

# 1. STATO DEI SERVIZI: ELEMENTI DI CONTESTO

Il contesto normativo e istituzionale entro cui si collocano gli operatori dei servizi di pubblica utilità è interessato da cambiamenti di rilevante portata.

Il processo in atto riguarda i *mercati*, i *consumatori* e gli *utenti*, le *imprese*, le *istituzioni* e le *politiche pubbliche*. I cambiamenti sono il riflesso dell'evoluzione serrata che, con il progredire dell'integrazione europea, sta caratterizzando l'intero sistema economico italiano, avendone dapprima investito le sezioni più esposte alla concorrenza e all'innovazione.

Nei servizi di pubblica utilità, tradizionalmente forniti in condizioni quasi monopolistiche, alla trasformazione istituzionale degli enti di gestione delle partecipazioni statali e all'avvio delle dismissioni aveva finora fatto riscontro una più debole azione di liberalizzazione delle condizioni di esercizio. Questi settori, e in particolare i servizi dell'energia elettrica e del gas, hanno da poco intrapreso un percorso di accelerata trasformazione: meno intensa di quella che ha coinvolto le telecomunicazioni, ma più avanzata di quella conosciuta da altri servizi a rete, come il servizio postale e quello ferroviario.

Il mutamento dei *mercati* energetici è accompagnato dalle decisioni in favore della loro liberalizzazione, assunte sotto la spinta degli orientamenti maturati in sede europea. Il processo ha superato una tappa importante nel settore elettrico: il 16 marzo dell'anno in corso, dopo quasi quarant'anni dalla legge di nazionalizzazione dell'Enel, è stato emanato il provvedimento legislativo di recepimento della Direttiva europea 96/92/CE che rimuove le restrizioni alla produzione, attenua la posizione dominante dell'operatore pubblico, consente l'accesso alla rete e pone le premesse per lo sviluppo di un'effettiva concorrenza, soprattutto dal lato della domanda di elettricità e dei servizi ad essa associati. Anche se con maggiore lentezza, il cambiamento sta prendendo forma nel settore del gas, dove si è avviato l'*iter* di trasposizione dell'omologa direttiva e dove le condizioni di svolgimento dei servizi presentano caratteri giuridici ed economici profondamente diversi da quelli del settore elettrico.

In concomitanza con i processi di liberalizzazione si va rafforzando il ruolo di tutela di interessi diffusi svolto dalle associazioni di *consumatori* e *utenti*, che già oggi trovano nelle modalità di adozione delle decisioni da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas un innovativo riferimento istituzionale. A tale finalità risponde la legge emanata nel 1998 che ne disciplina i diritti e rappresenta il primo atto di inquadramento degli strumenti normativi a garanzia di interessi degli utenti.

Innovazioni di grande rilievo concernono le *imprese* di entrambi i settori rego-

lati dall'Autorità, in particolare quelle pubbliche o a controllo pubblico. Il decreto di recepimento della Direttiva europea per il mercato elettrico imporrà all'impresa dominante una profonda ristrutturazione, con la suddivisione societaria, la riduzione della presenza nella generazione e l'aggregazione con le realtà locali nella fase di distribuzione finale. Parallelamente, il difficile percorso di riforma dei servizi pubblici locali, che si muove nell'ambito dei processi di decentramento amministrativo, sta stimolando l'evoluzione delle imprese degli enti locali, in particolare tra le *ex* municipalizzate energetiche, dove sono numerose le trasformazioni societarie e si manifestano i primi atti di privatizzazione. Il riordino delle norme sulle cessioni pubbliche, ancora in via di definizione, mira a rendere compatibile la legislazione nazionale con gli orientamenti dell'Unione europea e a favorire l'accelerazione del processo di dismissione, anche a livello locale; esso potrà influire sulle competenze delle autorità di settore.

Sul contesto istituzionale influiscono inoltre innovazioni nelle norme e nelle *politiche pubbliche* che, pur avendo valenza generale, incidono in modo significativo sui servizi energetici: si tratta in particolare delle norme in materia di ambiente e di fiscalità su cui si esercita l'azione di indirizzo dell'Unione europea e degli organismi nazionali.

Le politiche ambientali sono influenzate in misura crescente dall'applicazione degli obiettivi di contenimento delle emissioni assunti a Kyoto: la delibera approvata dal Cipe nel novembre 1998 definisce il quadro entro cui dovranno collocarsi le azioni di intervento, assegna al settore energetico un contributo di rilievo. Strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili, all'uso efficiente dell'energia e alla rimodulazione della domanda, basati su meccanismi incentivanti, si vanno diffondendo in Europa. Queste misure dovranno essere introdotte anche in Italia nel quadro del nuovo assetto concorrenziale dei settori energetici, anche attraverso opportuni meccanismi regolativi. Concorre al perseguimento di finalità ambientali anche il recente riordino della fiscalità sull'energia, disposto nel contesto della manovra finanziaria per l'anno in corso, che prevede un inasprimento della tassazione sui combustibili più inquinanti.

