlamento, entro l'autunno 2002, essa sarà riproposta per l'approvazione finale al Consiglio dei ministri dell'industria e dell'energia, nel dicembre 2002.

LA REGOLAZIONE DEL MERCATO EUROPEO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

IL *Council of European Energy Regulators*

Il *Council of European Energy Regulators* (CEER) è stato istituito nel marzo 2000, su iniziativa di alcuni organi di regolazione fra cui l'Autorità, con l'intento di creare un meccanismo di cooperazione e scambio di informazioni tra i regolatori europei del settore energetico, nonché di elaborazione di posizioni comuni per l'attuazione delle direttive per un mercato unico dell'energia. Oggi al CEER aderiscono gli organismi di regolazione di quasi tutti i paesi europei: Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Olanda, Norvegia, Portogallo, Spagna, Svezia, Gran Bretagna e Irlanda del Nord

Anche attraverso il CEER gli organismi di regolazione nazionale mantengono rapporti di collaborazione e consultazione nei confronti della Commissione europea e partecipano attivamente ai Forum della regolazione per l'elettricità di Firenze e per il gas di Madrid. Al fine di coordinare in modo più efficace la propria presenza presso le istituzioni dell'Unione europea, nel corso del 2002, anche in vista della creazione del Comitato consultivo dei regolatori che la Commissione intende istituire, il CEER si doterà di un ufficio tecnico a Bruxelles. Il CEER mantiene inoltre relazioni di collaborazione strette con altre istituzioni europee e internazionali come il Parlamento europeo, l'Agenzia internazionale per l'energia (AIE), le associazioni delle Autorità di regolazione del Nord America e dell'America Latina (NARUC, *National Association of Regulatory Utility Commissioners*, CAMPUT, *Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals* e ARIAE, *Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía*) e dei paesi dell'Europa orientale (ERRA, *Energy Regulators Regional Association*).

Nel corso dell'anno il CEER ha avviato rapporti di collaborazione e raccordo tecnico con la regolazione del mercato energetico tedesco (*Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie e Bundeskartellamt*).

Numerose sono state le manifestazioni di interesse nei confronti del CEER espresse dai paesi candidati a entrare nell'Unione europea. In occasione della diciassettesima riunione del CEER, tenutasi a Budapest il 23 aprile 2002, è stata decisa la creazione di un gruppo di lavoro congiunto con i regolatori

dell'Est europeo per affrontare i problemi posti dall'allargamento dei mercati. Fra le iniziative allo studio, il CEER sta progettando in collaborazione con la DG TREN un corso di formazione per i regolatori del settore elettrico dei paesi candidati all'adesione, da avviare nell'autunno del 2002.

Fra l'aprile 2001 e l'aprile 2002 si sono tenute otto riunioni del CEER, organizzate a turno dai diversi regolatori europei nei rispettivi paesi. Fra i risultati delle numerose attività svolte dal CEER nell'anno considerato va in primo luogo ricordato l'accordo raggiunto nell'Unione europea sulla tariffazione transfrontaliera dei flussi di energia elettrica. Il CEER ha svolto un ruolo importante sia nell'avvio e nel monitoraggio del meccanismo temporaneo per il 2002, sia nella definizione di una metodologia per un meccanismo permanente a partire dal 2003 in collaborazione con l'ETSO (*European Transmission System Operators*), l'Eurelectric (l'associazione europea dei produttori di energia elettrica) e la Commissione europea. In occasione del Forum europeo sulla regolazione dell'energia elettrica, tenutosi a Firenze nel febbraio 2002, il CEER ha presentato un documento congiunto, *A CEER Agenda for Cross Border Tarification*, che definisce la visione dei regolatori europei sul tema della tariffazione transfrontaliera, nodo centrale per lo sviluppo di un mercato unico dell'energia di dimensione realmente europea. Su un tema complementare, quello della gestione delle congestioni sulle reti transnazionali tramite meccanismi di mercato, il CEER ha raggiunto in corso d'anno una posizione comune, che è stata presentata al Forum di Firenze.

Nel giugno 2001 sono stati illustrati, nel corso di un convegno organizzato a Milano dall'Autorità, i risultati della prima indagine comparata, realizzata dal CEER, sullo stato della qualità del servizio elettrico e sulle strategie di regolazione avviate.

Nel settore del gas naturale, i regolatori europei hanno lavorato in contatto con il *Joint Working Group* istituito dal Forum europeo della regolazione del gas naturale di Madrid (vedi oltre). Temi di attenzione del CEER sono stati quelli dell'armonizzazione delle diverse strutture tariffarie e della trasparenza sui dati di capacità alle interconnessioni; su essi il CEER ha presentato al Forum di Madrid del febbraio 2002 due documenti di posizione congiunta.

A seguito della comunicazione della Commissione europea al Parlamento e al Consiglio del dicembre 2001, sul tema delle infrastrutture nell'ambito della *Energy Infrastructure Initiative* (vedi oltre), che individua uno specifico ruolo dei regolatori europei nella definizione dei fabbisogni infrastrutturali strategi-

ci, il CEER in collaborazione con la DG TREN ha preparato un documento comune che indica soluzioni per i principali problemi da affrontare per favorire un miglior clima di regolazione per gli investimenti infrastrutturali e la sicurezza degli approvvigionamenti

Gli uffici dei regolatori hanno partecipato alle attività dei gruppi di lavoro congiunti, istituiti, sotto l'egida del CEER, su temi di particolare interesse strategico; oltre ai gruppi di lavoro già attivi nell'anno trascorso, ne sono stati creati altri sui temi della sicurezza delle forniture dei paesi candidati all'adesione, dell'armonizzazione delle strutture tariffarie e dei confronti internazionali dei prezzi.

Il 6 e 7 dicembre 2001, l'Autorità ha organizzato a Roma, in occasione del 13° incontro del CEER, la terza tavola rotonda tra il CEER e il NARUC sui temi emergenti nei settori liberalizzati dell'energia elettrica e del gas. Nell'incontro i membri delle due associazioni si sono confrontati sulle rispettive esperienze. La sessione finale del 7 dicembre, dedicata alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico è stata organizzata in forma di seminario e aperta, per la prima volta, a un pubblico di addetti ai lavori, ai rappresentanti delle istituzioni e alla stampa.

Fra il 4 e il 15 marzo 2002 si è svolto il primo corso di formazione per regolatori del settore energetico organizzato dal CEER a cui hanno partecipato 13 organismi di regolazione europei. Gli obiettivi del corso erano quelli di fornire competenze specialistiche di natura tecnica, economica e legale, necessarie per la progettazione e l'implementazione di sistemi efficaci di regolazione dei settori energetici.

I Forum europei della regolazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas

I Forum europei della regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas sono stati istituiti su iniziativa della Commissione europea (rispettivamente nel 1998 nel 1999) a valle dell'approvazione delle Direttive europee di liberalizzazione dei mercati energetici; il loro scopo è favorire sia il dialogo fra i principali soggetti chiamati alla realizzazione di un effettivo mercato interno dell'energia, sia l'accordo sulle principali barriere alla concorrenza di natura trans nazionale. Alle riunioni dei Forum, che hanno luogo con cadenza semestrale a Firenze per l'energia elettrica e a Madrid per il gas, partecipano oltre alla Commissione e gli organismi di regolazione europei, i rappresentanti degli Stati membri, degli operatori di rete, degli industriali e di tutti gli altri soggetti coinvolti nei processi di liberalizzazione.

Nel periodo compreso tra aprile 2001 e aprile 2002, l'Autorità ha partecipato alle riunioni del 7° e 8° Forum europeo della regolazione dell'energia elettrica, svoltesi a Firenze rispettivamente il 7 e l'8 maggio 2001 e il 21 e 22 febbraio 2002; ha inoltre preso parte agli incontri del 4° e 5° Forum europeo per la regolazione del gas tenutosi a Madrid il 2 e il 3 luglio 2001 e il 7 e l'8 febbraio 2002.

Forum di Firenze

Il CEER, l'ETSO, la Commissione europea, gli Stati membri e gli altri soggetti interessati hanno approfondito la discussione e l'analisi dei principali nodi strategici relativi a:

- il completamento del mercato interno dell'energia elettrica in direzione concorrenziale (tariffazione transfrontaliera, meccanismi di allocazione delle capacità sulle interconnessioni e gestione delle congestioni, proposte di Direttive di completamento del mercato interno, integrazione nei meccanismi dei paesi candidati all'adesione all'Unione);
- la sicurezza delle forniture;
- gli investimenti infrastrutturali, tema che ha assunto particolare rilievo nelle politiche dell'Unione europea all'indomani dell'esperienza californiana.

Relativamente al primo punto, sono stati ottenuti importanti risultati, in particolare sulla tariffazione transfrontaliera e i relativi meccanismi di compensazione fra Gestori delle reti: nel febbraio 2002, a Firenze, si è giunti a un accordo per l'entrata in vigore, a partire dall'1 marzo 2002, del meccanismo transitorio di tariffazione transfrontaliera in vista dell'avvio, a partire dal gennaio 2003, di un meccanismo definitivo. Di quest'ultimo, nella stessa riunione, si

sono discussi e concordati i principi ispiratori; così come si è decisa la creazione di una Commissione mista (Commissione europea, ETSO, CEER e Presidenza dell'Unione europea) per il monitoraggio del meccanismo provvisorio e programmata la stesura congiunta, entro il settembre 2002, di un documento strategico che illustri sia i criteri di base del meccanismo definitivo sia i relativi algoritmi e modelli di calcolo. A complemento del meccanismo di compensazioni transfrontaliero, si è concordato sulla necessità di definire criteri comuni per la struttura delle tariffe di trasporto e di presentare proposte entro il settembre del 2002, con l'obiettivo di integrarle a corollario del meccanismo definitivo a partire dal gennaio 2003.

Il monitoraggio dei meccanismi di allocazione delle capacità di interconnessione in vigore, avviato a seguito delle *Linee guida* concordate al 6° Forum, ha evidenziato i limiti nell'applicazione di sistemi di gestione delle congestioni basati su meccanismi di mercato; il Forum ha di conseguenza invitato il CEER e l'ETSO ad approfondire i lavori in vista di una integrazione delle *Linee guida* sopra citate.

Le proposte di Direttive della Commissione europea per l'accelerazione del processo di liberalizzazione hanno ricevuto ampio sostegno dal Forum, che ha anche caldeggiato l'integrazione, nel mercato unico europeo, dei mercati energetici dei paesi dell'Est europeo candidati all'adesione all'Unione, che sono stati invitati a partecipare agli incontri del Forum sin dal febbraio 2002.

Sui temi della sicurezza delle forniture, il Forum, viste anche le indicazioni contenute nel Libro verde sulla sicurezza delle forniture di energia presentato dalla Commissione europea, ha invitato l'UCPTE (Unione per il coordinamento della generazione e trasmissione di energia elettrica), Nordel (associazione degli operatori del sistema di trasmissione dei paesi nordici) e altre associazioni di proprietari di reti a presentare standard comuni di sicurezza e affidabilità delle reti obbligatori per utenti e Gestori; ciò, in stretta collaborazione con la Commissione, il CEER e l'ETSO, in vista del prossimo incontro nel settembre 2002. Grande rilievo è stato dato, inoltre, alla comunicazione della Commissione UE sulle infrastrutture energetiche; il Forum ha sottolineato l'importanza di assicurare, attraverso un uso efficiente delle infrastrutture esistenti, un quadro di regolazione stabile e certo, che favorisca gli investimenti infrastrutturali; su questo tema ha rinviato il dibattito ai prossimi incontri.

Forum di Madrid

Nel corso delle riunioni del 4° e 5° Forum di Madrid, il CEER, l'associazione dei Gestori europei delle reti del gas (GTE), la Commissione, gli Stati membri, le

altre associazioni e soggetti interessati hanno approfondito la discussione e l'analisi dei principali nodi strategici relativi a:

- il completamento del mercato interno dell'energia in direzione concorrenziale (armonizzazione delle strutture tariffarie, criteri di trasparenza sulle capacità disponibili alla frontiera e gestione delle congestioni, barriere tecniche);
- gli investimenti infrastrutturali;
- l'interoperabilità tecnica delle reti;
- le strategie di approvvigionamento a lungo termine.

Il *Joint Working Group* (costituito da rappresentanti della Commissione, del CEER, degli Stati membri in collegamento con l'industria e del GTE) ha preparato lo *Strategy Paper* che delinea una visione di lungo termine per la creazione di un mercato unico integrato del gas in Europa. Va segnalata l'adozione da parte del Forum delle *Linee guida* per l'accesso di terzi alle reti del gas dell'Unione europea, concordate con gli operatori delle reti, passo fondamentale per lo sviluppo della concorrenza fra operatori. Il Forum ha inoltre adottato principi comuni per i corrispettivi e le tariffe di uso delle reti di trasmissione, in vista di un maggiore coordinamento e di una armonizzazione delle strutture tariffarie nazionali.

Su invito del Forum, il GTE ha deciso di aumentare il grado di trasparenza del mercato, pubblicando i dati sulle capacità disponibili almeno a tutti i punti di interconnessione transfrontaliera delle rete europea del gas. Il Forum ha concordato sulla necessità di spingere oltre l'adozione di regole non discriminatorie sulla gestione delle congestioni e l'allocazione delle capacità in caso di scarsità.

La creazione di una nuova associazione EASEE Gas (*European Association for Streamlining of Energy Exchange Gas*) con l'obiettivo di armonizzare gli ostacoli tecnici all'interoperabilità delle reti europee, definendo standard tecnici comuni, è stata accolta con favore dal Forum.

In tema di contratti a lungo termine e sicurezza delle forniture, il Forum ha promosso la definizione, dove necessario e possibile sotto il profilo legale, di una programmazione delle stesse compatibile con la promozione della concorrenza. L'OGP (*International Association of Oil & Gas Producers*) ha inoltre realizzato, su invito del Forum, uno studio sul potenziale produttivo di gas europeo e delle forniture extra europee nel quadro di un mercato unico concorrenziale.

L'accesso alle reti europee

L'integrazione dei mercati nazionali è condizionata dalle differenze fra i diversi Stati membri nella struttura e nel livello delle tariffe applicate, nei regimi di bilanciamento e stoccaggio di diverso peso per il settore elettrico e quello del gas.

Energia elettrica

Mediate su tutte le forniture, ed escludendo gli eventuali oneri di regolazione (presenti nelle tariffe di trasmissione in Danimarca, Germania, Italia, Olanda e Spagna), le tariffe per l'utilizzo delle reti risultano in genere abbastanza variabili da paese a paese, dove, in alcuni casi, costituiscono una voce molto rilevante del costo finale dell'energia. Risaltano in modo eccezionale la Germania e l'Austria con tariffe in media e bassa tensione oltre il 50 per cento superiori ai valori tipici degli altri paesi. Più in generale, la variabilità evidenziata è solo parzialmente attribuibile alle diverse condizioni locali. Non è infatti sempre evidente che le tariffe applicate riflettano i costi reali. In particolare, non si possono escludere rendite da monopolio e pratiche discriminatorie applicate a favore di generatori collegati con i Gestori delle reti, soprattutto in quei paesi dove è più debole o inesistente il controllo del regolatore.

Le strutture delle tariffe di trasmissione elettrica nei diversi paesi sono caratterizzate da una forte variabilità della ripartizione dei corrispettivi tra generatori e carichi di rete (cosiddette componenti G e L). In genere, tuttavia, la componente G rappresenta una percentuale inferiore della tariffa complessiva: è nulla in sei paesi, varia tra 10 e 20 per cento in altri sei Stati ed è superiore al 25 per cento solo in Grecia, Regno Unito e Svezia. È invece significativamente diversa l'incidenza del contributo complessivo (componenti G e L) per l'impegno di capacità, variando da valori prossimi a zero in Danimarca e Finlandia a valori superiori al 60 per cento della tariffa totale in Belgio, Germania, Portogallo e Regno Unito. Nella maggior parte dei paesi vengono applicate tariffe francobollo. Le tariffe di trasmissione includono segnali localizzativi per incentivare l'installazione di nuova capacità solo in Grecia, Irlanda, Italia, Svezia e Regno Unito. Le tariffe di distribuzione sono quasi ovunque di tipo francobollo e non distinguono tra componenti di generazione e carico.

Il passaggio da imprese verticalmente integrate che gestivano internamente il bilanciamento dei flussi di energia a un mercato aperto in cui più operatori concorrono a soddisfare la domanda, utilizzando la medesima rete, ha richiesto la definizione di nuove regole; queste, valorizzando gli sbilanciamenti in eccesso o in difetto rispetto alle previsioni, devono garantire il bilanciamento coor-

dinato tra le offerte e la domanda di energia in ogni istante. Gli Stati membri hanno affrontato la problematica in modo differenziato, soprattutto con riferimento al ruolo del Gestore della rete, al periodo di bilanciamento e alle modalità di determinazione dei prezzi da applicare.

Solo in pochi paesi, il mercato dei bilanciamenti viene gestito attraverso una entità indipendente dal Gestore della rete: Danimarca e Svezia nel mercato Nordel, Spagna e Regno Unito. Negli altri paesi membri, il Gestore della rete ha un ruolo preponderante, seppure con diversa prevalenza e autonomia. In Belgio, Francia, Germania e Portogallo, i Gestori delle reti fissano autonomamente le tariffe per gli scarti in eccesso o in difetto in funzione dell'ora del giorno e del grado di sbilanciamento. Negli altri paesi i prezzi vengono determinati attraverso aste per le offerte di capacità in aumento o in diminuzione, alle quali possono partecipare oltre ai generatori, in alcuni casi, anche i clienti finali.

Lo sviluppo di sistemi di gestione del bilanciamento elettrico in mercati aperti deve ritenersi ancora in fase sperimentale, oltre che suscettibile di notevoli miglioramenti, anche in funzione delle esperienze acquisite in altre parti del mondo. Nei paesi membri con un ruolo preminente del Gestore della rete, le società di trasmissione sono in genere collegate con quelle di generazione dominanti; in questi casi, in mancanza di qualche forma di regolazione, i prezzi applicati risultano spesso asimmetrici, molto più elevati per gli acquisti in deficit che per le vendite. In alcuni paesi i nuovi entranti vengono scoraggiati anche dalla brevità del periodo di bilanciamento; in Belgio, Germania e Olanda tale periodo è di appena 15 minuti e i generatori sono spesso costretti a ricorrere a contratti bilaterali, con l'impresa dominante, a condizioni sfavorevoli. Tuttavia, quasi ovunque negli Stati membri, anche dove vige una netta separazione del Gestore della rete, il mercato dei bilanciamenti è dominato da pochi generatori, che riescono a determinare prezzi a loro favore.

Gas naturale

La struttura delle tariffe di trasporto rappresenta in molti Stati membri uno dei principali ostacoli alla concorrenza. Diversamente dalla trasmissione elettrica, il trasporto del gas si sostanzia in effettivi spostamenti fisici del prodotto; pertanto nella determinazione delle tariffe è più importante, che non nel settore elettrico, la componente di capacità impegnata. Questa pesa, infatti, per oltre il 65 per cento, sulla struttura delle tariffe in tutti i paesi, variando attorno a un valore medio molto elevato di circa l'80 per cento, mentre nel settore elettrico oscilla attorno a un valore medio di appena il 40 per cento della tariffa complessiva.

Tariffe del tipo francobollo, indipendenti dalla distanza, sono la regola nei paesi più piccoli (Danimarca, Lussemburgo e Irlanda) o dove le reti hanno una estensione relativamente limitata (Svezia e Spagna nel caso dei grandi clienti). Tuttavia, in altri paesi piccoli, specificamente Belgio e Olanda (peraltro in presenza di reti molto magliate), è stata prescelta una tariffa “punto a punto” in cui la distanza di trasporto gioca un ruolo essenziale.

La posizione dei diversi Stati membri, riguardo all'accesso agli stoccaggi, è molto diversa, anche in virtù del fatto che la Direttiva 98/30/CE ha prescritto per tale attività solamente un obbligo di separazione contabile delle altre attività della filiera. Nella maggior parte dei paesi non è giuridicamente riconosciuto un diritto specifico di accesso agli stoccaggi che appartengono, di norma, alle imprese integrate di trasporto. Queste ultime includono, in genere, gli oneri per i servizi di stoccaggio nelle tariffe di trasporto. Varie forme di accesso sono espressamente previste nella normativa solo in Danimarca, Italia, Regno Unito e Spagna.

Nel settore del gas, la stabilità delle molecole permette di effettuare il bilanciamento tra energia prodotta e/o importata ed energia prelevata dall'utente finale in tempi differiti, mediante la temporanea immissione in stoccaggi. La forma di accesso agli stoccaggi è importante in relazione alle esigenze di bilanciamento delle immissioni e dei prelievi di gas dalla rete ad alta pressione. È solo in Italia e nel Regno Unito che sono previsti mercati di bilanciamento analoghi a quelli del settore elettrico. In Danimarca, Francia, Germania, Irlanda e Olanda, i Gestori delle reti applicano tariffe di bilanciamento calibrate sui prezzi all'ingrosso. I nuovi entranti sono particolarmente esposti a elevati oneri di sbilanciamento, in funzione della più limitata quota di mercato e della conseguente maggiore volatilità dei prelievi. Un ulteriore ostacolo alla concorrenza deriva dalla brevità del periodo di bilanciamento imposto dalle società di trasporto in molti paesi. La situazione è particolarmente critica in Danimarca, Belgio, Germania e Olanda dove è richiesto il bilanciamento orario.

Ancora un ostacolo alla concorrenza nel settore del gas naturale deriva sia dalla durata annuale dei contratti di trasporto, a fronte di esigenze stagionali molto variabili, sia dallo scarso grado di separazione tra attività di trasporto e di vendita. I nuovi entranti possono essere ostacolati sia attraverso discriminazioni tariffarie, sia mediante pratiche di limitazione della capacità in entrata e in uscita, in modo da orientare la concorrenza ad aree marginali o ad aree ridotte nelle quali l'impresa dominante può comunque competere sfruttando le rendite da monopolio provenienti dal resto del territorio.

Gli scambi transfrontalieri di energia

Nei settori dell'energia elettrica e del gas gli ostacoli alla creazione del mercato unico rinviano all'armonizzazione delle metodologie di determinazione delle tariffe applicate nel commercio transfrontaliero, alle modalità di allocazione della capacità, alla gestione delle congestioni e alla trasparenza delle informazioni sulle capacità disponibili. I problemi derivanti dai limiti esistenti nella capacità di interconnessione vengono esaminati più oltre, in relazione ai programmi comunitari volti allo sviluppo delle infrastrutture.

Nella riunione del marzo 2002 del Consiglio europeo a Barcellona sono stati notati significativi progressi sia nella determinazione delle tariffe transfrontaliere sia nelle metodologie di allocazione della capacità dovuti in buona misura al citato lavoro di coordinamento svolto in questi anni dai Forum di Firenze e Madrid nonché dal CEER.

Sempre nella riunione di Barcellona si è sottolineata la persistenza di problemi in relazione a:

- le modalità di determinazione delle tariffe nei diversi paesi, in particolare l'insufficiente legame con i costi reali e con i segnali provenienti dal mercato all'ingrosso e dalle borse dell'energia;
- le procedure non uniformi di allocazione della capacità tra i diversi Stati membri;
- la trasparenza delle informazioni.

Energia elettrica

Questi problemi sono stati in parte superati, almeno in via sperimentale, con l'accordo del 22 febbraio 2002 tra la maggior parte dei Gestori delle reti, sotto lo stimolo del Forum di Firenze. Tale accordo transitorio, operativo dall'1 marzo al 31 dicembre 2002, prevede la soppressione di tutti i pedaggi per l'import e per il transito e ne fissa solo uno per l'export, pari a 1 euro/MWh. Inoltre, stabilisce che il nuovo meccanismo di tariffazione in vigore dall'1 gennaio 2003 dovrà essere basato su più precise analisi dei flussi di rete, oltre che rispondere a criteri di attinenza al costo, equità di compensazione tra i Gestori delle reti e semplicità di applicazione.

Al Forum di Firenze si è anche convenuto sull'inopportunità di riflettere il costo delle congestioni nelle tariffe transfrontaliere, stabilendo di trattarle in mercati separati, ai quali di fatto appartengono. Considerato l'obiettivo ultimo

di liberalizzazione del settore e della creazione di un mercato unico dell'energia, si ritiene opportuno risolvere le congestioni con metodi di mercato, il più possibile armonizzati attraverso tutti gli interconnettori.

Attualmente, vengono applicate molteplici procedure di allocazione della capacità di trasporto disponibile, a seconda della frontiera e degli accordi tra Gestori, alcune delle quali tipicamente non di mercato: tra queste si segnalano la prenotazione in base a contratti di lungo termine, l'allocazione in ordine di arrivo delle richieste o *pro rata* in proporzione alle richieste, oppure mediante ridispacciamento coordinato tra i Gestori delle reti dai due lati del confine. I metodi di mercato attualmente in uso possono ricondursi a tre principali tipologie:

- aste esplicite, eseguite per distinti periodi di fornitura;
- aste implicite, determinate dalle offerte sul mercato *spot* nel paese di importazione;
- ripartizione in modo da minimizzare la differenza dei prezzi *spot* tra le aree interconnesse.

Per il futuro si prospettano anche aste coordinate su più frontiere.

Gas naturale

Nel settore del gas, non sono stati registrati analoghi progressi verso l'integrazione dei mercati nazionali, ma il ritardo appare in parte attribuibile al minor tempo trascorso dall'adozione della Direttiva. In particolare, per quanto riguarda il trasporto di gas sugli interconnettori tra paesi membri, nel citato rapporto la Commissione rileva:

- la mancanza di un sistema armonizzato di determinazione delle tariffe;
- la scarsa trasparenza in relazione alla disponibilità di capacità per il trasporto;
- l'inesistenza di regole per il disimpegno di capacità non utilizzata nei contratti di lungo termine.

Diversamente dal caso dell'energia elettrica, è in genere possibile riconoscere l'effettivo percorso del gas tra due frontiere almeno per distanze di trasporto non troppo lunghe. Tuttavia, considerata la molteplicità dei punti di immissione del gas a livello europeo, risulta difficile stabilire un percorso "contrattuale" che corrisponda quello effettivo. Attualmente le tariffe di trasporto applicate sono cumulative attraverso l'insieme delle reti presumibilmente coinvolte e pertanto scarsamente correlate con i costi reali.

Il principale problema nel settore del gas riguarda però la mancanza di trasparenza sulla disponibilità di capacità. La maggior parte della capacità di trasporto transfrontaliero è riservata per il gas sulla base di contratti di lungo termine, indipendentemente dal suo utilizzo effettivo. In genere il subentro di un nuovo entrante in sostituzione di una precedente fornitura dovrebbe liberare capacità di trasporto in uno o più tratti di rete. Il GTE, su sollecitazione del Forum di Madrid (vedi sopra), ha deciso di aumentare il grado di trasparenza del mercato pubblicando, come primo passo, i dati sulle capacità disponibili almeno a tutti i punti di interconnessione delle rete europea del gas.

Ulteriori problemi riguardano sia i diversi sistemi di bilanciamento in atto nei paesi membri, che complicano il commercio internazionale e andranno prima o poi uniformati, sia le clausole di destinazione che accompagnano i contratti di importazione tradizionali dalla Russia e dall'Algeria (in precedenza anche dalla Norvegia), impedenti il libero commercio del metano.

RAPPORTI DEL MERCATO ENERGETICO EUROPEO CON I PAESI DELL'EUROPA CENTRALE E ORIENTALE E DEL BACINO MEDITERRANEO

Il processo di allargamento dell'Unione europea

L'ingresso di nuovi paesi dell'Europa centrale e orientale nell'Unione europea può ampliare il mercato economico di riferimento.

Nella riunione del Consiglio europeo di Copenhagen del 1993 è stato stabilito che i paesi dell'Europa centrale e orientale che intendevano proporsi come candidati per il loro ingresso nell'Unione europea potevano diventare membri non appena in grado di assumere gli obblighi connessi con l'adempimento delle condizioni economiche e politiche richieste; definiva, inoltre, quali criteri per l'adesione: la stabilità delle istituzioni democratiche, la presenza di una economia di mercato funzionante, la capacità di assumere le obbligazioni dell'Unione politica, economica e monetaria e l'adattamento delle strutture amministrative per la trasposizione e attuazione della legislazione europea in quella nazionale.

Nel 1994 il Consiglio europeo di Essen definiva la procedura di preadesione che, facendo leva su diversi strumenti e programmi per l'assistenza tecnica e finanziaria, prepara i negoziati attraverso un esame analitico dell'*acquis* comunitario, ovvero dell'insieme di leggi e normative (organizzate in 31 capitoli uno

per ognuno dei principali settori) sviluppate nel corso degli ultimi 4 decenni, che definiscono l'unità giuridica dell'Unione europea. La procedura, comprensiva della verifica dei risultati raggiunti e di revisioni delle strategie di avvicinamento, effettuate sulla base di relazioni periodiche presentate al Consiglio europeo, è stata formalizzata nel 1997 dalla Commissione europea con l'Agenda 2000.

Sulla base dei risultati raggiunti in questa fase, nel 1998 sono stati avviati i negoziati per l'adesione di cinque paesi dell'Europa centrale e orientale (Estonia, Repubblica Ceca, Polonia, Slovenia e Ungheria) e di altri cinque nel 2000 (Bulgaria, Lettonia, Lituania, Romania e Slovacchia).

Il Consiglio europeo di Nizza del 2000 ha definito il percorso di adesione e invitato alle conferenze sull'allargamento europeo anche i paesi dei Balcani, Turchia, Malta e Cipro. Il Consiglio europeo di Göteborg del 2001 ha ritenuto che il citato percorso possa permettere, a quei paesi che sono pronti per l'integrazione, la conclusione dei negoziati³ entro la fine del 2002, e l'entrata nell'Unione europea entro il 2004. L'esame dei 31 capitoli dell'*acquis* comunitario, che sta al centro della fase di negoziato finale, è iniziato nel 1998, e a fine 2001 il processo di adeguamento era già abbastanza avanzato; per il primo gruppo di cinque paesi erano stati completati da 16 a 22 capitoli e per il secondo da 6 a 18.

3 I negoziati finali si svolgono attorno all'adozione nella legislazione nazionale e alle modalità di applicazione del citato *acquis* comunitario (insieme di leggi e normative comunitarie adottate negli ultimi 4 decenni) costituito da 31 capitoli, uno per ciascuno dei principali settori. Un capitolo si considera completato quando il paese candidato dimostra di aver recepito la normativa europea nella legislazione nazionale e di poter assicurare la sua applicazione effettiva mediante appropriate strutture amministrative e giuridiche. Dopo il completamento dei 31 capitoli si procede alla redazione di un Trattato di adesione che viene poi approvato dal Consiglio e dal Parlamento europeo e ratificato dal paese candidato e da ciascuno degli Stati membri.

L'*acquis* comunitario del settore dell'energia

L'esame dell'*acquis* comunitario nel settore dell'energia è iniziato alla fine del 1999 e non è ancora concluso per nessuno dei paesi candidati. L'assimilazione dell'*acquis* in questo settore è abbastanza impegnativa e riguarda oltre 260 atti legislativi secondari tra direttive, regolamenti, decisioni generali e raccomandazioni. L'incorporazione dell'*acquis* comunitario può considerarsi completo o a buon punto solo per la questione della sicurezza nucleare, che riguarda soprattutto Bulgaria, Lituania e Slovacchia.

L'integrazione dei paesi dell'Europa centrale e orientale nel settore dell'energia può fornire un valido contributo alla creazione del mercato unico europeo. Molti dei paesi candidati sono luoghi di transito di gas proveniente dalla Russia e in futuro dal Caucaso e dal Medio Oriente (attraverso la Turchia e i Balcani). La presenza di molteplici vie di trasporto di gas di diversa origine che convergono sull'area centro europea e l'esistenza in tali zone di importanti capacità di stoccaggio fanno di questi paesi potenziali centri di mercato, che si aggiungono ad altri in via di consolidamento in Nord Europa. Nel settore elettrico vanno evidenziate le significative eccedenze di capacità elettrica, in parte conseguenti alla drastica ristrutturazione del settore produttivo attuata nel corso degli anni Novanta. Le importazioni di energia sono facilitate dal sincronismo, iniziato a partire dal 1997, delle reti elettriche del sistema CENTREL (Associazione degli operatori del sistema di trasmissione di Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Ungheria) con quelle del sistema UCTE (che include anche Slovenia). L'inserimento delle reti bulgara e rumena in un futuro non troppo lontano potrà migliorare ulteriormente l'ottimizzazione del sistema elettrico europeo.

L'integrazione dei paesi dell'Est europeo nel mercato unico dell'Unione deve però tenere conto delle significative differenze strutturali (Tav. 1.14) che caratterizzano il settore energetico, quali:

- un elevato contenuto energetico primario del PIL che, seppure in diminuzione rispetto ai livelli degli anni Ottanta, risulta ancora quasi 4 volte maggiore del valore medio dell'Unione europea (676 contro 189 tep/euro nel 2000);
- un grado di autosufficienza energetica notevolmente superiore (63 per cento contro il 51 per cento dell'Unione europea) che deriva essenzialmente dall'incidenza della produzione di carbone e lignite (nel 2000 le fonti solide contribuivano per il 67 per cento alla produzione primaria totale, contro appena il 14 per cento nell'Unione europea);
- un'elevata dipendenza dalle importazioni di petrolio e gas naturale (78 per cento contro 63 per cento dell'Unione europea) e un basso grado di diver-

sificazione degli approvvigionamenti che provengono ancora in buona parte dalla Russia e dai paesi dell'ex Unione Sovietica;

- una struttura dei fabbisogni interni sbilanciata verso carbone e lignite (43 per cento contro 15 per cento dell'Unione europea), utilizzati soprattutto nella generazione elettrica, ma tuttora importanti anche negli usi finali (20 per cento del totale, rispetto a meno del 4 per cento nell'Unione europea);
- una generazione elettrica sbilanciata sul termoelettrico tradizionale (carbone e lignite contribuiscono per il 59 per cento alla generazione lorda, contro il 25 per cento dell'Unione europea) con rendimenti mediamente più bassi di quelli dell'Unione (30 per cento contro il 41 per cento), caratterizzata inoltre da una scarsa disponibilità di generazione idroelettrica e nucleare nonché da un basso impiego del gas (7 per cento contro il 19 per cento nell'Unione).

TAV. 1.14 **CONFRONTO TRA LE ECONOMIE ENERGETICHE DELL'UNIONE EUROPEA E DEI PAESI CANDIDATI DELL'EUROPA CENTRALE E ORIENTALE**

	PAESI CEEC		UNIONE EUROPEA	
	1985	2000	1985	2000
Pil (miliardi euro a prezzi 2000)	342	393	5988	8484
Pil/abitante (migliaia di euro)	3,2	3,8	16,4	22,5
Consumo energia primaria (Mtep)	347	266	1241	1607
Consumi elettrici (TWh)	419	409	1824	2482
Consumi/abitante				
Energia primaria (tep)	3,3	2,5	3,4	4,3
Elettricità (MWh)	4,0	3,9	5,0	6,6
Intensità energetica del Pil				
Energia primaria (tep/euro)	1016	676	207	189
Elettricità (kWh/mille euro)	1227	1039	305	293
Produzione di energia primaria (Mtep)	264,7	189,0	735,2	731,0
Carbone e lignite	185,7	128,1	239,4	102,6
Petrolio	13,7	9,5	150,9	160,0
Gas naturale	41,9	16,9	131,9	190,9
Energia nucleare	11,7	20,3	147,4	210,6
Idroelettrico e rinnovabili	11,7	14,1	65,7	66,9
Autosufficienza in fonti fossili (%)	74,7	66,7	50,9	39,1
Carbone e lignite	105,7	112,7	75,7	46,4
Petrolio	17,1	14,4	29,5	27,3
Gas naturale	62,5	32,5	66,6	54,3
Generazione elettrica lorda (TWh)	411,0	410,3	1932,9	2575,8
Carbone	251,0	242,3	737,6	638,9
Petrolio	40,8	18,6	174,8	175,8
Gas naturale	46,9	27,9	130,5	480,1
Nucleare	44,9	79,3	574,9	863,7
Idroelettrica e rinnovabili	27,3	42,2	315,1	417,3
Consumi finali (Mtep)	239,9	160,1	822,1	954,4
Carbone e derivati	78,1	28,0	101,4	40,5
Prodotti petroliferi	48,7	41,7	373,6	438,9
Gas naturale e altri gas	44,1	33,5	161,4	228,1
Elettricità	27,0	24,2	136,3	184,9
Calore	33,3	22,3	16,0	21,3
Rinnovabili e altre fonti	8,7	10,4	33,3	40,7

Nel corso degli anni Novanta, tutti i paesi hanno avviato ambiziosi programmi di riorganizzazione del settore energetico. Negli ultimi anni, nella prospettiva di una prossima adesione all'Unione europea, molti hanno intrapreso in anticipo il recepimento delle Direttive europee, con interventi di separazione tra le diverse fasi della produzione, del trasporto, della distribuzione e della vendita, spesso più avanzate che nella maggior parte dei paesi membri; hanno inoltre istituito organismi di regolazione settoriale (Tav. 1.15).