L'apertura dei mercati energetici viene accompagnata in molti paesi europei dall'affermarsi di un nuovo modello di regolazione indipendente. Al ritiro dello "Stato imprenditore", garante diretto del servizio universale e della sicurezza energetica, corrisponde l'affermarsi di uno "Stato regolatore", promotore di regole chiare e non discriminatorie, indispensabili per assicurare una transizione ordinata al nuovo contesto concorrenziale.

## LA REGOLAZIONE ENERGETICA NEL CONTESTO INTERNAZIONALE

### Le autorità di regolazione nel settore energetico: nuove tendenze a livello internazionale

I processi di liberalizzazione e privatizzazione in atto nei settori dell'energia elettrica e del gas sono accompagnati nella maggior parte dei paesi europei dall'affermarsi di una nuova "cultura della regolazione", caratterizzata da diversi gradi di indipendenza e autonomia dall'esecutivo. Al ritiro dello "Stato imprenditore", garante diretto del servizio universale e della sicurezza energetica, corrisponde l'affermarsi di uno "Stato regolatore", garante di regole chiare, trasparenti e non discriminatorie per tutti gli operatori, in grado di accompagnare l'apertura concorrenziale dei mercati.

All'indomani della scadenza per il recepimento della Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica, nella maggioranza dei paesi europei si osserva che l'apertura dei mercati nazionali viene accompagnata dalla creazione di nuovi organi di regolazione settoriali con funzioni di natura consultiva e di controllo in quasi tutti i casi e funzioni normative in altri (Tav. 1.1).

Anche in paesi di tradizione statale centralizzata come la Francia, le proposte di liberalizzazione e recepimento della Direttiva europea sul mercato dell'energia elettrica sono accompagnate dalla creazione di un organismo di regolazione settoriale, relativamente indipendente dall'esecutivo. In molti casi, tuttavia, le attribuzioni dei regolatori sono limitate a funzioni tecniche di natura consultiva, oltreché di vigilanza e controllo, mentre l'esercizio dei poteri di regolazione normativi resta prerogativa delle autorità ministeriali (definizione di tariffe, delle regole di accesso alla rete e degli standard di qualità). Le commissioni di regolazione comunque, indipendentemente dai poteri più o meno ampi di cui godono, assumono in tutti i paesi ruolo di garanti della liberalizzazione nei confronti sia dei nuovi soggetti operanti sul mercato, sia degli utenti e dei consumatori.

Il recepimento della Direttiva europea sul gas naturale, atteso entro l'agosto del 2000, favorirà nei paesi europei processi di liberalizzazione e riforma di carattere analogo, nonostante le differenze strutturali e le maggiori resistenze all'introduzione di pratiche concorrenziali che caratterizzano il settore del gas naturale rispetto all'energia elettrica. In Europa, solo la Gran Bretagna ha aperto fino dal 1986 alla concorrenza questo settore; più recentemente, Spagna e Germania hanno approvato nel 1998 progetti di riforma settoriale. La liberalizzazione del settore del gas naturale implicherà, dati i numerosi legami di interdipendenza fra i due settori, uno sforzo di maggiore coordinamento anche sul piano della regolazione.

In Gran Bretagna l'importanza crescente nell'ambito della liberalizzazione dei settori di pubblica utilità delle problematiche connesse agli operatori "multi-servizio" ha portato all'intensificarsi delle attività di collaborazione fra i diversi regolatori settoriali, come testimoniano le analisi sul tema commissionate dal Governo e condotte congiuntamente dai cinque regolatori settoriali inglesi (*Offer* per l'elettricità; *Ofgas* per il gas; *Ofwat* per l'acqua; *Oftel* per le telecomunicazioni e *Ofreg* per l'elettricità e gas in Irlanda del Nord).

La capacità di eludere gli impegni programmatici e le condizioni relative alla concessione di licenze, le forme di sussidio incrociato fra diversi servizi, il ricorso a forme di *marketing* congiunto a discapito del consumatore e la difficoltà di raccogliere informazioni secondo formati comuni possono potenzialmente rappresentare il risultato negativo di una regolazione con una eccessiva frammentazione settoriale. Le forti convergenze rilevate in particolare nei settori dell'energia elettrica e del gas hanno condotto il governo inglese, dopo un attento riesame di quasi un decennio di regolazione energetica (*Libro verde sulla regolazione*, marzo 1998, vedi *infra*), alla decisione di unificare i due regolatori del settore energetico in una struttura di regolazione presieduta da una commissione composta da tre direttore aggiunti e un direttore generale che resta in carica per quattro anni.

In Spagna la *Ley General de Hidrocarburos*, approvata nel settembre del 1998, nel dettare le regole di liberalizzazione del settore del gas e degli idrocarburi, istituisce una Commissione nazionale dell'energia, responsabile della regolazione congiunta dell'energia elettrica, del gas e degli idrocarburi (*Cne*). Fino alla scadenza del mandato del regolatore elettrico attualmente in carica, il nuovo organismo conviverà a fianco della *Cnse*, la Commissione di regolazione dell'energia elettrica istituita nel 1994 dalla prima legge di riforma del settore.

TAV. 1.1 IL PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE ENERGETICO IN EUROPA E LA CREAZIONE DI NUOVI ORGANISMI DI REGOLAZIONE

PAESE	LIBERALIZZAZIONE	ORGANO DI REGOLAZIONE
AUSTRIA	Legge di riforma del settore elettrico, 1998	Commissione prezzi e Ministero affari economici e finanziari (Divisione energia)
BELGIO	Deroga di un anno al recepimento	Autorità ministeriale
DANIMARCA	Legge riforma del settore elettrico, 1996	Ministero dell'ambiente e dell'energia
FINLANDIA	Legge di riforma del settore elettrico, 1995	Autorità di regolazione del mercato elettrico, 1995 ( <i>Sahkomarkkinakesus</i> )
FRANCIA	Progetto di legge di riforma del settore elettrico approvato dal Consiglio dei Ministri, dicembre 1998	Proposta di istituzione di una Commissione per la regolazione dell'energia elettrica
GERMANIA	Legge di riforma del settore energetico (elettricità e gas), 1998	Ministero affari economici e industria e Commissione <i>antitrust</i> (livello federale e regionale)
GRECIA	Deroga di un anno al recepimento	Autorità ministeriale
INGHILTERRA E GALLES	<i>Energy Act</i> 1989 – elettricità <i>Gas Act</i> 1986 e 1995 – gas	<i>Offer</i> (1989) e <i>Ofgas</i> (1986) vengono unificate a partire dal gennaio 1999 in un'unica istituzione di regolazione indipendente del settore energetico
IRLANDA	Proposta di riforma del settore elettrico, 1997 (deroga di un anno al recepimento)	Proposta di istituzione di una <i>Commission for Electricity Regulation</i>
ITALIA	Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79	Autorità per l'energia elettrica e il gas, 1995
OLANDA	Legge di riforma del settore elettrico, 1998	Autorità di regolazione del settore elettrico, 1998
PORTOGALLO	Legge di riforma del settore elettrico, 1996	<i>ERSE</i> , 1996 ( <i>Entidade Reguladora del Sector Electrico</i> )
SPAGNA	Leggi di riforma del settore elettrico, 1994 e 1997 Legge del settore degli idrocarburi, 1998	<i>CNSE</i> , 1994 (Commissione di regolazione del settore elettrico) dal 2000 verrà incorporata nella CNE, Commissione nazionale dell'energia (elettricità, gas e idrocarburi)
SVEZIA	Legge di riforma del settore elettrico, 1996	<i>NUTEK</i> , 1995 (Commissione di regolazione del settore elettrico)

### La *Regulatory Review of Public Utilities* nel Regno Unito

Nel Regno Unito, dopo l'insediamento del nuovo governo, nel maggio del 1997 è stato avviato un riesame critico delle politiche di regolazione che, a partire dai primi anni ottanta, hanno accompagnato il riassetto proprietario e organizzativo dei grandi settori di pubblica utilità: telecomunicazioni, elettricità, gas, acqua e, più di recente, trasporti ferroviari.

La revisione prende le mosse da una valutazione critica dei processi di privatizzazione attuati dal precedente governo conservatore. Nel marzo del 1998 il Governo in carica ha pubblicato i risultati della revisione in un Libro verde (*A fair deal for the consumers. Modernising the framework of utility regulation*) che, nel definire i nuovi obiettivi strategici per il prossimo decennio, porta gli interessi del "consumatore" al centro della regolazione. Nel novembre del 1998, dopo il recepimento delle numerose osservazioni raccolte nel processo di consultazione da istituzioni, associazioni di interessi e singoli soggetti interessati, il governo ha elaborato un documento più specifico, in cui vengono formulate nuove proposte in materia di regolazione energetica. Fra le principali raccomandazioni figurano:

- esigenza di un maggiore coordinamento delle politiche di regolazione con le politiche di settore, definite a livello ministeriale: in particolare la definizione di direttive governative su obiettivi di carattere sociale, ambientale e di efficienza energetica in capo agli operatori del sistema; la riduzione del grado di indipendenza del regolatore;
- inclusione fra le competenze primarie del regolatore di un mandato rivolto alla tutela degli interessi dei consumatori; la creazione di organismi consultivi di rappresentanza dei consumatori per ogni settore di pubblica utilità e la definizione di un programma di intervento degli operatori settoriali finalizzato alla tutela delle fasce svantaggiate (anziani, disabili, utenze socialmente ed economicamente deboli);
- definizione di procedure formalizzate per l'adozione delle decisioni da parte del regolatore, la definizione del processo consultivo per aumentare il grado di trasparenza e di *accountability* dell'azione del regolatore;
- unificazione dei regolatori del settore del gas e dell'elettricità per garantire una regolazione più efficace alla luce della crescente convergenza di interessi fra gli operatori dei due settori e la sostituzione del regolatore individuale (*Director General* di *Offer* e di *Ofgas*) con organismi collegiali;
- creazione di organismi consultivi di supporto al regolatore;
- conferma della regolazione tariffaria secondo il metodo del *price cap*, con eventuali adattamenti orientati a sostenere obiettivi sociali, ambientali e di uso efficiente delle risorse;
- conferma della scelta di separazione fra attività di distribuzione e vendita dei servizi.

## LE INNOVAZIONI DEL QUADRO ISTITUZIONALE E NORMATIVO

### La liberalizzazione dei mercati dell'elettricità e del gas

Nell'ultimo biennio si sono definitivamente affermati, in Europa e in Italia, i processi di liberalizzazione e apertura alla concorrenza.

La crescente integrazione delle economie avanzate, da tempo completa e irreversibile nelle produzioni industriali, in via di avanzamento nei servizi di mercato e negli assetti proprietari delle imprese, sta gradualmente investendo i servizi pubblici. Vi sono in primo luogo coinvolti quelli che possono assumere in tutto o in parte forme organizzative proprie del settore privato, come è il caso dei servizi di pubblica utilità.

Tra questi ultimi i servizi energetici si collocano in una posizione mediana: la loro apertura segue quella delle telecomunicazioni e dell'informazione, dove la diffusione di nuove tecnologie e i processi di convergenza hanno agevolmente eroso gli assetti monopolistici a lungo prevalsi nei due settori, precede quella dei servizi postali e ferroviari, dove gli avanzamenti tecnologici sono più lenti, le esigenze di universalità del servizio più estese, le rigidità dell'occupazione maggiori.

Con l'eccezione del Regno Unito e dei paesi nordici, ovunque in Europa l'impulso alla liberalizzazione dei settori energetici ha ricevuto impulso dall'azione di indirizzo dell'Unione europea. Nei due settori regolati dall'Autorità il processo di apertura si presenta in Italia con tempi e caratteri diversi, e incide su contesti diversi, ma rappresenta comunque una cesura fondamentale perché modifica radicalmente l'assetto emerso, quattro decenni or sono, dalle disposizioni che ne avevano sancito le condizioni monopolistiche, di fatto o di diritto.

Per il settore elettrico, nei primi mesi del 1999 è giunto a un primo compimento l'*iter* di trasposizione della Direttiva europea (96/92/CE del 19 dicembre 1996). Il 16 marzo 1999 è stato emanato il decreto legislativo n. 79 che introduce nell'ordinamento italiano i principi fissati dall'atto comunitario. Meno avanzato sotto il profilo normativo è il processo di riforma istituzionale del settore del gas naturale: solo nei primi giorni di maggio, successivamente al termine del periodo preso in considerazione dalla presente *Relazione* il Parlamento ha approvato la delega che conferisce al Governo del mandato di emanare, entro l'agosto del 2000, la normativa per l'attuazione della Direttiva europea 98/30/CE.

Le due azioni di riforma agiscono su contesti economici, istituzionali e proprietari profondamente diversi.

Il settore elettrico ha dimensioni di quasi quattro volte maggiori di quello del gas in termini di addetti e di investimenti, e di circa due in termini di fattura-

to; conta un maggior numero di operatori, nonostante una loro distribuzione più concentrata per la presenza di un soggetto dominante, verticalmente integrato, accanto a numerose imprese minori, prevalentemente attive nella generazione. Il settore elettrico inoltre presenta una penetrazione più capillare negli utilizzi finali; ha sperimentato un progresso tecnologico più intenso, soprattutto nel segmento della produzione di energia elettrica con cicli combinati a gas, che ha reso possibile la riduzione della scala minima efficiente; possiede, in generale, caratteristiche di maggiore flessibilità nella ricerca delle combinazioni produttive ottimali poiché il servizio finale – l'utilizzo dell'elettricità – può essere ottenuto a partire da differenti fonti primarie e con differenti tecnologie di processo.

I due settori sono legati da forti relazioni di interdipendenza. L'impiego del gas nella generazione elettrica, già oggi rilevante, appare in prospettiva rapidamente crescente. Tuttavia, l'impossibilità di produrre il servizio finale se non attingendo alle risorse naturali di un'unica fonte primaria rende il settore del gas più rigido in termini di disponibilità e di localizzazione della materia prima e di strutture logistiche, rigidità solo in parte attenuata dal ricorso a tecnologie di liquefazione e rigassificazione. Per altri versi, il gas naturale ha un ruolo fondamentale al fine della tutela ambientale e della sicurezza strategica degli approvvigionamenti.