TAV. 1.15 CARATTERISTICHE DEGLI ORGANI DI REGOLAZIONE NEI PAESI DELL'EUROPA CENTRALE E ORIENTALE

PAESE	REGOLATORE	CARICHE	ANNO	FINANZIAMENTO	COMPETENZE	SETTORI REGOLATI
ALBANIA	Electricity Regulatory Authority	1 presidente e 5 commissari, in carica 4 anni rinnovabili	1995	Fees sulle licenze delle imprese regolate	Tariffe, prezzi, licenze, monitoraggio delle attività	Elettricità
ARMENIA	Energy Regulatory Commission	1 presidente e 5 commissari, in carica 5 anni	1997	Budget Governativo	Tariffe, licenze	Elettricità e Gas
BULGARIA	State Energy Regulatory Commission	1 presidente e 6 commissari, in carica 5 anni	2000	Budget Governativo	Protezione dei consumatori e qualità del servizio, permessi, licenze, tariffe, sanzioni	Elettricità e Gas
REPUBBLICA CECA	Energy Regulatory Office	1 presidente in carica 5 anni	2001	Budget Governativo	Prezzi, licenze, qualità del servizio, protezione dei consumatori, risoluzione di controversie	Elettricità e Gas
ESTONIA	Energy Market Inspectorate	Organizzazione parte del Ministero dell'economia	1998	Budget Governativo	Licenze, qualità del servizio e protezione dei consumatori, promozione della competizione, monitoraggio del mercato	Elettricità e Gas
LETTONIA	Public Utilities Commission	1 presidente e 5 commissari, in carica 5 anni	2001	Finanziamento con contributi delle imprese regolate	Promuovere la competizione, protezione dei consumatori, promozione degli investimenti, licenze, tariffe, qualità del servizio, prezzi, risoluzione di controversie	Elettricità, Gas, Acqua, Telecomuniazioni, Ferrovie, Poste
LITUANIA	The National Control Commission for Prices and Energy in Lithuania	1 presidente, 1 vice presidente, 5 commissari, in carica 5 anni	1997	Budget Governativo	Prezzi, tariffe, qualità del servizio, monitoraggio del mercato	Elettricità, Gas, Acqua, Trasporti
POLONIA	The Energy Regulatory Authority	1 presidente, in carica 5 anni	1997	Budget Governativo (fondi provenienti da contributi sulle licenze delle imprese regolate)	Licenze, tariffe, prezzi, qualità del servizio, risoluzione di controversie, sanzioni, monitoraggio del mercato	Elettricità e Gas
ROMANIA	Romanian Electricity and Heat Regulatory Authority	1 presidente, a tempo indeterminato	2000	Finanziamento con contributi delle imprese regolate	Protezione dei consumatori, licenze, prezzi, tariffe, monitoraggio del settore e del mercato	Elettricità
SLOVACCHIA	Regulatory Office for Network Industries	1 presidente, 1 vice presidente, 4 commissari, in carica 6 anni	2001	Budget Governativo	Prezzi, licenze, monitoraggio delle attività	Elettricità, Gas, Acqua, Telecomuniazioni, Trasporti
UNGHERIA	Hungarian Energy Office	1 presidente e 2 vice presidenti, 3 direttori, in carica a tempo indeterminato fino a nuova nomina	1994	Finanziamento con contributi determinati dal Ministero delle Finanze e dell'Economia	Licenze, a prezzi, protezione dei consumatori, monitoraggio delle attività delle imprese regolate	Elettricità e Gas

Fonte: ERRA, 2002.

Al fine di attrarre capitali privati, quasi tutti i paesi dell'Europa centrale e orientale hanno avviato o stanno avviando vasti programmi di privatizzazione delle imprese. Questi si scontrano, tuttavia, con problemi di natura sia politica, connessi con il timore della perdita di controllo nazionale su un settore strategico, sia sociale che possono accompagnare l'apertura del mercato in termini di aggiustamento dei prezzi ai costi e di perdita di posti di lavoro nel settore energetico.

Permangono in quasi tutti i paesi, inoltre, numerosi problemi di regolamentazione che ostacolano la liberalizzazione dei mercati, quali: relazioni contrattuali verticali di lungo periodo tra generatori, rete di trasmissione e fornitori sul mercato finale; massimali sulle importazioni di energia elettrica dei clienti idonei a favore della generazione interna; limiti alle autorizzazioni per l'importazione elettrica che vanno a detrimento della produzione nazionale; imposizione dell'accesso alle reti di trasporto e distribuzione solo per l'energia prodotta all'interno dei confini nazionali; compensazione per le differenze in difetto tra prezzo di mercato e precedente prezzo contrattuale; mancata distinzione in alcuni paesi tra mercato all'ingrosso e mercato al dettaglio; sussidio incrociato della distribuzione con i proventi della trasmissione.

TAV. 1.16 CARATTERISTICHE DELLA LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO NEI PAESI DELL'EUROPA CENTRALE E ORIENTALE

	GESTORE DEL MERCATO	GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE	CLIENTI IDONEI ^(A) %	N. OPERATORI RESPONSABILI DEL 75% DELLA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ	ACCESSO DI TERZI ALLE RETI REGOLATO
ALBANIA	NO	NO	0	1	in discussione
ARMENIA	SI	SI	N.D.	3	2001 ^(B)
BULGARIA	NO	SI	10	10	2002 ^(C)
REPUBBLICA CECA	SI	SI	33	2	2002
ESTONIA	NO	SI	20	1	1998
LETTONIA	SI	SI	11	1	2000
LITUANIA	SI	SI	22	1	2002 ^(C)
POLONIA	NO	SI	47	8	1998
ROMANIA	SI	SI	33	3	1999
SLOVACCHIA	NO	SI	30	1	2002
UNGHERIA	NO	SI	33 ^(D)	4	2003

(A) È prevista l'apertura totale del mercato in Lettonia (2006), in Lituania (prima del 2010), in Polonia (2005), in Slovacchia (2004).

(B) Il dato riguarda solo la trasmissione.

(C) Previsione.

(D) Il dato dell'Ungheria si riferisce alle previsioni per il 2003.

Fonte: ERRA, 2002

L'area mediterranea

La crescita degli scambi commerciali di gas e di energia elettrica tra i paesi dell'area mediterranea non sarebbe stata possibile senza il concorso di sistemi di trasporto internazionale e regionale, sia di collegamento tra i paesi che si affacciano sulla costa meridionale e orientale del Mediterraneo, sia tra questi e quelli della riva settentrionale.

Nel settore elettrico, tre paesi del Maghreb (Algeria, Marocco e Tunisia) erano interconnessi all'inizio degli anni Novanta. Più recentemente, altri quattro paesi (Egitto, Giordania, Libia e Siria) hanno costituito un insieme interconnesso, mentre sono in corso di ultimazione le interconnessioni tra Libia e Tunisia, e tra Siria e Turchia. Al loro completamento si avrà un collegamento lungo oltre 8.000 km tra Gibilterra e il Bosforo, la maggior parte del quale a 225 kV. Nel lato occidentale del Mediterraneo esiste, dal 1997, un collegamento tra il Marocco e la Spagna. Inoltre, l'interconnessione Grecia-Italia nel 2001 ha aperto la Grecia alle reti europee. Il completamento dell'anello elettrico mediante collegamento in parallelo della Turchia è stato invece rallentato dallo stato di distruzione e degrado delle interconnessioni nei paesi balcanici, a seguito dei conflitti dell'ultimo decennio. Attualmente, l'unico paese dell'area mediterranea a rimanere completamente isolato è Israele. L'interconnessione ad anello permette risparmi di energia dell'ordine del 5 per cento e oltre rispetto alla generazione in sistemi isolati. Tuttavia, è anche vero che l'operazione sincrona tra sistemi elettrici molto magliati, caratteristici dei paesi del Mediterraneo del Nord, e sistemi generalmente filiformi dei paesi della sponda Sud può comportare instabilità e perdite in particolari condizioni.

Nel settore del gas, diversamente dal settore elettrico, i flussi di energia tra le sponde Nord e Sud del Mediterraneo sono e rimarranno a senso unico. Nel 2000 Algeria e Libia (in parte minima) hanno coperto il 35 per cento dei fabbisogni di gas naturale della sponda Nord e il 43 per cento dei fabbisogni di importazione dell'Unione europea. Le importazioni nei paesi dell'Unione europea di grandi quantitativi di gas naturale dal Nord Africa sono divenute possibili grazie all'esistenza di importanti infrastrutture di trasporto, specificamente: quattro terminali di liquefazione in Algeria e due in Libia, per una capacità nominale complessiva di circa 35 miliardi di mc/anno; tre gasdotti sottomarini per l'esportazione del gas algerino in Italia attraverso la Tunisia (Transmed I e II), e in Spagna e Portogallo attraverso il Marocco (Maghreb-Europe), per una capacità di 35 miliardi di mc/anno, estensibile a 50 miliardi. Il gas naturale è

un'importante componente dei consumi di Algeria, Egitto, Libia, Siria e Tunisia, ma è praticamente assente dal bilancio energetico degli altri paesi della sponda Sud. Inoltre, il commercio di gas naturale tra questi paesi ha fino a oggi giocato un ruolo circoscritto alle esportazioni dall'Algeria alla Tunisia e dalla Siria alla Giordania.

Il forte sviluppo dei fabbisogni di energia elettrica e di gas previsto nel decennio in corso richiede un consistente ampliamento delle infrastrutture di trasporto. Nel settore elettrico, i progetti di interconnessione e rafforzamento dell'anello Mediterraneo più importanti a medio termine riguardano: i collegamenti a 400 kV tra Algeria e Marocco, tra Algeria e Tunisia e tra Libia e Tunisia; i collegamenti in corrente continua tra Algeria e Spagna e tra Italia e Tunisia; il collegamento tra Algeria e Italia (Sardegna); il collegamento tra Grecia e Turchia; il completamento dell'anello nell'area balcanica. Numerosi progetti sono previsti anche nel settore del gas, specificamente: gasdotti per l'esportazione di gas libico in Italia e di gas algerino in Spagna (Medgas); gasdotti per l'esportazione di gas algerino in Italia e Francia (Corsica) attraverso la Sardegna; gasdotti per il trasporto di gas egiziano in Turchia; terminali di liquefazione in Egitto per l'esportazione ai paesi della sponda Nord e alla Turchia; gasdotti minori tra Egitto e Giordania, tra Siria e Libano; terminali di rigassificazione in Italia, Spagna e Turchia. Sono in avanzata fase di valutazione due progetti di generazione elettrica e trasmissione, rispettivamente verso l'Italia e la Spagna, di gas algerino che includono, oltre alle linee di trasmissione, anche impianti di generazione elettrica localizzati nella sponda Sud.

Il problemi di finanziamento Uno dei principali problemi aperti riguarda il finanziamento delle infrastrutture di produzione e trasporto. Obbligati, dalla rapida crescita della popolazione, a concentrare le risorse su settori prioritari come l'educazione e la sanità, gli Stati della sponda Sud dispongono di sempre meno mezzi per il finanziamento delle infrastrutture, tra cui quelle critiche nel settore dell'energia. Se è sempre più evidente la tendenza ad affidare gli investimenti al capitale privato, è altrettanto chiaro che i flussi di investimenti internazionali si dirigono verso gli utilizzi a minor rischio, caratterizzati dall'esistenza di un quadro istituzionale e giuridico stabile e prevedibile. Sotto questo aspetto, è significativo che l'incidenza, già storicamente bassa, degli investimenti diretti dei paesi dell'Unione europea nei paesi della sponda Sud del Mediterraneo (inferiori al 4 per cento degli investimenti totali) è diminuita a valori prossimi a zero nel corso dell'ultimo decennio.

I paesi che desiderano intensificare le relazioni con l'Unione europea non possono ignorare le riforme attuate nei mercati elettrici e del gas dei paesi membri. Diversi tra i paesi esportatori, in modo particolare l'Algeria, si sono già da tempo mossi per adattare la loro legislazione nel settore dell'energia con riforme liberalizzanti, in buona parte ispirate ai modelli europei. Tuttavia, la forte impronta concorrenziale nella nuova regolamentazione del settore elettrico e del gas introduce elementi di novità che hanno implicazioni critiche per i paesi prevalenti esportatori di materie prime. Il problema riguarda in primo luogo il settore del gas dove la liberalizzazione si manifesta in termini di una ridotta importanza dei contratti di lungo termine, con l'attenuazione o soppressione delle formule di *take or pay* e dell'indicizzazione al prezzo del petrolio; oltre che con un ricorso più frequente ai mercati *spot* e a quotazioni a termine. Un analogo problema esiste nel settore elettrico, soprattutto quando la maggior parte della generazione è destinata all'esportazione in Europa.

La cooperazione energetica nell'area mediterranea

L'area mediterranea ha una importanza strategica per l'Unione europea per motivi di ordine economico, politico e sociale. Riconoscendo la rilevanza critica dei rapporti tra i paesi dell'area, nel novembre del 1995 i 15 paesi dell'Unione europea e i 12 paesi mediterranei⁴ hanno avviato una nuova fase di cooperazione, nota come il Processo di Barcellona; il suo obiettivo concreto è quello di favorire lo sviluppo economico e sociale, attraverso il commercio dei partner mediterranei sia con l'Unione europea sia tra di loro. Il Processo di Barcellona privilegia la cooperazione transnazionale e regionale, come efficace catalizzatore di quella bilaterale e mira a intensificare la cooperazione tra i partner mediterranei, partendo dove possibile da una base sub regionale. La cooperazione nel campo dell'energia è particolarmente significativa, in quanto le interconnessioni internazionali contribuiscono all'avvicinamento tra i popoli, allo sviluppo di forme di solidarietà transfrontaliera, all'integrazione delle economie.

4 I paesi sono Algeria, Marocco, Tunisia (Maghreb), Egitto, Giordania, Israele, Libano, Siria e l'Autorità palestinese (Mashrek), Cipro, Malta e Turchia. Questi ultimi tre paesi sono anche candidati per l'accesso all'Unione europea; Cipro e Malta hanno avviato i negoziati mentre Turchia si trova nella fase di pre accessione. La Libia partecipa come osservatore ad alcune riunioni.

TAV. 1.17 **FABBISOGNO DI ENERGIA NEI PAESI DELLE SPONDE NORD E SUD DEL MEDITERRANEO 1980-2000**

	1980	1990	2000	2010
TOTALE ENERGIA PRIMARIA (Mtep)	560	727	860	1.116
NORD	465	562	635	726
SUD	95	164	225	390
PETROLIO (Mtep)	361	363	429	393
NORD	297	267	306	222
SUD	63	97	123	171
GAS NATURALE (Mtep)	61	109	189	324
NORD	49	78	126	186
SUD	11	31	63	138
ELETTRICITÀ (TWh)	757	1.159	1.509	2.093
NORD	673	969	1.169	1.404
SUD	84	190	340	689
POPOLAZIONE (milioni)	344	391	443	485
NORD	190	196	201	204
SUD	154	195	242	281

Fonte: Eurostat per gli anni storici, OEM per le previsioni.

Il principale strumento finanziario per la realizzazione del partenariato euro mediterraneo è il programma MEDA, il cui scopo è offrire i supporti tecnici e finanziari per le azioni di riforma economica e sociale avviati nei paesi mediterranei. I settori prioritari di intervento sono acqua, trasporti, energia, industria, informatica e ambiente. L'Unione europea è di gran lunga la principale fonte di finanziamento di programmi regionali in quest'area. Nel periodo 1995-2001 l'ammontare dell'impegno finanziario è stato di oltre 5 miliardi di euro, dedicati soprattutto ad attività di studio, ad analisi di fattibilità e di accompagnamento ai programmi di intervento. A questi fondi vanno aggiunti impegni pari a 6 miliardi di euro della Banca europea degli investimenti.

La cooperazione energetica nel campo dell'energia, delineata nell'ultimo incontro inter ministeriale, tenuto a Casablanca nel febbraio 2001, conferma la volontà di promuovere la creazione di un mercato regionale per l'energia elettrica e per il gas nella sua duplice dimensione Nord-Sud e Sud-Sud. Le principali raccomandazioni nel settore elettrico e del gas riguardano:

- il rafforzamento delle interconnessioni tra i paesi del Nord Africa;
- la promozione di progetti di interconnessione tra Nord e Sud, che tengano conto delle opportunità offerte dalla realizzazione del mercato unico dell'energia elettrica e del gas;
- l'analisi dei problemi di sincronizzazione nell'anello elettrico;

- l'analisi comparata di progetti di esportazione di gas rispetto a elettricità generata da gas;
- l'adozione di misure per promuovere la liberalizzazione del mercato del gas;
- la promozione degli investimenti attraverso l'adozione di regole trasparenti e durature.

SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE E STRATEGIE INDUSTRIALI

Il conseguimento del mercato unico dell'energia dipende soprattutto dall'esistenza di adeguate interconnessioni tra i paesi membri per il trasporto e il commercio dell'energia, e dalle modalità del loro utilizzo. Più sopra sono state esaminate le condizioni di accesso agli interconnettori internazionali; qui di seguito si considerano l'adeguatezza della capacità di trasporto di energia tra i diversi sistemi nazionali, nonché gli interventi in atto per il loro potenziamento nel quadro del programma comunitario per lo sviluppo delle reti transeuropee dell'energia (TEN).

Le infrastrutture di trasporto transeuropee di energia paiono carenti, sia per l'energia elettrica sia per il gas, sotto tre profili: la creazione del mercato interno dell'energia; la sicurezza degli approvvigionamenti; l'integrazione delle aree periferiche.

Energia elettrica

La maggior parte delle interconnessioni elettriche esistenti tra i diversi sistemi nazionali trova giustificazione primaria nell'esigenza di garantire affidabilità ed efficienza operativa, attraverso il coordinamento tra i vari operatori. Molte di esse sono state costruite ai fini dello sfruttamento delle complementarità esistenti tra le differenti tipologie di generazione prevalenti nei paesi confinanti, soprattutto in relazione alla disponibilità di energia idroelettrica e, in tempi più recenti, di eccedenze nucleari a basso costo.

In questa logica le interconnessioni esistenti sono in genere relativamente limitate, rispetto alle nuove esigenze che nascono soprattutto dalla liberalizzazione del mercato a livello europeo. Le congestioni dovute alla scarsa capacità di trasmissione si riflettono in utilizzo intensivo e saturazione degli interconnettori. Spesso aggravate da modalità di allocazione inadeguate, esse portano alla segmentazione del mercato europeo, caratterizzata da significative differenze di prezzo tra i paesi confinanti, che favorisce l'estrazione di rendite da parte

degli esportatori. Si ritiene che per eliminare la segmentazione dei mercati sia necessaria una capacità di interconnessione superiore ad almeno il 20 per cento della capacità totale richiesta, ma tali livelli sono raggiunti solo in alcune aree limitate dello spazio europeo.

La capacità di trasmissione è in genere relativamente elevata (superiore al 15 per cento della capacità totale richiesta) nei paesi minori, in termini di domanda elettrica, i cui consumi sono concentrati in aree limitate facilmente collegabili con altri paesi europei; si tratta di Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Olanda e Svezia. All'estremo opposto sono paesi caratterizzati soprattutto da limitate frontiere in comune con altri paesi membri (isole o penisole), che hanno in genere una capacità di interconnessione inferiore al 5 per cento della capacità totale: Grecia, Irlanda, Italia, Portogallo, Spagna e Regno Unito. In una posizione intermedia (capacità di interconnessione attorno al 10 per cento della capacità totale) sono la Francia e la Germania, dotate di confini nazionali comuni molto estesi, ma anche di una domanda elettrica assai elevata.

Attualmente le strozzature alla trasmissione tra le frontiere dividono il sistema elettrico europeo in sette principali aree. In particolare, si riconoscono un'area baricentrica costituita da Austria, Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo, Olanda (che include anche la Svizzera) e sei periferiche: la penisola iberica, la Scandinavia, le due isole britanniche, l'Italia e la Grecia. In queste aree vi è in genere un accettabile livello di interconnessione interna. Le restrizioni più critiche riguardano i collegamenti al confine tra Francia e Spagna; tra Austria, Francia, Svizzera e Italia; tra Belgio e Olanda; tra Danimarca e Germania; tra Irlanda/Irlanda del Nord e Regno Unito/Scozia.

L'esistenza di strozzature tra le aree ha forti implicazioni anche per la sicurezza degli approvvigionamenti. La capacità di riserva elettrica rispetto alla capacità installata totale è limitata (meno del 5-6 per cento) in tutte e sette le aree e può considerarsi critica (meno del 3-4 per cento) in cinque di queste. Solo l'Italia e il Regno Unito hanno attualmente una capacità di riserva marginalmente accettabile, prossima al 6 per cento. Il grado di sicurezza aumenta in modo significativo, se si aggiunge la capacità di importazione attraverso gli interconnettori, ma non per tutte le aree. Inoltre, la situazione viene aggravata dalla forte crescita elettrica attesa nel breve termine in alcune delle aree. Particolarmente critico appare, sotto questo aspetto, il margine di riserva (incluse le potenziali importazioni) di Grecia/Balcani, dell'Irlanda e della penisola iberica.

Particolare attenzione va rivolta anche alle interconnessioni delle aree periferiche e con i paesi di nuova adesione. Il potenziamento dei collegamenti con aree isolate e con isole distanti, se storicamente ritenuto in genere troppo costoso per i benefici ottenuti, può essere giustificato, in una prospettiva futura, dal contributo che queste aree sono in grado di dare alla generazione da fonti rinnovabili. Per quanto riguarda i paesi di prossima adesione, cinque di essi (Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Slovenia e Ungheria) sono già sincronizzati con le reti dei paesi membri dell'Unione europea. Questi e altri paesi confinanti hanno eccedenze di capacità e già oggi contribuiscono in modo significativo alla copertura dei fabbisogni elettrici, con esportazioni nette verso l'Unione equivalenti a quasi il 2 per cento dei consumi nel 2000. Con la futura inclusione diventa strategico rafforzare le interconnessioni con tali paesi, nell'ottica del mercato unico europeo e della sicurezza degli approvvigionamenti.

Gas naturale

Negli ultimi tre decenni le reti di trasporto del gas hanno praticamente triplicato la loro estensione, raggiungendo un notevole livello di magliatura nella maggior parte dei paesi membri. Inoltre, diversamente dal settore elettrico, i collegamenti internazionali nel settore del gas sono abbastanza ben sviluppati, dato l'elevato livello di importazioni di gran parte dei paesi europei. Infatti, sei paesi dipendono interamente dall'estero per i loro approvvigionamenti di gas naturale, mentre a livello europeo mediamente oltre il 40 per cento del fabbisogno proviene da paesi esterni all'Unione o da altri paesi membri. Gli interconnettori sono progettati quasi esclusivamente per l'esportazione dai paesi produttori o per il transito di gas; nel complesso, oltre il 60 per cento del gas consumato attraversa due o più frontiere.

Rispetto al settore elettrico, la capacità di trasporto non costituisce in genere un vincolo al commercio internazionale, quanto a problemi legati alle modalità di utilizzo della capacità disponibile. Infatti, la maggior parte dei metanodotti internazionali sono impegnati per il trasporto di gas in base a contratti di lungo periodo con clausole di *take or pay*. Tali contratti fanno quasi sempre capo a società collegate con le imprese di trasporto che, dato il loro interesse a proteggere quote di mercato, non sono incentivate a risolvere eventuali problemi di congestione, e possono anche essere portate a travisare l'effettiva disponibilità di capacità. Questo problema può essere risolto in modo più efficiente introducendo norme di trasparenza nell'utilizzo della capacità delle reti esistenti, anziché costruendo nuove reti. La consuetudine, nella maggior parte dei contratti con paesi esterni all'Unione europea, di inserire clausole di destinazione nazionale e settoriale, irrigidisce ancor più l'utilizzo delle grandi reti

di trasporto a favore del mantenimento delle posizioni di mercato delle imprese dominanti.

D'altra parte, il previsto forte aumento dei fabbisogni di gas, a fronte di un continuo calo della produzione interna dell'Unione europea, non può essere soddisfatto che mediante nuove importazioni e la creazione di ingenti infrastrutture per l'approvvigionamento. Il potenziamento delle infrastrutture di importazione deve dare peso al contributo della concorrenza, che può venire da un allargamento a nuovi paesi esportatori (Azerbaijan, Egitto, Iran, Libia, Qatar, Turkmenistan, Trinidad ecc.). A questo riguardo, si rileva l'importanza che dovrà giocare nel futuro il trasporto marittimo mediante gas naturale liquefatto, la cui maggiore flessibilità rispetto al trasporto metaniero favorisce la diversità e la liquidità del mercato del gas. In un futuro non troppo lontano il trasporto marittimo avrà inoltre la capacità di collegare i principali mercati regionali (asiatico, statunitense, europeo). Infine, il crescente ricorso al gas naturale richiederà un maggiore sviluppo degli stoccaggi, almeno in quelle parti dell'Europa che attualmente ne sono sprovviste. Gli stoccaggi, oltre ad aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti, possono contribuire a flessibilizzare il mercato del gas e ad aumentare le opportunità della concorrenza.

Sebbene le reti europee del gas siano abbastanza ben integrate, rimangono escluse alcune regioni periferiche, attualmente isolate o sprovviste di gas naturale. Finlandia e Grecia sono ancora completamente isolate e pertanto non possono fruire dei pieni benefici della concorrenza nel mercato unico che proviene dalla diversità e molteplicità dei fornitori. Inoltre, esistono diverse aree che non hanno ancora accesso al gas naturale; tra queste la Sardegna e la Corsica, ma anche zone interne, soprattutto in alcuni paesi che hanno solo recentemente iniziato lo sviluppo del gas naturale.

La realizzazione dei progetti TEN

L'importanza delle reti transeuropee era pienamente riconosciuta già nel Trattato di Roma, ai fini del duplice obiettivo del funzionamento armonioso del mercato interno e del rafforzamento della coesione economica e sociale. L'art. 154 (ex 129B) stabilisce che l'Unione contribuirà allo sviluppo delle reti transeuropee di trasporto, telecomunicazione ed energia promuovendo l'interconnessione e l'interoperabilità delle reti nazionali, il collegamento delle aree periferiche, nonché l'accesso alle reti. L'art. 155 (ex 129C) stabilisce le modalità di intervento e di sostegno finanziario dell'Unione allo sviluppo dei progetti. L'art. 156 (ex 129D) specifica la possibilità di cooperazione con paesi terzi su progetti di comune interesse.

La promozione delle reti transeuropee ha ricevuto rinnovato impulso con il Trattato di Maastricht del 1992 e con i Consigli di Edinburgo del 1992 e di Copenhagen del 1993, che hanno definito le operazioni di finanziamento. Nel settore dell'energia, un primo elenco di 10 progetti prioritari è stato stilato in occasione del Consiglio di Essen nel 1994, che includeva 5 progetti nel settore dell'energia elettrica e 5 nel settore del gas. I progetti del gas (i metanodotti Russia/Bielorussia/Polonia/Germania, Algeria/Marocco/Spagna, le reti di trasporto interno in Grecia, Portogallo e Spagna) sono stati completati in anni recenti. Solo due dei progetti di trasmissione elettrica (le interconnessioni Portogallo/Spagna e Italia/Grecia) sono stati ultimati, mentre problemi amministrativi hanno rallentato l'esecuzione degli altri tre (i collegamenti Francia/Italia, Francia/Spagna e Danimarca Est/Ovest).

La maggiore espansione dei progetti TEN si è avuta a partire dal 1996 in concomitanza con l'attuazione delle Direttive di liberalizzazione dell'energia. Ai primi 10 progetti prioritari se ne sono aggiunti 90 cosiddetti di "comune interesse", dei quali 43 nel 1996, 31 nel 1997 e 16 nel 1999. Questi progetti presentano nel complesso un buon grado di avanzamento, come indicato nella tavola 1.18.

Il ruolo dell'Unione nello sviluppo di questi progetti è soprattutto quello di creare un "contesto favorevole" in termini di promozione della cooperazione tecnica tra i vari operatori coinvolti; ma anche di facilitare le procedure amministrative attraverso la cooperazione tra gli Stati membri, e finanziare le attività. Tuttavia, i finanziamenti disponibili dalla linea dei fondi TEN sono rivolti soprattutto agli studi di fattibilità e corrispondono a una minima parte, nel complesso meno dello 0,5 per cento, del costo totale delle opere nel settore dell'energia. I principali strumenti finanziari di origine comunitaria sono il Fondo europeo di sviluppo regionale e il Fondo di coesione; inoltre la Banca europea degli investimenti concede mutui a tassi agevolati e il Fondo europeo per gli investimenti garantisce i mutui. Data l'insufficienza di fondi pubblici, l'Unione europea stimola gli investimenti anche promuovendo forme di partenariato tra settore pubblico e privato, con lo scopo di consentire una migliore ripartizione dei rischi e una riduzione dei costi soprattutto nella fase di avvio dei progetti.

TAV. 1.18 STATO DI AVANZAMENTO DEI PROGETTI TEN DI COMUNE INTERESSE A FINE 2001

Sostegno finanziario riferito all'impegno nel periodo 1995-2001

	NUMERO DI PROGETTI					SOSTEGNO FINANZIARIO CON FONDI TEN (milioni di euro)
	STUDI DI FATTIBILITÀ	PROCEDURA DI AUTORIZZAZIONE	IN COSTRUZIONE	OPERATIVA	TOTALE	
ELETTRICITÀ	16	17	5	6	44	54,0
INTERCONNESSIONE DI RETI ISOLATE	3	0	2	1	6	4,4
INTERCONNESSIONI TRA STATI MEMBRI	5	6	0	3	14	10,1
POTENZIAMENTO DI RETI INTERNE COLLEGATE	4	7	1	1	13	6,6
INTERCONNESSIONI CON PAESI TERZI	4	4	2	1	11	32,9
GAS	16	5	7	18	46	68,8
INTRODUZIONE DEL GAS IN NUOVE REGIONI	0	0	1	3	4	5,7
INTERCONNESSIONE DI RETI ISOLATE	5	2	1	7	15	4,5
INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI RICEZIONE E DI STOCCAGGIO	7	3	2	1	13	46,5
POTENZIAMENTO DELLE CAPACITÀ DI TRASPORTO IN GASDOTTO	4	0	3	7	14	12,1
TOTALE	32	22	12	24	90	122,8

Fonte: Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo e al Consiglio, Infrastruttura europea dell'energia, COM (2001) 775.

Un ruolo di crescente importanza viene svolto da progetti TEN che coinvolgono paesi terzi. L'efficace collegamento delle reti transeuropee alle reti di questi, situati a Oriente (Russia e i paesi della CEI) e a Sud (nel bacino del Mediterraneo) sono fondamentali, in prospettiva, in considerazione sia degli scambi economici con tali aree, sia della sicurezza degli approvvigionamenti. Inoltre, l'integrazione dei paesi di futura accessione all'Unione richiede la realizzazione di numerosi potenziamenti delle infrastrutture di interconnessione, critiche per l'ampliamento del mercato unico ai nuovi confini. Per i progetti con paesi terzi sono disponibili, oltre ai fondi TEN e ai prestiti della Banca europea degli investimenti e del Fondo europeo per gli investimenti, anche i fondi dei programmi Phare, TACIS e MEDA per la fase di studio e di fattibilità, nonché i finanziamenti della Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo e della Banca mondiale. I progetti TEN di comune interesse, che coinvolgono paesi terzi, sono in tutto 31. Di questi, 17 si riferiscono ai paesi dell'Europa orientale e dei Balcani, 9 ai paesi EFTA (Norvegia e Svizzera), 5 ai paesi del bacino mediterraneo, del Mar Nero e del Mar Caspio; in tutto 20 di questi progetti riguardano il gas naturale.

In una sua recente comunicazione al Parlamento europeo e al Consiglio⁵, la Commissione europea ha identificato gli ostacoli allo sviluppo adeguato delle infrastrutture energetiche nei settori elettrico e del gas, e ha avanzato una serie di proposte per riorientare in modo più efficace il programma TEN. In particolare, cinque sono le fondamentali aree di intervento: il miglioramento dell'utilizzo delle infrastrutture esistenti; la promozione di un quadro regolamentare stabile e favorevole allo sviluppo di nuove infrastrutture; la rifocalizzazione del sostegno finanziario comunitario su progetti prioritari; un maggiore impegno politico a livello sia nazionale sia comunitario; l'incremento degli approvvigionamenti di gas naturale.

5 COM (2001) 775 del 20 dicembre 2001.

TAV. 1.19 CAPACITÀ DI RISERVA E DI IMPORTAZIONE RISPETTO ALLA CAPACITÀ TOTALE INSTALLATA NEGLI STATI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA NEL 2000

	CAPACITÀ DI RISERVA ^(A) %	CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE ^(B) %	IMPORTAZIONI/ CONSUMI %
AREA CENTRALE (inclusa Svizzera)	3,7	3,3	8,3
AUSTRIA	38	22	22,2
BELGIO	1	21	13,3
FRANCIA	17	9	0,7
GERMANIA	7	10	7,8
LUSSEMBURGO	33	—	92,8
OLANDA	27	17	21,2
GRECIA E BALCANI	2,0	1,2	ND
GRECIA	—	7	3,1
IRLANDA	0,0	4,1	0,6
ITALIA	5,6	7,2	14,0
NORDEL (inclusa Norvegia)	1,2	3,8	15,6
DANIMARCA	32	38	26,6
FINLANDIA	4	20	14,9
SVEZIA	10	22	12,3
PENISOLA IBERICA	4,1	1,9	6,8
PORTOGALLO	19	6	10,4
SPAGNA	20	3	5,7
REGNO UNITO	5,9	2,7	3,7

(A) Capacità richiesta alla punta rispetto alla capacità installata e garantita.

(B) Rispetto alla capacità installata totale.

Fonte: DG TREN e statistiche UCTE, NORDEL e DTI.