Sono diverse anche le condizioni istituzionali. Nel settore elettrico la legge di nazionalizzazione del 1962 aveva sottoposto a riserva pubblica l'esercizio delle attività, affiancando sul piano giuridico il monopolio legale a quello naturale che caratterizza alcuni segmenti del servizio. In quello del gas coesistono situazioni monopolistiche nelle fasi di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio, in larga parte di natura fattuale e non legale, con l'estrema frammentazione dimensionale e territoriale della distribuzione secondaria.

Differiscono anche gli assetti proprietari delle due imprese dominanti. Alla proprietà pubblica di un'impresa non quotata nel caso elettrico si contrappone il controllo pubblico di minoranza di un'impresa quotata in quello del gas.

La presenza di un'autorità di regolazione settoriale, richiesta dalla normativa sulle privatizzazioni e definita dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, assume pertanto differenti caratteri nei due settori, così come diversa è la sequenza degli atti di riordino istituzionale: nel caso elettrico la costituzione dell'autorità settoriale è stata seguita dalla liberalizzazione e, in prospettiva, dall'avvio della privatizzazione; in quello del gas le ultime due operazioni sono state avviate in successione opposta.

In questo contesto si è innestato il citato decreto legislativo di riordino del servizio elettrico. Il decreto favorisce il graduale affermarsi dei tre fondamentali fattori che possono permettere ai servizi a rete di funzionare secondo meccanismi



realmente competitivi: la numerosità degli operatori nell'offerta e nella domanda, l'accesso alla rete, l'esistenza di controlli.

Esso contiene numerose disposizioni normative, di riassetto del settore, di riordino istituzionale e di definizione tecnica; impone scadenze attuative molto stringenti. Punti qualificanti sono il riconoscimento dell'esistenza di utenti in grado di contrattare prezzi e condizioni di acquisto (i clienti idonei), la progressiva riduzione del peso dell'operatore dominante che dovrebbe favorire l'emergere di nuovi soggetti dal lato dell'offerta, l'indipendenza del gestore della rete, la definizione di regole certe, neutrali e trasparenti per l'accesso alle infrastrutture di rete, la nascita di un mercato regolato degli scambi all'ingrosso (cfr. Capitolo 2).

La liberalizzazione del settore elettrico potrà accrescere la competitività del sistema elettrico nazionale, mentre sarà compito dell'attività di regolazione garantire l'universalità, la qualità e la sicurezza del servizio: ne deriverà un contributo allo sviluppo dell'intero sistema economico. A tale fine è necessario che sia assicurata un'effettiva contendibilità del mercato, sia dal lato della domanda che dal lato dell'offerta, e l'assoluta indipendenza del gestore della rete nazionale dagli interessi economici prevalenti nel settore. Questo soggetto dovrà anche garantire che gli investimenti finalizzati a mantenere in efficienza la rete e a svilupparne l'estensione favoriscano la convergenza dei livelli di sicurezza e di qualità del servizio elettrico, in un'ottica di riequilibrio territoriale.

Nel settore del gas la legge delega attribuisce al Governo il compito di attuare nell'ordinamento nazionale la Direttiva europea 98/30/CE.

Verranno modificati quegli aspetti del settore che non rispondono più alle esigenze di fornitura in un contesto aperto: la definizione delle funzioni dell'impresa dominante e delle sue controllate, le modalità di accesso alle infrastrutture di trasporto e di stoccaggio, gli obblighi di servizio pubblico. Vi sarà inoltre l'opportunità di ridurre la frammentazione della distribuzione secondaria, favorendo processi di aggregazione.

La liberalizzazione del settore del gas naturale è resa urgente dal superamento della proprietà pubblica dell'impresa dominante. Solamente in un contesto liberalizzato, il più adatto a stimolare la concorrenza e l'efficienza, possono infatti operare correttamente gli incentivi economici propri di imprese organizzate in forma privata e con proprietà diffusa.

L'applicazione della Direttiva europea 98/30/CE potrà dunque consentire la nascita di un autentico mercato interno del gas naturale. Affinché questo avvenga è necessario che il suo recepimento sia attuato in forma coordinata e sulla base di condizioni di reciprocità da parte di tutti i paesi membri.

## Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79: le innovazioni nelle competenze dell'Autorità

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, con cui si è data attuazione alla Direttiva europea 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica, attribuisce all'Autorità un insieme esteso di attribuzioni nel campo della regolazione e del controllo del servizio dell'energia elettrica, di prevalente natura tecnica.

La vastità dei compiti affidati all'Autorità comporterà scelte organizzative in grado di influire sul suo stesso *modus operandi*. Parte delle nuove attribuzioni ha natura generale: si tratta di provvedimenti, proposte e pareri alla cui elaborazione concorreranno gli operatori, anche attraverso forme di rappresentanza associata; parte si concretizzerà in provvedimenti a valenza individuale che potranno dare luogo a un flusso di istanze di entità non trascurabile.

Gli interventi di pertinenza dell'Autorità prefigurati dal decreto legislativo n. 79/99 possono essere esaminati con riferimento alla tipologia, ai contenuti e all'ordine di priorità. Il decreto prevede tre tipologie di misure: provvedimenti, proposte (prevalentemente al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato) e pareri (obbligatori ma non vincolanti).

L'Autorità potrà inoltre formulare proposte di propria iniziativa su materie di competenza di altre amministrazioni, avvalendosi dei poteri previsti dall'art. 2, comma 12, della legge 14 novembre 1995, n. 481.

### Provvedimenti e proposte

La definizione di provvedimenti e proposte rappresenta l'espressione di un potere dell'Autorità, attuato con l'esercizio di funzioni di natura complessa. In questo ambito le principali attribuzioni conseguenti dal decreto n. 79/99 concernono gli aspetti seguenti.

### Condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti

Ai sensi dell'art. 3, comma 1, del decreto, il gestore ha l'obbligo di connettere alla rete di trasmissione nazionale i soggetti che ne facciano richiesta, nel rispetto della continuità del servizio, delle regole tecniche e delle condizioni di accesso fissate dall'Autorità; ciò a garanzia dell'imparzialità e della neutralità della trasmissione e del dispacciamento. Il decreto legislativo stabilisce che per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale spetti al gestore un corrispettivo, la cui misura sarà fissata in termini non discriminatori dall'Autorità entro novanta giorni dalla sua entrata in vigore. Il corrispettivo dovrà incentivare il gestore a seguire "criteri di efficienza economica" (comma 10). Si può ritenere che queste condizioni siano già state definite con la delibera dell'Autorità del 18 febbraio 1999, n. 13, relativa ai corrispettivi di vettoriaamento (*cfr.* Capitolo 4).

*Directive al gestore della rete di trasmissione nazionale per le regole tecniche in materia di impianti (art. 3, comma 6)*

Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, l'Autorità emana direttive volte all'adozione da parte del gestore della rete di trasmissione di regole tecniche riguardanti, tra l'altro, la progettazione e il funzionamento degli impianti di generazione, le reti di distribuzione e i circuiti di interconnessione. All'Autorità spettano compiti di verifica della conformità di tali regole.

*Schema di convenzione tipo tra gestore della rete di trasmissione nazionale e proprietari delle reti (art. 3, comma 8)*

L'Autorità propone lo schema di riferimento in base al quale il gestore della rete stipula le convenzioni con i soggetti proprietari delle reti di trasmissione per disciplinarne l'esercizio, nonché gli interventi di manutenzione e di sviluppo. Lo schema tipo definisce aspetti di gestione, di manutenzione, di sviluppo, i canoni di affitto, le procedure da attivare nel caso di disfunzioni e inadempienze, le sanzioni e gli indennizzi; stabilisce inoltre le modalità di coinvolgimento delle regioni. La convenzione-tipo deve essere approvata entro centoventi giorni dalla entrata in vigore del decreto, con atto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

*Proposta per l'identificazione degli oneri generali del sistema elettrico (art. 3, commi 11 e 12)*

Il decreto legislativo assegna all'Autorità il compito di formulare una proposta per l'individuazione degli oneri generali relativi al sistema elettrico, per permettere al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica la loro successiva definizione con un atto normativo da emanare entro 180 giorni dalla sua entrata in vigore.

*Disciplina dell'acquirente dell'acquirente unico (art. 4, commi 2, 6 e 9)*

Nei confronti dell'acquirente unico l'Autorità è investita da tre ordini di attribuzioni. In primo luogo, emana un parere in vista della definizione, da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato entro sei mesi dall'entrata in vigore del decreto, di indirizzi generali che ne regolano l'azione; definisce inoltre le direttive per la stipula dei contratti di vendita da parte dell'acquirente unico con i distributori per la fornitura ai clienti vincolati; stabilisce infine la misura del corrispettivo a beneficio dell'acquirente unico con modalità tali da promuoverne comportamenti efficienti.

*Clausole negoziali e regolamentazioni tecniche per i contratti bilaterali (art. 6, comma 1)*

Entro sessanta giorni dall'entrata in vigore del decreto l'Autorità fissa clausole e regole tecniche necessarie per assicurare il corretto funzionamento del sistema elettrico, da inserire nei contratti stipulati con i clienti idonei.