Strategie di ristrutturazione e internazionalizzazione delle imprese energetiche

Il riassetto dell'industria energetica europea è tra i più visibili effetti della liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas. L'abolizione dei monopoli energetici nazionali e locali, l'apertura dei mercati e l'accesso non discriminatorio alle infrastrutture di rete, attuati attraverso le Direttive 96/92/CE e 98/30/CE, hanno iniziato a eliminare le barriere alla libera iniziativa delle imprese, modificando equilibri decennali. Le imprese che operavano su mercati protetti e con ritorni sugli investimenti garantiti si trovano oggi sottoposte al confronto con la concorrenza proveniente da nuovi entranti mentre, al contempo, divengono potenziali nuovi entranti sui mercati dai quali erano in precedenza escluse. Il vecchio assetto dell'industria basato sull'esclusiva geografica e settoriale è divenuto instabile rispetto al nuovo regime concorrenziale del mercato unico europeo. Le imprese possono ora incidere sugli assetti industriali anche attraverso interventi di ristrutturazione societaria e proprietaria, applicati a livello sia orizzontale sia verticale. Poste di fronte alle nuove condizioni del mercato, le imprese hanno individuato risposte diversificate nelle quali si possono identificare quattro principali linee strategiche: potenziamento del *core business*, integrazione verticale in altre fasi della filiera, diversificazione orizzontale in settori affini e creazione di nuove attività di *business*.

Le imprese dominanti e altre già presenti sul mercato hanno affrontato la nuova realtà sia attraverso processi di ristrutturazione aziendale interna sia mediante operazioni di fusione e acquisizione di imprese già operanti nel settore. La scelta tra le varie opzioni è stata determinata anche in base alle disponibilità di cassa consentite dalla rendita di monopolio e/o dai guadagni del processo di privatizzazione e quotazione in borsa. Al fine di cogliere le nuove opportunità offerte dal mercato, sono inoltre apparse sulla scena realtà imprenditoriali legate a imprese operanti in altri ambiti di servizio pubblico, distinti dall'energia elettrica e dal gas, in settori manifatturieri non direttamente legati all'energia e nei servizi. Con l'espansione su mercati esterni, mediante fusione con altre imprese o acquisizione di quote di proprietà, alcune imprese hanno cercato una compensazione per le perdite di quote di mercato. Le maggiori imprese si sono generalmente mosse rapidamente, rivelando una visione dinamica del processo di allargamento dell'Unione europea, con interventi rivolti sia verso il proprio paese di origine sia verso altri Stati membri.

Il processo di ristrutturazione è stato talvolta indirizzato dai Governi nazionali con precise disposizioni di legge. Da una parte motivazioni di politica indu-

striale hanno indotto alcuni governi ad adottare misure atte a rafforzare i loro “campioni nazionali” sul mercato europeo, dall’altra diversi governi hanno invece optato per una radicale riforma del settore attraverso interventi di frammentazione dei monopoli e di alienazione della proprietà. L’intreccio tra politiche industriali dei governi e strategie di crescita delle imprese dentro e fuori dello spazio economico europeo ha portato a una trasformazione del settore i cui contorni sono tuttora in evoluzione. In questa sede è possibile solo un rapido esame dei principali tratti della nuova realtà imprenditoriale che si sta delineando a livello europeo, come esemplificato dalle trasformazioni più rilevanti nei principali paesi, escludendo l’Italia che è oggetto della trattazione nei capitoli successivi.

Il ruolo del Governo è stato particolarmente marcato in Gran Bretagna, dove la privatizzazione e la frammentazione delle imprese di Stato è stata avviata con molti anni di anticipo rispetto alla ristrutturazione dell’industria europea elettrica e del gas. Nel settore dell’energia elettrica la creazione di una società di trasmissione nazionale (*National Grid*), la trasformazione delle 14 *Area Generating Boards* in altrettante società di distribuzione e la costituzione di 3 società di generazione (*British Nuclear, Powergen e National Power*) hanno favorito l’acquisizione da parte di imprese statunitensi (AEP, Enron, NRG, TXU ecc.) e, più recentemente, europee. All’imposizione della vendita di capacità di generazione per diminuire il potere di mercato le imprese di generazione hanno reagito con ristrutturazioni, investimenti e acquisizioni all’estero. Negli ultimi anni il settore elettrico è poi entrato in un processo di integrazione verticale tra nuove e vecchie società di generazione e distributori locali, da parte di imprese europee e statunitensi.

Nel settore del gas la ristrutturazione di British Gas in una società di trasporto (*Transco*) e una di commercializzazione (*Centrica*) è avvenuta per libera iniziativa, ma su impulso del Governo e del regolatore. Centrica, che ha rapidamente ceduto la maggior parte del mercato industriale del gas a una miriade di piccoli e grandi fornitori e grossisti, è diventata in compenso la seconda società di vendita di elettricità; è inoltre entrata nel mercato Nord americano e ha sviluppato attività in settori collaterali anche nel campo finanziario. Oggi è una delle poche imprese rimaste di proprietà britannica, assieme a Scottish Power e Scottish & Southern. Tuttavia, mentre la dimensione relativamente ridotta di queste ultime le espone a potenziali acquisizioni da parte di imprese maggiori, Centrica è in piena fase di espansione su altri mercati europei.

Il dinamismo evidenziato dalle imprese attive nel Regno Unito, operative ormai quasi tutte indistintamente sia nel settore elettrico sia in quello del gas, si estende anche alle imprese regolate *National Grid* e *Transco*. La prima si è

espansa su mercati esteri con l'acquisizione di società elettriche in Nord America, la seconda ha costituito una nuova impresa per attività di rete (Lattice); le due insieme partecipano a una *joint venture* per attività imprenditoriali in Nord America.

In Francia gli operatori monopolisti hanno invece rafforzato la propria posizione su un piano europeo e internazionale. *Electricité de France* (EdF) è entrata con partecipazioni di controllo di imprese elettriche in quasi tutti i paesi europei, con l'obiettivo dichiarato di ottenere il 50 per cento dei suoi ricavi da mercati esteri, entro il 2005. Tra le operazioni più significative sono da evidenziare l'acquisto di *London Electricity* nel 2000 e di una quota determinante per il controllo di *Energie Baden Württemberg* (EnBW), la terza impresa elettrica tedesca nel 2001. Talvolta ha acquisito il controllo di un'impresa anche allo scopo di raggiungerne altre da questa controllate, come nel caso dell'acquisizione del controllo della spagnola *Hidrocantabrico* attraverso EnBW. Alla fine del 2001, includendo il contributo delle partecipazioni internazionali, la sua quota del mercato elettrico europeo in termini di generazione elettrica superava il 20 per cento.

Gaz de France (GdF) si è mossa in modo parallelo nel settore del gas, acquisendo il controllo di imprese di distribuzione, soprattutto nei paesi dell'Europa centrale e orientale, ma anche in alcuni Stati membri. Si è anche sviluppata a monte acquisendo concessioni di giacimenti di gas naturale in Norvegia e in altri paesi, con l'obiettivo dichiarato di sostituire il 15 per cento dei suoi acquisti di gas con produzione propria entro il 2005. Recentemente, è entrata nel settore della generazione elettrica con la costruzione di impianti *green field* a base di gas naturale. Lo statuto di impresa pubblica ha finora impedito a EdF l'espansione dell'attività nel settore del gas naturale, ma questa rappresenta una strategia probabile nel caso di una sua privatizzazione, anche in considerazione di alcune attività nel campo dei servizi al consumatore che EdF e GdF già oggi svolgono in comune.

Partendo da una struttura del settore più articolata sul piano territoriale, il Governo della Germania ha favorito il rafforzamento delle imprese elettriche tedesche, anche attraverso azioni di integrazione verticale: la legge sulla riforma dell'energia del 1998 non imponeva loro altre modifiche, se non la fine del regime di esclusiva delle demarcazioni territoriali. Il disegno industriale sottostante, motivato anche da finalità di sicurezza nazionale, è parso finora quello di ricostituire il mercato elettrico tedesco attorno a quattro gruppi elettrici di

una dimensione tale da poter competere anche sul mercato europeo. Nel 2000 la fusione di *Bayernwerk* con *Preussenelectra* ha portato alla nascita di un nuovo colosso E.On, mentre RWE (*Rheinische Westphälische Energiewerke*) si è ampliata assorbendo VEW. La nascita di un quarto polo elettrico attorno alla VEAG, ai distributori e alle imprese carbonifere dei *länder* orientali è in via di realizzazione.

Le nuove imprese integrate su tutta la filiera, anche attraverso un fitto intreccio di partecipazioni nei distributori locali, sono molto attive sul piano internazionale, allargando la loro presenza sia nel settore del gas sia in quello dell'acqua e in altri servizi a rete. RWE si è posizionata nei principali paesi dell'Unione europea e in quelli di nuova adesione, con numerose acquisizioni di generatori e distributori elettrici (tra cui *Innogy*); ha inoltre rafforzato la sua presenza nel settore del gas con acquisizioni di controllo in Germania (tra cui *Thyssengas*) e all'estero in tutte le fasi della filiera dalla produzione, dai giacimenti fino alla distribuzione finale. Infine, è riuscita ad assicurarsi il controllo di imprese di rilievo strategico per l'approvvigionamento europeo di gas russo, la *Transgas* ceca e la *Nafta* slovacca. E.On si è mostrata ancora più dinamica, acquisendo partecipazioni di controllo di imprese elettriche in molti paesi europei (tra cui *Powergen*), fino a diventare la seconda impresa nel mercato europea della generazione e distribuzione elettrica.

Se le imprese più dinamiche nel processo di ristrutturazione dell'industria europea sono quelle di maggiore dimensione, anche le imprese di medie e minori dimensioni si sono dimostrate molto attive. I principali gruppi elettrici spagnoli si sono attivati nell'acquisizione di partecipazioni in imprese estere. *Endesa*, *Iberdrola* e *Union Fenosa* sono entrate rapidamente nel settore del gas, assicurandosi nuova capacità di importazione mediante la costruzione di terminali di rigassificazione. Tuttavia, diversamente dalla Francia e dalla Germania e in sintonia con il Regno Unito, il Governo spagnolo si è opposto alla fusione di *Endesa* e *Iberdrola*, con il fine di garantire la concorrenza sul mercato interno.

Nel panorama della ristrutturazione e internazionalizzazione delle imprese europee occorre infine sottolineare da un lato il riposizionamento delle molteplici realtà locali, espresse da generatori elettrici e distributori di elettricità e gas di media e minore dimensione (che cercano la migliore strategia di sopravvivenza, o di fusione, o di cessione delle attività, anche attraverso la costituzione di nuove imprese per specifiche fasi della filiera, come la commercializzazione del gas) e dall'altro le strategie delle grandi multinazionali del petrolio, già presenti da decenni con partecipazioni spesso di controllo in diverse fasi del settore del gas in molti paesi europei. Queste ultime appaiono decise a

sfruttare la posizione di controllo a monte dei mercati energetici, come si evince sia dalle attività di BP nella commercializzazione del gas in Spagna, Germania e in altri paesi, sia dall'acquisizione da parte di *Exxon Mobil* e di *Shell* della società di commercializzazione nata dalla recente suddivisione dell'olandese *Gasunie* in tre imprese per l'approvvigionamento, il trasporto e la commercializzazione.

2. IL CONTESTO NAZIONALE

QUADRO ECONOMICO ED ENERGETICO NAZIONALE

Il rallentamento dell'economia che ha caratterizzato tutti i paesi più industrializzati nel 2001 ha interessato anche l'Italia, dove la crescita del PIL si è ridotta dal 2,9 per cento, registrato nel 2000, all'1,8 per cento. Il fabbisogno di energia è aumentato dell'1,5 per cento, passando da 185,3 Mtep, valore del 2000, a 188 Mtep nel 2001. Va tuttavia sottolineato che nei primi dieci mesi dell'anno, in un contesto di graduale perdita di velocità del sistema, il fabbisogno di energia si era mantenuto su livelli simili a quelli dell'anno precedente. È stato soprattutto per effetto di condizioni climatiche particolarmente severe, rilevate nei mesi di novembre e dicembre, che la domanda di prodotti energetici ha potuto registrare, su base annua, un incremento dell'1,5 per cento.

Il bilancio dell'energia riportato nella tavola 2.1 indica a grandi linee una continuazione del calo dei consumi di petrolio, un aumento marginale dei consumi di gas naturale e una forte crescita di quelli del carbone e delle fonti rinnovabili (soprattutto energia idroelettrica). Si riscontra, inoltre, una consistente crescita, nell'ordine del 2,3 per cento, dei consumi elettrici, che rimane però significativamente inferiore ai valori medi degli scorsi cinque anni.

Il fabbisogno di petrolio, ridotto dello 0,6 per cento rispetto a quello dell'anno precedente (da 91,4 Mtep a 90,9 Mtep), è stato coperto per il 4,5 per cento dall'apporto della produzione nazionale (4,1 Mtep), in diminuzione del 10 per cento rispetto al 2000 (4,6 Mtep) a causa del progressivo esaurimento di molti giacimenti; il 95,5 per cento è stato infatti soddisfatto con importazioni di greggio, semilavorati e derivati. Non sono invece rallentate le attività di raffinazione, come si deduce dal notevole aumento dell'esportazione di derivati petroliferi, a fronte della diminuzione complessiva della loro destinazione per usi interni. Il calo della domanda di petrolio è stato determinato da una forte riduzione degli impieghi di olio combustibile per la generazione termoelettrica, secondo un *trend* che si è ulteriormente consolidato nel corso del 2001. È invece ancora cresciuto, anche se in misura contenuta (1,2 per cento), l'impiego di prodotti petroliferi per il trasporto su strada.

Gas naturale

Uno degli elementi di maggiore novità riguarda la limitata crescita dei consumi di gas naturale, pari ad appena lo 0,3 per cento rispetto a incrementi medi dell'ordine del 3,5 per cento negli anni precedenti. Il limitato sviluppo della sua

domanda, largamente inatteso, è il risultato di un forte aumento del suo impiego negli usi civili, di una leggera crescita della sua richiesta per la generazione termoelettrica e di un calo significativo del suo bisogno nel settore degli usi industriali. L'aumento nel settore degli usi civili è in gran parte ascrivibile alla componente climatica; infatti, mentre nella prima parte dell'anno la temperatura mite ha comportato una riduzione dei consumi di circa il 5 per cento, l'ondata di freddo degli ultimi mesi ha condotto l'impiego di gas naturale a un picco tanto rilevante¹ da determinare, su base annua, un aumento del suo consumo del 3,4 per cento. Nel settore industriale, invece, il rallentamento dell'attività produttiva ha provocato una riduzione del 2,4 per cento del suo utilizzo, arrestando un *trend* di crescita ininterrotto da molti anni. Su tale diminuzione ha però inciso anche la sospensione di alcune forniture interrompibili che si sono rese necessarie per fronteggiare le punte di domanda nel settore civile degli ultimi mesi dell'anno. Più complesse e articolate sono viceversa le cause, descritte in seguito, che hanno determinato il limitato incremento, di poco superiore all'1 per cento, dei consumi di gas nel settore termoelettrico. Va rilevato che anche in questo caso la crescita è in buona parte dovuta al picco di freddo degli ultimi mesi dell'anno, che ha prodotto un recupero della flessione registrata nella prima metà dell'anno².

La riduzione della domanda ha avuto riflessi determinanti sull'andamento degli approvvigionamenti. Si riscontra, infatti, un calo del 4,6 per cento nelle importazioni corrispondente a circa 3,5 miliardi di mc. La scarsa crescita della domanda ha influenzato anche la produzione nazionale che è diminuita da 16,2 a 15,5 miliardi di mc. Per una valutazione complessiva del fenomeno occorre tuttavia tenere presente che, oltre al progressivo sfruttamento dei giacimenti in produzione e alle difficoltà amministrative di avviare nuove coltivazioni, opera anche il vincolo sulle immissioni che obbliga l'impresa dominante ad arbitrare tra produzione nazionale e contratti di importazione con clausole di *take or pay*. Va infatti ricordato che la riduzione delle importazioni di gas naturale fa seguito a un loro aumento nel 2000, realizzato per riempire gli stoccaggi ai massimi livelli tecnici, così da alleggerire tra l'altro il peso dei tetti alle immissioni negli anni successivi. L'efficacia di tale azione è stata peraltro agevolata dall'eccezionale punta di domanda registrata a fine anno, che ha reso necessario il ricorso alle scorte in misura ben superiore a quanto accade durante l'inverno in condizioni normali.

1 Dell'11 per cento in novembre e del 26 per cento in dicembre, rispetto ai valori degli stessi mesi del 2000.

2 Crescita media del -9,7 per cento tra gennaio e giugno del 2001, rispetto al 2000, in confronto con +22 per cento nei mesi di novembre e dicembre.

Energia elettrica

Anche se caratterizzato da aspetti di natura congiunturale, il limitato aumento del contributo del gas naturale alla generazione elettrica rappresenta un elemento di forte discontinuità rispetto agli ultimi anni. Esso è stato determinato da quattro principali fattori: il forte aumento delle importazioni di elettricità (da 44,8 TWh nel 2000 a 48,9 TWh nel 2001); l'elevata disponibilità di energia idroelettrica nella prima parte dell'anno; l'aumentata disponibilità di energia da fonti rinnovabili; l'ulteriore aumento degli impieghi di carbone nelle centrali termoelettriche (da 10,3 Mtec a 12,1 Mtec).

Il 2001 è stato un anno di eccezionale idraulicità che ha fruttato apporti idroelettrici, al netto del pompaggio, di gran lunga superiori a quelli degli ultimi anni: 48,2 TWh contro un precedente massimo relativo di 45,4 TWh nel 1999 (Tav. 2.2). L'incremento nella generazione idroelettrica, superiore di 4,0 TWh rispetto al 2000, ha comportato una parallela riduzione della produzione termoelettrica, tra cui quella di gas naturale. A questa riduzione ha contribuito anche la generazione da altre fonti rinnovabili, tra le quali soprattutto l'energia eolica e da biomasse. Nel 2001, rispetto all'anno precedente l'energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate ha fatto registrare un incremento di 0,7 TWh attribuibile alle numerose iniziative industriali avviate negli ultimi anni e alle misure di incentivazione, anche di tipo tariffario, dovrebbe ulteriormente rafforzarsi con l'obbligo di immissione in rete di fonti rinnovabili, introdotto dall'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

L'affermazione del carbone quale fonte di generazione termoelettrica è conseguente soprattutto al processo di liberalizzazione del settore elettrico e al permanere di elevati prezzi degli idrocarburi sui mercati internazionali. Il riconoscimento in tariffa dei costi del combustibile in base al costo medio di produzione del sistema Italia, introdotto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ([delibera 26 giugno 1997, n. 70](#)), ha comportato apprezzabili modifiche nei comportamenti degli operatori elettrici che sono oggi più attenti alle dinamiche dei prezzi dei combustibili e dell'elettricità acquisibile sui mercati europei per garantire la competitività della loro produzione. Nel 2001, a fronte di una riduzione del 14,9 per cento delle importazioni di carbone siderurgico (da 7,2 Mt a 6,1 Mt), le importazioni di carbone da vapore sono aumentate del 6,9 per cento (da 11,7 Mt a 12,5 Mt).