### Ulteriori competenze decisionali

Oltre a quelle richiamate in precedenza, il decreto n. 79/99 attribuisce all'Autorità ulteriori responsabilità di natura provvedimentale, tra le quali:

- la formulazione dei criteri per assicurare *la precedenza nel dispacciamento all'energia elettrica prodotta mediante (nell'ordine) fonti rinnovabili, cogenerazione e fonti nazionali di energia combustibile primaria* (art. 3, comma 3 e art. 11, comma 4);
- l'emanazione, attraverso l'adattamento di norme esistenti, dello schema di regolamento *per l'operatività delle piccole reti isolate* (art. 7, comma 1);
- la definizione delle modalità per *l'assegnazione della capacità di importazione e dei criteri di reciprocità per l'accesso ai clienti idonei* (art. 10, comma 2) nel caso di insufficiente capacità di trasporto: la violazione della condizione di reciprocità circa la nozione di cliente idoneo consente di negare l'accesso alla rete all'energia importata;
- la *compatibilità economica e ambientale delle importazioni* provenienti da paesi non appartenenti all'Unione europea (art.10, comma 3);
- il *riconoscimento e la verifica della qualifica di cliente idoneo* per l'anno 1999 (art. 14, comma 8) in base a una procedura di autocertificazione nei confronti dell'Autorità; questa, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, stabilisce le modalità di verifica.

### Proposte d'iniziativa dell'Autorità

Il decreto legislativo prescrive che il gestore della rete sia concessionario delle attività di trasmissione e dispacciamento, in base a una concessione disciplinata dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Le imprese distributrici in essere continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il marzo del 2001, con scadenza al termine del 2030. A questo fine, l'Autorità può formulare proposte al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettere *b) e d)*, della legge n. 481/95.

L'Autorità viene sentita, accanto ai soggetti interessati, dal Ministro dell'industria il quale, entro novanta giorni dall'entrata in vigore del decreto, determina l'ambito della rete di trasmissione nazionale (art. 3, comma 7).

Un analogo ruolo consultivo viene assegnato all'Autorità con riferimento alla disciplina del mercato dell'energia elettrica, approntata dal gestore del mercato entro un anno dalla data della propria costituzione e promulgata con atto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (art. 5, comma 1). L'assetto del mercato elettrico riguarda la definizione della sua struttura, l'organizzazione degli scambi e le modalità operative.

- Predisposizione di procedure** Un'ultima categoria di funzioni conferite all'Autorità dal decreto riguarda attività che necessitano della definizione di procedure apposite. Si tratta in particolare delle attività di:
- approvazione di convenzioni per porzioni di rete limitate e non direttamente funzionali alla rete di trasmissione nazionale;
  - risoluzione di controversie relative all'accesso;
  - irrogazione di sanzioni per violazioni delle convenzioni tra gestore e proprietari delle reti nazionali (ai sensi di quanto previsto dall'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95);
  - autorizzazione di contratti bilaterali in deroga a quelli stipulati sul mercato regolamentato; tale autorizzazione può essere tuttavia negata ove i contratti siano ritenuti gravemente pregiudizievoli della concorrenza, sicurezza ed efficienza del servizio elettrico;
  - determinazione dei corrispettivi di congestione inerenti vincoli di rete e di mercato che insorgano con riferimento a singoli contratti bilaterali;
  - attività di vigilanza sul comportamento degli operatori, limitatamente al periodo transitorio che precede l'attuazione del dispacciamento di merito economico, da esercitare anche attraverso idonei strumenti sanzionatori.

## La nuova legge sui consumatori e gli utenti

La legge 30 luglio 1998, n. 281, contenente la disciplina dei diritti dei consumatori e degli utenti, costituisce un importante tentativo di sistemazione organica degli strumenti giuridici volti alla tutela di interessi diffusi.

La legge, che dà esecuzione all'indirizzo comunitario in materia, attribuisce alle associazioni dei consumatori l'opportunità di rafforzare la tutela degli interessi che rappresentano, precisandone i diritti. Essa non prevede competenze aggiuntive per l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le associazioni di consumatori e utenti hanno la possibilità di operare in modo più incisivo a vantaggio dei loro associati, ottenendo la piena legittimazione giuridica della loro attività. Gli strumenti di intervento includono la cosiddetta misura inibitoria, il ripristino della situazione preesistente e la pubblicazione del provvedimento su quotidiani a diffusione nazionale. Con la misura inibitoria viene ingiunto all'impresa di cessare il comportamento lesivo in atto; con la stessa pronuncia il giudice ordina l'adozione di misure atte a ripristinare la situazione antecedente, eliminando gli eventuali effetti dannosi. La tutela viene rafforzata dalla pubblicazione della decisione giudiziale su uno o più quotidiani, per favorire la corretta individuazione del comportamento lesivo e del soggetto che lo ha posto in essere.

La legge enuclea diritti basilari, fra cui quello alla salute, alla corretta informazione e pubblicità, all'equità nei rapporti contrattuali, all'erogazione dei servizi pubblici secondo standard di qualità ed efficienza.

La nuova legge si aggiunge ad altre già vigenti in Italia in materia di pubblicità ingannevole, credito al consumo, vendite operate fuori dai locali dell'impresa, servizi di viaggio, fabbricazione di prodotti difettosi, costituendo una cornice di riferimento ispirata da norme comunitarie.