L'effetto della delibera n. 70/97, verificatosi soprattutto a partire dal 1998, è stato rafforzato dal completamento del processo di "ambientalizzazione" di alcune centrali al fine di assicurare che le emissioni di sostanze inquinanti (SO_x, NO_x e altre) siano in linea con quanto previsto dalla normativa. A favore del carbone ha anche giocato la sospensione, nel 2000 e 2001, della *carbon tax*,

necessaria per mitigare l'effetto del prezzo del greggio sui costi del combustibile.

Gli operatori del settore

Nel corso del 2001 sono emerse importanti modifiche nella struttura degli operatori presenti nel segmento degli approvvigionamenti elettrici e del gas naturale (Tav. 2.3, Tav. 2.4 e Tav. 2.5), riscontrabili nel complessivo arricchimento del portafoglio degli approvvigionamenti delle società concorrenti agli operatori dominanti, in termini sia di volumi sia di fonti di origine.

I tetti all'immissione di gas imposti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, in vigore dall'1 gennaio 2002, hanno obbligato Eni S.p.A. a correggere gli approvvigionamenti nazionali. A meno di uno sviluppo dei consumi di gas più forte del previsto, il rispetto del tetto del 75 per cento delle immissioni (escludendo gli autoconsumi) nel 2002, sarà probabilmente possibile solo mediante ulteriori interventi di cessione di gas da parte dell'impresa dominante.

Nel corso del 2001, le cessioni da parte di ENI di gas di importazione di origine russa, norvegese e olandese hanno contribuito alla parziale diversificazione dell'offerta e favorito l'emergere di nuovi soggetti intermediari (prevalentemente grossisti e società di vendita dei distributori), che hanno iniziato a operare solo nella seconda metà o negli ultimi mesi dell'anno. Va segnalata inoltre l'incipiente entrata sul mercato nazionale del gas di operatori esteri che si approvvigioneranno da fonti diverse da Eni.

Nell'ambito degli operatori nazionali, appare molto significativa la nascita di imprese che operano in prevalenza per l'approvvigionamento di gas dei clienti serviti dalle società di distribuzione collegate, in anticipo sulla scadenza dell'1 gennaio 2002 imposta dal decreto legislativo n. 164/00. Le dinamiche più pronunciate si sono registrate grazie all'associazione di più imprese di distribuzione locale.

Nel settore elettrico, per l'approvvigionamento del gas, altri gruppi oltre a Enel S.p.A. hanno espressamente dichiarato l'intenzione di rendersi indipendenti per gli approvvigionamenti di gas naturale.

TAV. 2.1 BILANCIO DELL'ENERGIA 2000-2001
Mtep

	CARBONE E DERIVATI	GAS NATURALE	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA	TOTALE
2001						
PRODUZIONE	0,4	12,8	4,1	13,5	0,0	30,8
IMPORTAZIONE	13,2	45,2	108,6	0,5	10,6	178,1
ESPORTAZIONE	0,1	0,1	22,3	0,0	0,0	22,5
VARIAZIONE SCORTE	-0,3	-0,8	-0,5	0,0	0,0	-1,6
DISPONIBILITÀ PER IL CONSUMO INTERNO	13,8	58,7	90,9	14,0	10,6	188,0
CONSUMI E PERDITE DEL SETTORE ENERGETICO	-1,0	-0,6	-6,2	-0,1	-43,9	-51,8
TRASFORMAZIONE IN ENERGIA ELETTRICA	-8,5	-19,1	-17,4	-12,3	57,3	0,0
IMPIEGHI FINALI	4,3	39,0	67,3	1,6	24,0	136,2
<i>industria</i>	4,1	16,3	6,9	0,3	12,0	39,6
<i>trasporti</i>	0,0	0,3	40,9	0,0	0,7	41,9
<i>usi civili</i>	0,1	21,4	7,4	1,1	10,9	40,9
<i>agricoltura</i>	0,0	0,1	2,6	0,2	0,4	3,3
<i>usi non energetici</i>	0,1	0,9	6,7	0,0	0,0	7,7
<i>bunkeraggi</i>	0,0	0,0	2,8	0,0	0,0	2,8
2000						
PRODUZIONE	0,3	13,7	4,6	12,4	0,0	31,0
IMPORTAZIONE	13,2	47,4	109,7	0,5	9,9	180,7
ESPORTAZIONE	0,1	0,0	21,2	0,0	0,1	21,4
VARIAZIONE SCORTE	0,6	2,7	1,7	0,0	0,0	5,0
DISPONIBILITÀ PER IL CONSUMO INTERNO	12,8	58,4	91,4	12,9	9,8	185,3
CONSUMI E PERDITE DEL SETTORE ENERGETICO	-1,3	-0,7	-5,8	-0,1	-43,1	-51,0
TRASFORMAZIONE IN ENERGIA ELETTRICA	-7,2	-18,8	-19,4	-11,3	56,7	0,0
IMPIEGHI FINALI	4,3	38,9	66,2	1,5	23,4	134,3
<i>industria</i>	4,0	16,7	6,8	0,2	11,7	39,5
<i>trasporti</i>	0,0	0,3	40,4	0,0	0,7	41,5
<i>usi civili</i>	0,1	20,7	7,4	1,2	10,6	39,9
<i>agricoltura</i>	0,0	0,1	2,6	0,1	0,4	3,2
<i>usi non energetici</i>	0,2	1,0	6,3	0,0	0,0	7,5
<i>bunkeraggi</i>	0,0	0,0	2,7	0,0	0,0	2,7

Fonte: Relazione sulla situazione economica del Paese, Roma, 2002.

TAV. 2.2 BILANCIO DI COPERTURA DEI FABBISOGNI DI ENERGIA ELETTRICA DAL 1996 AL 2001
TWh

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
GENERAZIONE IDROELETTRICA	42,1	41,6	41,2	45,4	44,2	48,2
GENERAZIONE GEOTERMoeLETTRICA	3,8	3,9	4,2	4,4	4,7	4,5
GENERAZIONE DA ALTRE RINNOVABILI	0,6	0,9	1,5	2,2	2,5	3,2
GENERAZIONE TERMoeLETTRICA	192,9	200,1	206,8	207,2	218,6	216,8
carbone e lignite	22,1	20,5	23,4	23,8	26,3	31,0
derivati del petrolio	117,1	113,3	107,3	91,3	85,9	74,0
gas naturale	49,7	60,7	70,2	86,2	97,6	98,8
altri combustibili	4,0	5,6	5,9	5,9	8,8	13,0
TOTALE GENERAZIONE LORDA	239,4	246,5	253,7	259,2	270,0	272,7
ASSORBIMENTO PER SERVIZI AUSILIARI	12,0	12,2	12,9	12,9	13,4	13,2
USI DI POMPAGGIO	1,9	1,7	2,2	2,5	2,4	2,5
SALDO IMPORT/EXPORT	37,4	38,8	40,7	42,0	44,3	48,4
ENERGIA RICHIESTA SULLA RETE	262,9	271,4	279,3	285,8	298,5	305,4

Fonte: *Relazione sulla situazione economica del Paese, Roma, 2002.*

TAV. 2.3 BILANCIO DEL GAS NATURALE NEL 2001

Miliardi di mc; valori basati su contenuto energetico del gas pari a 8.250 kcal/mc.

PAESI	PRODUTTORI			GROSSISTI				DISTRIBUTORI				TOTALE
	ENI	EDISON	ALTRI	ENI	ENEL	EDISON	ALTRI	ENI	ENEL	EDISON	ALTRI	
PRODUZIONE NAZIONALE	13,6	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,5
IMPORTAZIONE	0,0	0,0	0,0	44,8	6,4	2,3	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	54,8
IMPORTAZIONI DIRETTE	0,0	0,0	0,0	44,8	6,4	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	53,0
VENDITE ENI ALLA FRONTIERA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
ALTRI GROSSISTI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
TRASFERIMENTI	0,2	0,0	0,1	13,7	6,5	2,1	1,1	7,9	1,0	0,2	22,4	55,0
DA PRODUTTORI												
ENI	0,0	0,0	0,1	13,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,7
EDISON	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5
ALTRI	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
DA GROSSISTI												
ENI	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	0,0	0,6	7,8	0,9	0,0	20,9	36,7
ENEL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
EDISON	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,1	0,2	0,4	1,0
ALTRI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,4
VARIAZIONE SCORTE	-0,1	-0,1	0,0	-1,2	0,0	0,4	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,2
CONSUMI E PERDITE	0,1	0,0	0,0	0,5	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	1,4
TOTALE RISORSE	0,1	0,0	0,1	22,5	12,5	2,9	1,2	7,7	1,0	0,2	21,9	70,1
VENDITE E CONSUMI FINALI	0,1	0,0	0,1	22,5	12,5	2,9	1,2	7,7	1,0	0,2	21,9	70,1
GENERAZIONE												
TERMOELETTRICA	0,1	0,0	0,0	7,3	12,3	1,6	0,5	0,1	0,0	0,0	0,5	22,5
UTENZE INDUSTRIALI	0,0	0,0	0,1	15,2	0,2	1,2	0,7	1,4	0,2	0,0	5,3	24,3
UTENZE CIVILI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,1	0,8	0,1	16,0	23,0
ALTRE UTENZE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,3
DI CUI												
MERCATO VINCOLATO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3	0,8	0,1	17,7	24,9
MERCATO LIBERO	0,1	0,0	0,1	22,5	12,5	2,9	1,2	1,4	0,2	0,0	4,2	45,2

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio e dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.4 **BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL 2001**
TWh

	GRUPPO ENEL	GRUPPO EDISON (A)	GRUPPO ENERGIA	AZIENDE DEGLI ENTI LOCALI	ALTRI PRODUTTORI MINORI	AUTO PRODUTTORI	GROSSISTI ESTERI	CONSORZI GROSSISTI	ALTRI GROSSISTI	CONSORZI DI ACQUISTO	CLIENTI FINALI IDONEI	TOTALE
PRODUZIONE NAZIONALE NETTA	168,2	30,4	0,0	11,8	35,1	21,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	266,5
ENERGIA DESTINATA AI POMPAGGI	9,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,5
SALDO ESTERO	22,7	0,9	0,9	0,7	0,0	0,0	7,1	2,4	0,9	3,9	8,9	48,4
CONTRATTI ENEL	21,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,8
GRTN	0,1	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,9	0,8	0,8	2,8	6,6	12,1
GESTORI ESTERI	0,8	0,8	0,9	0,5	0,0	0,0	6,3	1,6	0,2	1,2	2,3	14,5
TRASFERIMENTI NETTI^(B)	31,6	-18,9	2,7	1,9	-30,3	3,3	-1,5	9,1	2,8	-0,2	-0,5	0,0
PERDITE	11,7	2,0	0,1	0,8	2,3	1,4	0,5	0,2	0,1	0,3	0,6	19,6
TOTALE RISORSE	201,4	10,4	3,5	13,5	2,6	23,0	5,2	11,3	3,6	3,5	7,9	285,8
VENDITE E CONSUMI FINALI	201,4	10,4	3,5	13,5	2,6	23,0	5,2	11,3	3,6	3,5	7,9	285,8
DI CUI												
MERCATO VINCOLATO	174,5	0,0	0,0	10,2	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	187,3
MERCATO LIBERO	26,9	10,4	3,5	3,2	0,0	23,0	5,2	11,3	3,6	3,5	7,9	98,5

(A) Dati relativi a Edison, Sondel e Fiat Energia che si sono fuse nel gruppo Nuova Edison nel maggio 2002.

(B) I trasferimenti includono sia gli impianti CIP 6/92 sia le cessioni di bande di capacità d'importazione.

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn e bilanci degli operatori.

TAV. 2.5 STRUTTURA DELLE VENDITE^(A) DEI PRINCIPALI GROSSISTI SUL MERCATO LIBERO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NEL 2001

NOME GROSSISTA	VENDITE DIRETTE A CLIENTI FINALI	VENDITE ALL'INTERNO DEL GRUPPO	VENDITE AD ALTRI DISTRIBUTORI E GROSSISTI	TOTALE
Energia elettrica (milioni di kWh)				
Enel Trade	26.892	0	213	27.105
Edison Energia	9.771	1.332	0	11.103
Assoenergia	4.515	418	41	4.974
Energia	3.766	13	0	3.779
EGL Italia	3.187	0	158	3.345
AEM Energia/Trading	1.561	618	360	2.539
Dalmine Energie	653	1.592	172	2.418
ASM Energia Ambiente	1.687	11	276	1.974
EniPower Trading	1.012	217	646	1.875
Electra Italia	1.434	0	70	1.504
E.On Italia	264	0	1.217	1.482
Centomilacandele	145	684	99	928
Scaligera Energia	634	634	0	0
Altri	4.376	2.280	1.657	8.314
TOTALE	59.897	7.167	4.909	71.973
Gas (milioni di mc)				
Eni Gas & Power	14.364	8.651	21.635	44.650
Enel FtI	191	6.036	104	6.330
Edison Gas	712	1.756	894	3.362
Plurigas	183	771	6	960
Aem Trading	179	428	0	608
Enel Trade	199	0	129	328
Estgas	231	65	0	296
Utilità	113	0	11	123
Eos Energia	0	116	7	123
Energia Concordia	0	40	77	116
Blugas	0	68	6	74
Sgr servizi	0	57	0	57
Dalmine Energie	0	51	1	52
Altri	37	0	46	82
TOTALE	16.209	18.039	22.916	57.161

(A) Dati che includono le rivendite.

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio e dichiarazioni degli operatori.

GLI INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA DEL GOVERNO E DEL PARLAMENTO

Il Documento di programmazione economica e finanziaria

Il Documento di programmazione economica e finanziaria (Dpef), come previsto dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, costituisce il principale strumento di indirizzo e riferimento per l'Autorità nello svolgimento della propria attività. Sottoposto per approvazione al Parlamento il 16 luglio 2001 dalla nuova compagine governativa, il Dpef affronta il tema dell'energia nell'ambito più generale della politica industriale e indica tale settore come strategico per il recupero di competitività del sistema produttivo nazionale.

In particolare, per permettere alle imprese italiane di affrontare la concorrenza internazionale, il Dpef definisce come prioritaria l'accelerazione del processo di liberalizzazione e di sviluppo concorrenziale anche al di là delle prescrizioni minime dell'Unione europea, fatto salvo il principio di reciprocità tra i paesi. Per il settore elettrico si prevedono la modifica degli assetti proprietari della rete nazionale e il suo sviluppo, oltre alla realizzazione della borsa dell'elettricità. Anche per il settore del gas naturale vengono considerati con attenzione i problemi riguardanti la gestione sia degli accessi alla rete di trasporto sia dei terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto, per i quali è auspicata la semplificazione normativa e la realizzazione di nuove infrastrutture. Nel Dpef il Governo si impegna inoltre a promuovere l'uso efficiente delle risorse energetiche e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, anche al fine di diminuire la dipendenza dell'Italia dagli approvvigionamenti esteri.

Il Parlamento, dopo ampia discussione, ha approvato il Dpef con due risoluzioni, votate rispettivamente dal Senato il 31 luglio 2001 e dalla Camera l'1 agosto 2001. Esse rafforzano il contenuto del Dpef invitando il Governo a promuovere la liberalizzazione regolata del mercato europeo del gas e dell'elettricità, scelta compiuta dall'Italia con la trasposizione delle Direttive europee, attraverso il superamento delle asimmetrie e delle distorsioni derivanti dai diversi livelli di apertura dei singoli mercati nazionali.

Altri interventi

Sempre nel luglio 2001, il tema della reciprocità delle condizioni dei mercati europei dell'elettricità e del gas ha impegnato il Parlamento nella conversione in legge del decreto legge 25 maggio 2001, n. 192 recante disposizioni urgenti per salvaguardare i processi di liberalizzazione e privatizzazione di specifici settori dei servizi pubblici.

Il decreto legge n. 192/01, varato dal Governo Amato e condiviso dal nuovo

Governo Berlusconi, è stato emanato a seguito dell'ingresso dell'ente elettrico francese Edf nel capitale della società italiana Montedison S.p.A., controllante della Edison S.p.A., attiva nei settori dell'elettricità e del gas. Le disposizioni del decreto pongono limiti al diritto di voto nelle deliberazioni assembleari delle società operanti nei due settori, qualora le relative azioni siano acquisite, per una quota superiore al 2 per cento, da soggetti controllati direttamente o indirettamente dallo Stato, titolari nel proprio mercato nazionale di una posizione dominante. Il secondo comma del decreto, che dispone l'automatica sospensione del diritto di voto nel caso sopra citato, preclude anche la possibilità di esercitare eventuali diritti di acquisto o sottoscrizione a termine. Nelle more della conversione del decreto, Edf ha ceduto una parte della propria partecipazione in Montedison a Fiat S.p.A., conferendo il restante a Italerenergia S.p.A., nuova società costituita insieme a Fiat e ad altri soggetti finanziari e bancari.

In conclusione del dibattito sul disegno di legge di conversione, il Parlamento ha ritenuto che il decreto legge mantenesse piena validità ed efficacia anche nella nuova situazione e ha provveduto alla sua conversione nella legge 20 luglio 2001, n. 301.

A seguito del dibattito collegato al precedente provvedimento e in relazione ai rilevanti mutamenti economici e normativi verificatisi nel settore dell'energia, il 9 ottobre 2001 la X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera ha deliberato lo svolgimento di un'*Indagine conoscitiva sulla situazione e sulle prospettive del settore energetico*. Partendo dai dati acquisiti e dalle conclusioni raggiunte l'*Indagine* ha sottolineato la necessità di aggiornare il quadro normativo del nostro paese e di individuare le possibili linee di indirizzo dell'azione del Governo e le condizioni nelle quali le imprese italiane del settore si apprestano alla competizione sul mercato continentale. L'*Indagine*, iniziata il 13 novembre 2001 con l'audizione dei membri dell'Autorità, è proseguita con oltre venti audizioni dei rappresentanti di istituzioni nazionali ed europee (Autorità garante della concorrenza e del mercato, Conferenza dei presidenti delle regioni e delle provincie autonome, Ministro delle attività produttive e Commissione europea) e dei soggetti interessati; si è poi completata il 18 aprile 2002 con l'approvazione di un documento conclusivo. Quest'ultimo, dopo aver ricostruito gli elementi di conoscenza acquisiti in relazione ai diversi profili della materia, precisa, nelle "*Osservazioni conclusive*", talune indicazioni sulle prospettive del settore e sulle linee di indirizzo di un intervento legislativo di riordino e di riforma del comparto dell'energia. Particolare attenzione si pone sull'elaborazione di una rinnovata e organica politica energetica nazionale, che sia:

- coerente con le politiche comunitarie in materia, per rafforzare l'azione di indirizzo politico entro cui si colloca l'opera di governo tecnico amministrativa dell'Autorità;
- articolata su precise scelte strategiche volte alla diversificazione degli approvvigionamenti e delle fonti primarie per motivi sia di sicurezza sia di costi nel sistema produttivo italiano (riduzione della dipendenza nella struttura interna degli usi finali dal petrolio e dal metano; promozione delle fonti rinnovabili, dell'utilizzazione pulita del carbone, delle importazioni di gas naturale liquefatto; riflessione specifica sul tema dell'energia nucleare);
- raccordata con gli adempimenti normativi necessari all'attuazione della riforma del Titolo V della Costituzione, che prevede il decentramento di competenze in campo energetico alle Regioni (vedi oltre);
- volta al completamento della liberalizzazione e all'incremento dell'efficienza del mercato interno (ridefinizione, con durata temporalmente circoscritta, dei tetti *antitrust* sull'offerta di energia elettrica e gas; contenimento dei previsti rimborsi degli *stranded cost* sulle tariffe; promozione e agevolazione della costruzione sia di nuovi impianti, sia di impianti di rigassificazione di gas naturale liquefatto; potenziamento e sviluppo della rete elettrica nazionale e revisione della scelta di separazione fra proprietà e gestione sancita dal decreto legislativo n. 79/99; avvio della borsa elettrica, organizzata secondo criteri trasparenti e non discriminatori e sottoposta ad adeguata vigilanza, a valle della cessione della terza Gen.Co. da parte di Enel e dell'inizio operativo dell'Acquirente Unico nella sua funzione di tutela dei clienti vincolati; promozione dell'offerta in materia di distribuzione con la valorizzazione del ruolo delle imprese che fanno capo agli enti locali);
- consapevole della necessità di investimenti sia per l'ammodernamento e lo sviluppo della capacità produttiva, sia per l'ampliamento delle infrastrutture di trasporto e interconnessione, così da far fronte, con sufficiente garanzie di sicurezza, all'atteso aumento dei consumi energetici totali previsti nel medio e lungo periodo.

L'1 febbraio 2002 il Consiglio dei ministri ha approvato, su proposta del Ministro per le attività produttive, il decreto legge recante Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Obiettivo del provvedimento è la realizzazione in tempi ristretti di nuova capacità di generazione, necessaria per evitare il rischio, segnalato dal Gestore della rete, di possibili interruzioni nella fornitura del servizio elettrico nei prossimi anni dovute all'insufficiente capacità di produzione nazionale. Il decreto dispone misure per accelerare e semplificare i procedimenti di autorizzazione per l'installazione, la modifica e il ripotenziamento di centrali elettriche di potenza superiore a 300

MW termici, considerate opere di pubblica utilità.

Il decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7 è stato convertito nella legge 9 aprile 2002, n. 55.

Nel corso del dibattito sulla conversione del decreto è emersa l'esigenza di un maggior coordinamento negli interventi sui settori energetici. Pertanto, il Governo, in attesa della conclusione dell'*Indagine*, ha accolto un ordine del giorno che lo impegna a presentare un apposito disegno di legge, entro il mese di maggio 2002, che affronti con maggiore organicità la materia energetica.

DECENTRAMENTO NELL'ORDINAMENTO DEI SETTORI ENERGETICI E DEI SERVIZI PUBBLICI LOCALI

La riforma del Titolo V della Costituzione

La legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3, recante Modifiche al Titolo V della parte seconda della Costituzione, ha innovato l'assetto delle competenze tra centro e periferia anche in materia di energia.

Il nuovo art. 117 della Costituzione ha riattribuito fra a Stato e Regioni la legislazione riguardante "*produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia*", riservando allo Stato il solo compito di dettarne i principi fondamentali. Tuttavia lo stesso art. 117 attribuisce allo Stato competenza esclusiva in altre materie che, per la loro natura "trasversale", sembrano avere particolare rilievo per l'attività dell'Autorità: si tratta della tutela della concorrenza e dell'ambiente, della determinazione dei livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali, dei rapporti tra Stato e Unione europea. Quest'ultimo ambito ha grande importanza, data l'imminente revisione, nel senso di una più accentuata e omogenea liberalizzazione, delle Direttive europee in tema di elettricità e gas.

Riguardo alle competenze amministrative il nuovo testo dell'art. 117 attribuisce la potestà regolamentare generale alle Regioni (salvo i casi di competenza legislativa esclusiva statale), mentre ai Comuni, alle Province e alle città metropolitane riserva quella sulle funzioni loro attribuite (quelle fondamentali, con legge dello Stato). L'art. 118 della Costituzione dispone inoltre che "*le funzioni amministrative sono attribuite ai Comuni salvo che, per assicurarne l'esercizio unitario, siano conferite a Province, città metropolitane, Regioni e Stato, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza*".

Sembra, quindi, che la competenza amministrativa spetti primariamente ai Comuni, tranne quando sia necessario attribuirli a un ente di più ampia circo-

scrizione (*“Province, Città metropolitane, Regioni e Stato”*) *“per assicurarne l’esercizio unitario”*.

La ricostruzione del quadro delle competenze legislative nazionali e regionali e delle relative spettanze amministrative legittima la previsione di una disciplina dei settori dell’energia elettrica e del gas diversificata da Regione a regione, in relazione alle differenti scelte di politica energetica che ciascuna di esse vorrà attuare. L’individuazione di alcuni snodi problematici descrive la complessità del quadro che abbiamo davanti.

La distribuzione non uniforme degli impianti sul territorio comporta un’elevata interdipendenza delle Regioni, pertanto una normativa non coordinata potrebbe accentuare lo squilibrio del sistema e la discriminazione degli operatori in funzione della localizzazione geografica delle loro centrali, a scapito anche del livello di sicurezza degli approvvigionamenti.

Analogo rischio corre la trasmissione, la cui gestione non può essere parcellizzata. La rete di trasmissione elettrica, governata attualmente dal Gestore della rete di trasporto nazionale (GrtN), è infatti interconnessa e gestita in modo unitario al fine di garantirne la sicurezza tecnica. In una situazione di disomogenea distribuzione degli impianti di produzione la gestione centralizzata e coordinata della rete è quindi indispensabile per il corretto bilanciamento di domanda e offerta.

Per quanto riguarda l’import, affidare la gestione delle importazioni alle singole Regioni implica certamente un aumento della complessità del coordinamento tra i diversi soggetti coinvolti, a livello sia europeo sia nazionale. Un’eventuale diversa regolamentazione della materia potrebbe comportare la distorsione delle condizioni di competitività tra i diversi soggetti operanti sul territorio nazionale, in quanto la capacità di interconnessione interessa solo alcune regioni.

A segnalare l’urgenza di un intervento di raccordo in materia, si citano qui infine le problematiche sollevate dalla legge regionale Sicilia 26 marzo 2002, n. 2 che istituisce un tributo ambientale gravante sui proprietari dei gasdotti regionali.

I rischi sin qui ipotizzati evidenziano la necessità di una cooperazione tra centro e periferia che, senza violare lo spirito della riforma, possa favorire lo spirito di iniziativa regionale a vantaggio di tutto il sistema.

In tale direzione sembra andare il disegno di legge governativo, recentemente approvato dal Consiglio dei ministri, recante disposizioni per l’adeguamento dell’ordinamento della Repubblica alla legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3. Nel richiamare i principi dell’unitarietà dell’ordinamento giuridico e le sue esigenze di continuità e di completezza, il disegno di legge tende innanzit-

to a raccordare fra loro le normative statali che definiscano i principi fondamentali nelle materie appena dette. Questi ultimi sono “*espressamente determinati con legge statale o in difetto desumibili dalle leggi vigenti dello Stato*”.

Tra i criteri a cui il Governo dovrà attenersi per la ricognizione dei principi fondamentali figurano: “*l’unitarietà giuridica ed economica, la tutela dei livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali, il rispetto delle norme e dei trattati internazionali e della normativa comunitaria e la tutela dell’incolumità e della sicurezza pubblica*”.

La riforma dei servizi pubblici locali

L’art. 35 della legge finanziaria 28 dicembre 2001, n. 448, prevede una nuova disciplina dei servizi pubblici locali (di rilevanza industriale e non) e si fonda su principi che sostanzialmente possono essere sintetizzati come segue:

- erogazione dei servizi in un regime di concorrenza nel mercato e, solo dove non sia possibile, mediante la scelta del monopolista locale (tramite gara a evidenza pubblica);
- separazione, ove possibile, tra le attività di gestione della rete e quelle di erogazione del servizio;
- fissazione della proprietà pubblica e inalienabile delle reti; gli enti locali non possono gestire i servizi ma sono enfatizzate le loro funzioni di vigilanza, controllo e indirizzo;
- promozione sia dell’aggregazione tra imprese, che risulta fattore determinante per permettere loro di continuare a gestire i servizi alle condizioni attuali (prolungamento del periodo transitorio), sia delle gare multidimensionali per privilegiare il modello d’impresa definito come *multiutility*.

L’art. 35 implica, in un’ottica di ridimensionamento della gestione pubblica del settore, una nuova concezione di servizio pubblico: la titolarità dei servizi pubblici locali non spetta più direttamente all’ente locale a cui rimane la sola funzione di “garante” del servizio. In altre parole, il servizio pubblico viene svolto dall’impresa privata che può essere o titolare del servizio o autorizzata a svolgerlo sulla base delle *Linee guida* definite dall’ente locale.

La precisazione di alcuni dei temi fondamentali trattati dall’art. 35 è rimessa al regolamento di esecuzione e attuazione del Governo, da emanarsi ai sensi dell’art. 17, comma 1, della legge 23 agosto 1988, n. 400. Fra questi:

- la disciplina per lo svolgimento delle gare sia per l’erogazione dei servizi

- pubblici locali, sia per la scelta del gestore di reti e impianti;
- la definizione delle attività ricomprese nel concetto di gestione delle reti e degli impianti e in quello di erogazione dei servizi pubblici locali;
 - l'esatta individuazione di quali servizi pubblici locali debbono intendersi di rilevanza industriale.

Va sottolineato comunque che la formulazione normativa dell'art. 35 potrebbe comportare un problema di legittimità costituzionale con il nuovo assetto di competenze legislative riconosciute alle Regioni (ai sensi della legge costituzionale n. 3/01), in quanto la materia dei servizi pubblici locali non figura espressamente né tra le discipline riservate alla potestà esclusiva dello Stato, né tra quelle rimesse alla potestà legislativa concorrente della Regione.

Rispetto al servizio pubblico considerato, le disposizioni dell'art. 35 presentano una valenza generale e residuale: riguardano cioè solo i profili non disciplinati da alcuna normativa esistente per i singoli settori, , anche riguardo a profili specifici, che restano governati dalla legge precedente.

Pertanto le disposizioni dell'art. 35 non sono applicabili al settore dell'energia elettrica, in quanto nessun servizio di tale ambito, nemmeno quello di distribuzione locale, può essere annoverato tra i servizi pubblici riservati ai Comuni. Diversa è la situazione con riferimento al settore del gas. Infatti, l'attività di distribuzione del gas naturale è definita come servizio pubblico affidato da parte degli enti locali, ai sensi dell'art. 14 del decreto legislativo n. 164/00. In tal caso, si avrà l'applicazione primaria del decreto legislativo n. 164/00, poiché le sue disposizioni non si possono ritenere abrogate neppure implicitamente dall'art. 35: le nuove norme introdotte troveranno quindi applicazione nella misura in cui il citato decreto legislativo nulla disponga in ordine a determinati aspetti o profili.

INIZIATIVE DI RIFORMA DELLE AUTORITÀ INDIPENDENTI

Il contributo dell’Autorità alla Commissione per la razionalizzazione e semplificazione delle autorità indipendenti e delle agenzie di settore

Il Ministro per la funzione pubblica, al fine di elaborare una proposta di intervento legislativo, nell’ottobre 2001, ha istituito una Commissione di studio per la razionalizzazione e la semplificazione delle disciplina delle autorità indipendenti e delle agenzie di settore. Della Commissione, presieduta dallo stesso Ministro, fanno parte 19 tra esperti in materia e rappresentanti delle imprese di settore. Nel corso dei lavori la Commissione ha svolto audizioni, richiedendo anche contributi scritti, con numerosi soggetti istituzionali e operatori interessati per l’approfondimento di tematiche di particolare rilievo. L’Autorità ha inviato una propria memoria di cui si riferisce in parte nel seguito.

La memoria dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas

La legge 14 novembre 1995, n. 481, istitutiva dell’Autorità, è stata votata dal Parlamento quasi all’unanimità, in una convinta adesione delle forze politiche al processo di liberalizzazione dei servizi pubblici e alla privatizzazione delle imprese pubbliche operanti in quei settori. Vi si prevede il pieno coinvolgimento del Parlamento e del Governo, sia nelle scelte rivolte alla promozione della concorrenza della privatizzazione, sia nella nomina dei componenti l’Autorità. Già prima, la legge 30 luglio 1994, n. 474, aveva subordinato le privatizzazioni alla creazione di organismi indipendenti per la regolazione delle tariffe e per il controllo della qualità dei servizi di rilevante interesse pubblico. In un mercato come quello italiano, caratterizzato da una consistente presenza di società e di enti a partecipazione pubblica, la scelta, legata anche agli accordi Andreatta/Van Miert e alle iniziative comunitarie per la repressione degli aiuti di Stato, fu quella di garantire una guida puntuale al processo di privatizzazione. Guida costituita, da un lato, dalle scelte politiche nell’individuazione sia delle imprese da privatizzare, sia delle modalità della privatizzazione, e, dall’altro, dalla creazione di organismi indipendenti a tutela del mercato in via di liberalizzazione.

La finalità evidente era di evitare che al monopolista pubblico subentrassero quelli privati, liberi di fissare tariffe e livelli di qualità del servizio erogato senza il controllo del mercato. Altro obiettivo era far sì che nei servizi pubblici essenziali la gestione delle tariffe, delle condizioni contrattuali e degli accessi alle reti fosse trasparente.

La regolazione dei servizi di pubblica utilità

La missione affidata dall'art. 1 della legge n. 481/95 alle autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità sta nel garantire una pluralità di rilevanti interessi collettivi: la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità; adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e redditività; la loro fruibilità e la loro diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale; la definizione di un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti; la tutela degli interessi di utenti e consumatori.

La stessa legge pone, come quadro di riferimento per il raggiungimento di questi obiettivi, la normativa comunitaria in materia e gli indirizzi di politica generale formulati dal Governo.

Le autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, come l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni, prevista dalla stessa legge n. 481/95, ma istituita poi con specifica normativa, svolgono una *funzione di regolazione*, che si palesa nell'adozione di provvedimenti generali in materia di tariffe, condizioni contrattuali, qualità del servizio, accesso alle reti, separazione contabile e amministrativa. Svolgono inoltre una *funzione di garanzia*, strettamente connessa a quella di regolazione; definiscono i meccanismi preventivi di tutela dei consumatori e degli utenti (per esempio, la definizione di indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità), la vigilanza sul rispetto della regolazione, l'interdizione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti, l'irrogazione di sanzioni pecuniarie, la risoluzione di controversie (*adjudication*) tra utenti e gestori dei servizi pubblici, nonché tra Gestori delle reti e imprese che vi si collegano, con procedure stragiudiziali di conciliazione e arbitrato. Svolgono, infine, una *funzione consultiva e di segnalazione* nei confronti del Parlamento e del Governo, attraverso l'adozione di pareri, comunicazioni e proposte.

Ne consegue che le autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità svolgono funzioni di garanzia sia tramite i provvedimenti regolatori, di carattere generale, sia tramite i provvedimenti applicativi, di carattere specifico.

Autorità di garanzia e autorità di regolazione

La distinzione tra autorità di garanzia e autorità di regolazione è solo apparente in quanto la regolazione non esclude la garanzia di valori costituzionali, anzi si coniuga con essa e spesso addirittura la presuppone. La regolazione è garanzia in quanto assicura regole trasparenti e non discriminatorie per l'accesso alle reti e ai servizi che con esse sono espletati, e perché evita sussidi incrociati, promettendo la corrispondenza delle tariffe ai costi di ciascun servizio. La protezione da posizioni dominanti si ottiene non solo perseguendo gli abusi di chi le vanta, ma anche e soprattutto regolando in modo generale

accessi e prestazioni così che abusi e discriminazioni siano impediti. Le funzioni di tutela dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato si integrano e quelle dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas si integrano per ambito e per finalità. Mentre l'Autorità garante della concorrenza interviene senza limiti settoriali e con riferimento a situazioni tipizzate dalla relativa legge, oltre che in funzione generalmente repressiva di abusi in atto, l'Autorità per l'energia ha competenza settoriale ma non legata all'impedimento di specifiche illegalità, bensì prevalentemente rivolta alla prevenzione di comportamenti anti-competitivi.

In secondo luogo, la regolazione non è attività amministrativa di sintesi di interessi pubblici e privati, bensì attività neutrale, affidata a un soggetto indipendente proprio perché le missioni sopra richiamate siano perseguite senza interferenze di interessi di altra natura, ed evitando che chi fa le regole sia anche il soggetto chiamato ad applicarle. Se, poi, si vuole rilevare l'esistenza di interessi economici complessivi che vengono presi in considerazione nelle scelte attinenti alla disciplina della concorrenza, il problema si pone anche per le autorità di pura garanzia (si veda l'art. 25, della legge 10 ottobre 1990, n. 287).

L'assenza di una autorità di pura garanzia può, in linea di principio e con diversa intensità, essere assorbita dalla presenza del giudice, che è autorità di garanzia per definizione. Il ruolo dell'autorità di regolazione, invece, non può essere rimpiazzato da quello del giudice, perché essa è svincolata dal caso specifico e prescinde dall'abuso. Negli Stati Uniti d'America il garante della concorrenza è il giudice, che tutela le imprese contro pratiche distorsive; benché siano istituite autorità indipendenti, manca una autorità indipendente della concorrenza come la intendiamo noi. Anche in Italia l'intervento sia dell'Autorità della concorrenza e del mercato, sia dell'Autorità per la protezione dei dati personali, che pure hanno contribuito in misura rilevante all'affermazione dei rispettivi principi, è aggiuntivo rispetto alla normale tutela giurisdizionale.

La protezione di valori costituzionali

Il dato normativo e gli elementi che si desumono dalla valutazione dell'attività sinora svolta dimostrano che le attribuzioni dell'Autorità sono finalizzate alla tutela e alla garanzia di interessi e valori indisponibili di rilevanza costituzionale. Tra questi possono essere inclusi la garanzia sia di livelli minimi di prestazioni essenziali in funzione di solidarietà economica e sociale, sia di unitarietà dell'ordinamento giuridico ed economico (art. 2, art. 120, della Costituzione); la rimozione di barriere di ordine economico alle pari opportunità (art. 3, della Costituzione); la tutela della concorrenza e del mercato (art. 41, della Costituzione); la salvaguardia delle attività riguardanti i servizi pubblici essenziali e le fonti di energia (art. 43, della Costituzione).

Con particolare riferimento alla regolazione delle condizioni tecniche ed economiche dell'erogazione dei servizi di pubblica utilità, si osserva che l'art. 1, comma 1, della legge n. 481/95:

- da un lato individua, tra le finalità perseguite dalla stessa legge, la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, nonché adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e di redditività;
- dall'altro lato impone all'Autorità, nel definire il sistema tariffario, di armonizzare gli obiettivi economico finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale.

In tutta evidenza tale disposizione declina, nel settore dei servizi di pubblica utilità, il principio costituzionale di libertà dell'iniziativa economica privata, di cui all'art. 41 della Costituzione (esteso, nella sua interpretazione più evoluta, a comprendere la libertà di concorrenza) e riafferma, nel medesimo settore, l'esistenza di doveri inderogabili di solidarietà politica, economica e sociale ai sensi degli articoli 2 e 3, del testo costituzionale.

Il ruolo delle reti nella garanzia dei diritti economici

A questi rilievi formali, se ne aggiungono altri di natura più sostanziale. Se è corretto fare riferimento ai principi costituzionali, è altresì rilevante tenere in considerazione il ruolo che le reti hanno nell'economia moderna. L'esatta gestione di dette reti, essenziali per la prestazione di servizi fondamentali, costituisce presupposto di qualsiasi diritto di iniziativa economica e garanzia di pluralismo.

La nostra Costituzione, alla luce anche dei principi del Trattato istitutivo della Comunità europea, si fonda sulla parità di diritti di accesso e sul principio di non discriminazione. Inoltre, nessun investimento in questi settori è prevedibile, soprattutto da parte di operatori esteri, in presenza di un quadro regolatorio non certo, trasparente e neutrale o, peggio, in caso di commistione di ruoli tra Stato imprenditore e Stato regolatore.

La presenza di un organismo indipendente esalta dunque la distinzione tra ruolo dello Stato, che interviene direttamente nell'attività economica, e ruolo dello Stato regolatore, favorendo e non comprimendo il primo.

Si consideri, inoltre, che se non si ricollegasse l'intervento regolatorio ai valori costituzionali sopra richiamati, se ci fosse cioè realmente discrezionalità amministrativa e non funzione di garanzia nella regolazione, la competenza si dovrebbe intendere devoluta alle Regioni dal nuovo testo dell'art. 117 della Costituzione.

La normativa europea

Le reti sono interconnesse e costituiscono parte del mercato unico europeo. La frantumazione della regolazione tra le varie autorità statali è, obiettivamente, in contrasto con la tendenza in atto, che mira ad assicurare omogeneità di criteri regolatori e indipendenza nello svolgimento delle relative funzioni. La neutralità delle regole di accesso alle reti e ai servizi pubblici è una previsione costante nelle direttive sulla formazione dei mercati interni dell'energia elettrica (Direttiva 96/92/CE) e del gas (Direttiva 98/30/CE).

Sotto la spinta delle direttive per la formazione del mercato interno e la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, quasi tutti gli Stati membri dell'Unione europea si sono dotati di una autorità indipendente di regolazione. La Commissione europea ha lavorato con i diversi organismi di regolazione per seguire e promuovere l'attuazione delle direttive attraverso i due *Forum* per la regolazione dell'energia elettrica (Firenze) e del gas (Madrid). L'azione della Commissione europea ha anche favorito gli scambi di informazioni e il coordinamento tra gli organismi di regolazione degli Stati membri dell'Unione europea nei settori dell'energia elettrica e del gas, che hanno dato vita al *Council of European Energy Regulators* (CEER).

Il CEER, alla cui costituzione l'Autorità ha attivamente contribuito, costituisce una sede per il confronto e per l'elaborazione di scelte e di tecniche regolatorie, attraverso gruppi di lavoro internazionali. Per esempio, si è recentemente concluso un progetto di *benchmarking* sulla regolazione della qualità del servizio, che è stato condotto dall'Autorità italiana e a cui hanno partecipato sei regolatori europei. I suoi risultati sono stati ripresi dalla Commissione europea nei materiali di preparazione delle proposte di modifica delle Direttive europee (presentate al Consiglio europeo di Stoccolma nel marzo 2001), per rafforzare l'importanza degli obblighi di servizio pubblico nel processo di liberalizzazione, al fine di promuovere la qualità e la protezione dei consumatori. Altre iniziative patrocinate dal CEER riguardano le tariffe transfrontaliere, la gestione degli intasamenti sulle reti, gli incentivi per lo sviluppo delle infrastrutture, i confronti internazionali dei prezzi sul mercato libero.

Nelle proposte di revisione delle Direttive europee viene fatto un ancor più esplicito riferimento alle autorità indipendenti dei vari Stati membri. D'altra parte, i decreti legislativi 16 marzo 1999, n. 79, e 23 maggio 2000, n. 164, di attuazione delle richiamate Direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE, già integrano le competenze governative con quelle dell'Autorità, per il completamento e l'attuazione del mercato interno dell'elettricità e del gas in un delicato equilibrio, che garantisce l'osservanza tempestiva delle disposizioni europee.

Le iniziative parlamentari

Nel periodo fra l'aprile 2001 e l'aprile 2002 sono stati presentati al Parlamento tre disegni di legge per la ridefinizione e la riorganizzazione delle autorità indipendenti che nascono dall'esigenza, trasversalmente sentita da tutte le parti politiche, di dare una precisa configurazione giuridica a organismi istituiti negli scorsi anni in diversi campi di intervento della pubblica amministrazione.

Le iniziative parlamentari e l'analoga iniziativa promossa dal Ministro della funzione pubblica danno conto dell'ampiezza del dibattito politico e istituzionale in corso sul tema della riforma delle autorità indipendenti. Tema di particolare rilevanza, soprattutto in una delicata fase di privatizzazione di importanti settori come quelli dei servizi pubblici ove risulta necessario garantire, sulla base dei principi e in attuazione degli obiettivi stabiliti dalla legge, sia la piena tutela della concorrenza, sia la salvaguardia degli interessi dei consumatori e degli utenti.

I disegni di legge presentati, pur nelle loro rispettive diversità, propongono una ridefinizione dei criteri di nomina dei Componenti e un riordino delle competenze volto a rendere più organiche e coerenti le funzioni delle singole autorità di settore. Essi riaffermano la centralità del Governo e del Parlamento nella conduzione e l'indirizzo dei processi di privatizzazione, liberalizzazione e più in generale della politica industriale nel cui ambito deve inserirsi l'intervento delle autorità medesime.

Esse propongono infine di rafforzare il ruolo del Parlamento quale referente istituzionale delle autorità indipendenti per evitarne l'isolamento rispetto al potere legislativo da cui prendono origine. L'istituzione di un'apposita Commissione parlamentare per i rapporti con le autorità, deputata ad esprimere i pareri sulle designazioni relative ai Componenti, sugli indirizzi generali del Governo nonché sull'attività svolta e i pareri e segnalazioni presentate viene in alcuni casi esplicitamente suggerita.

Nella fase finale di approvazione della legge finanziaria per il 2002 è stato proposto un ordine del giorno sottoscritto dal Presidente e da tutti i capigruppo della Commissione attività produttive della Camera messo poi a votazione e approvato a larghissima maggioranza, che il Governo ha accolto quale raccomandazione.

L'ordine del giorno richiama l'inopportunità di operare tramite l'art. 23 della legge finanziaria 2002³ per una ridefinizione del ruolo delle autorità indipendenti esistenti e sottolinea l'indispensabilità che le funzioni di garanzia e di regolazione siano mantenute chiaramente distinte dalle responsabilità di definizione di indirizzi di politica industriale per le società del settore a partecipazione pubblica. Questo impegna quindi il Governo a non incidere, in sede di attuazione della legge finanziaria, sul ruolo e sulle funzioni attribuite dalle norme vigenti alle autorità indipendenti, in particolare quelle di regolazione dei servizi pubblici assecondando una iniziativa parlamentare tesa a ridefinire il quadro delle medesime autorità.

TUTELA DELL'AMBIENTE

La decisione del Consiglio dei ministri dell'Unione europea, adottata il 3 marzo 2002, chiedeva agli Stati membri di ratificare, entro giugno, l'intesa raggiunta in occasione della conferenza delle parti firmatarie del protocollo di Kyoto tenutasi a Marrakech nel novembre 2001 (Capitolo 1). Tale decisione ha avviato anche in Italia l'iter di ratifica parallelamente alla revisione delle modalità di raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni.

Con delibera CIPE 19 novembre 1998 (CIPE 1998): "*Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra*" erano state individuate sei azioni nazionali alle quali era stato attribuito un diverso obiettivo di contenimento delle emissioni di CO₂ (si veda *Relazione annuale 1999*). Il 2002 rappresenta la prima verifica dei risultati conseguiti da tali azioni nazionali lungo il percorso che vorrebbe l'Italia, entro il 2008-2012, ridurre del 6,5 per cento le proprie emissioni di gas serra rispetto al 1990. I dati di consuntivo del 2000 e quelli di preventivo per il 2001 hanno tuttavia mostrato un forte scostamento dagli obiettivi fissati dal CIPE 1998 imponendo una nuova redistribuzione degli oneri i cui contenuti sono ad oggi ancora al vaglio del legislatore.

3 L'art. 23 contiene la delega al Governo perché individui gli organismi amministrativi, non deputati alla garanzia di diritti di rilevanza costituzionale, per trasformarli, fonderli o accorparli con altri enti o organismi che svolgono attività analoghe o complementari.

La nuova strategia nazionale per il rispetto del protocollo di Kyoto comprenderà, con ogni probabilità, il ricorso ai meccanismi flessibili quali la *joint implementation*, il *clean development mechanism* e l'*emission trading*, non contemplato al tempo della stesura del CIPE 1998 perché le modalità di applicazione erano ancora incerte in sede internazionale.

I meccanismi flessibili permettono di abbattere le emissioni attraverso la promozione di progetti all'estero i cui benefici ambientali vengono scaricati dall'obiettivo nazionale. In questa direzione nel 2001 sono stati indirizzati con decreto del Ministro dell'ambiente di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica e del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 giugno 2001, 35 miliardi di lire per la promozione di programmi di cooperazione internazionale nell'ambito dei meccanismi di Kyoto in Cina, Bulgaria, Romania, Argentina, Cuba, Egitto e Brasile.

L'andamento dei prezzi del petrolio negli ultimi anni ha inciso negativamente nelle politiche di riduzione delle emissioni nazionali di gas serra. In Italia l'incremento dei consumi energetici del 1,5 per cento nel 2001, congiuntamente all'aumento dei prezzi del greggio, ha da un lato determinato il congelamento della *carbon tax* riducendo l'incentivo economico ad accelerare la transizione a combustibili a minor contenuto di carbonio e dall'altro ha promosso un maggiore impiego dei combustibili solidi nei settori dove è possibile una sostituzione delle fonti energetiche nel breve periodo, quale quello della generazione elettrica.

A fronte di queste dinamiche, la legislazione nazionale ha individuato due strumenti economico ambientali particolarmente innovativi finalizzati al rispetto del protocollo di Kyoto:

- il meccanismo dei certificati verdi per promuovere lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili;
- il meccanismo dei titoli di efficienza energetica per incentivare i risparmi energetici negli usi finali.

Entrambi gli strumenti vedono il 2002 come primo anno di applicazione e dimostreranno la loro validità solo negli anni a venire. Nella delibera CIPE 1998 il settore delle energie rinnovabili avrebbe dovuto apportare una diminuzione delle emissioni di gas serra pari al 18 per cento dell'obiettivo nazionale (corrispondenti a 18/20 Mtonn di CO₂) mentre gli interventi in materia di efficienza energetica avrebbe dovuto ridurre le emissioni del nostro paese del 26 per cento del obiettivo nazionale (circa 24/29 Mtonn di CO₂).

Mentre gli interventi sull'efficienza energetica impongono un obiettivo di

miglioramento negli usi finali di energia progressivo sino al 2006, quello sui certificati verdi non ha ancora individuato una progressione dell'obbligo in relazione all'obiettivo nazionale di riduzione dei gas serra. Tuttavia l'implementazione nella legislazione nazionale della Direttiva europea 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (vedi Capitolo 1), di cui il Governo è stato delegato con l'art. 43 della legge 1 marzo 2002, n. 39, costituirà un'occasione per ridefinire tale progressione.

L'istituzione di un meccanismo di mercato per la promozione dei certificati verdi è stato introdotto dall' art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79 e le sue caratteristiche sono state delineate dal successivo decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e del Ministro del ambiente del 11 novembre 1999 e successive modifiche introdotte dal decreto Ministro delle attività produttive, Ministro dell'ambiente 18 marzo 2002. Il funzionamento e le caratteristiche di questo strumento di politica ambientale sono descritte, nei suoi fondamentali, nel Capitolo 3.

Promozione dell'efficienza energetica negli usi finali

I decreti di promozione dell'efficienza energetica nel settore della distribuzione di energia elettrica e di promozione del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili nella distribuzione di gas naturale sono stati emanati il 24 aprile 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente. I due decreti danno attuazione a quanto previsto rispettivamente all'art. 9, comma 1 del decreto legislativo n. 79/99 e all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00.

I decreti ministeriali hanno profondamente riformato la politica di promozione del risparmio energetico seguita dal legislatore fino a quella data, introducendo un sistema che identifica nell'Autorità il soggetto incaricato della definizione dei criteri e delle regole necessarie per dare attuazione alle previsioni contenute nei decreti, nonché della gestione dell'intero meccanismo una volta avviato. Il nuovo sistema si fonda sull'imposizione di obblighi quantitativi di risparmio di energia primaria posti a carico dei distributori di energia elettrica e di gas che dovranno essere rispettati dai distributori tramite lo sviluppo di progetti di risparmio energetico presso i clienti finali.

I progetti potranno essere sviluppati direttamente dal distributore, tramite società da esso controllate, o attraverso società operanti nel settore dei servizi energetici. In alternativa, i distributori potranno scegliere di non sviluppare nessuna azione diretta e di soddisfare gli obblighi a loro carico acquistando, in tutto o in parte, da terzi 'certificati' (denominati 'titoli di efficienza energetica') attestanti il conseguimento di risparmi energetici da parte di altri sogget-

ti. Tali titoli verranno emessi dall'Autorità al termine di un processo di controllo finalizzato a verificare che i progetti siano stati effettivamente realizzati in conformità con le disposizioni dei decreti e delle regole definite dall'Autorità, ivi incluse le regole tecniche per la valutazione dei risparmi energetici attribuibili ad ogni singolo intervento. Lo scambio dei titoli potrà avvenire tramite contratti bilaterali o in un mercato apposito che verrà istituito dal Gestore del mercato elettrico e regolamentato in base a disposizioni stabilite dal Gestore stesso d'intesa con l'Autorità.

Una parte dei costi sostenuti dai distributori per adempiere agli obblighi di risparmio energetico, posti a loro carico dai decreti ministeriali, troverà copertura attraverso le tariffe di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale in base a criteri stabiliti dall'Autorità. Il mancato adempimento agli obblighi di risparmio energetico a carico dei singoli distributori verrà sanzionato dall'Autorità.

Nell'aprile di quest'anno l'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione (vedi Capitolo 5) che illustra le proposte dell'Autorità relative ai criteri e metodi:

- per la preparazione e l'esecuzione dei progetti di risparmio energetico;
- per la valutazione dei risparmi energetici attribuibili alle diverse tipologie di progetto;
- per il controllo dei risparmi effettivamente conseguiti e certificabili attraverso l'emissione dei titoli di efficienza energetica;
- per l'emissione dei titoli;
- per la parziale copertura dei costi sostenuti dai distributori attraverso le tariffe;
- per la definizione e l'irrogazione delle sanzioni per inadempienza.