Viene istituito il *Consiglio nazionale dei consumatori ed utenti*, incardinato nella nuova Direzione generale per l'armonizzazione e la tutela del mercato del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Il *Consiglio* interviene in particolare in materia di:

- attività di consulenza sugli schemi di legge del Governo e del Parlamento riguardanti gli interessi dei consumatori e utenti;
- proposte normative in materia, anche in esecuzione di politiche comunitarie;
- accesso dei consumatori alle sedi giurisdizionali per la risoluzione delle controversie;
- rapporti con analoghi organismi pubblici o privati di altri paesi dell'Unione europea.

L'ambito di intervento del nuovo organismo è vasto: dall'ampliamento delle informazioni a disposizione dei consumatori per orientare in modo consapevole le loro scelte alla migliore tutela giuridica contro i difetti del prodotto; dal sostegno al ricorso presso Camere di commercio per favorire conciliazioni ed arbitrati (anche in seguito alla Comunicazione del 30 aprile 1998, n. 198 della Commissione europea) alla protezione della salute e sicurezza dell'acquirente; dall'attività di monitoraggio sulla liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità (tra cui l'elettricità e il gas) ai temi connessi al risparmio energetico. Con il dPCm del 18 novembre 1998, si è proceduto alla nomina dei componenti del *Consiglio*.

La legge n. 281/98 prevede infine la tenuta presso il Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato di un albo delle associazioni rappresentative a livello nazionale, in base all'esistenza di requisiti previsti dalla legge stessa. Con il decreto n. 20 del 19 gennaio 1999, il Ministro competente ha stabilito le procedure per l'iscrizione a tale elenco.

## Il decentramento amministrativo in campo energetico

### L'energia nel quadro dei processi di decentramento

Il decentramento amministrativo in campo energetico è stato introdotto con il decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, riguardante il *Conferimento di funzioni e compiti dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59*.

Questo decreto, come la legge a cui esso dà attuazione, si inserisce in una vicenda istituzionale iniziata oltre venti anni or sono, caratterizzata dal progressivo avvicinamento dei poteri amministrativi verso i luoghi interessati alle decisioni da adottare, secondo una logica di sussidiarietà già presente nell'impianto costituzionale (art. 5 e titolo V della Costituzione italiana).

Relativamente al settore energetico, il profilo innovativo consiste nel fatto che l'energia non figura tra le materie che l'art. 117 della Costituzione assegna alla competenza legislativa regionale. D'altra parte l'art. 1, comma 3, della legge 15 marzo 1997, n. 59, non menziona la materia energetica tra le competenze espressamente escluse dall'applicazione della legge e pertanto riservate alla competenza statale: secondo una logica interpretativa di "poteri residui", deve perciò desumersi che essa debba essere compresa tra le competenze trasferite agli enti decentrati.

Il trasferimento operato dalla legge n. 59/97 fa salvi sia i compiti di rilievo nazionale relativi alla ricerca, produzione, trasporto e distribuzione di energia (art. 1, comma 4, lettera c), sia quelli preordinati alla programmazione, progettazione, esecuzione e manutenzione delle grandi reti infrastrutturali (tra cui le reti di trasmissione di energia elettrica o i gasdotti: art. 1, comma 4, lettera b), sia infine i compiti di regolazione e controllo delle autorità indipendenti, tra cui quelli già esercitati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (art. 1, comma 4, lettera a).

In attuazione di tale delega, il decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 ha distribuito i compiti tra Stato, regioni ed enti locali secondo un'assegnazione "residuale", in base alla quale tutto ciò che non viene riservato allo Stato o direttamente attribuito agli enti locali risulta, per esclusione, conferito alle Regioni. In sintesi, vengono riservati allo Stato la definizione degli indirizzi di politica energetica nazionale (ad esempio il programma energetico nazionale), il coordinamento della programmazione energetica regionale, l'unificazione tecnica delle condotte delle varie amministrazioni (ad esempio, in tema di criteri costruttivi degli impianti energetici), l'assolvimento di funzioni di rilevanza nazionale (ad esempio, l'attuazione del programma di metanizzazione del Mezzogiorno, la ricerca scientifica, la vigilanza sull'Enea, la costruzione delle centrali elettriche oltre 300 MW).

Vengono attribuite agli enti locali le funzioni in materia di controllo sul risparmio energetico e l'uso razionale dell'energia, nonché le altre funzioni che siano

previste dalla legislazione regionale. Risultano in particolare attribuite alle province la redazione e l'adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico, l'autorizzazione all'installazione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia, il controllo sul rendimento energetico degli impianti termici.

Accanto al criterio di imputazione "residuale", risultano espressamente attribuite alle regioni la concessione di contributi per progetti pilota di impianti che utilizzano fonti alternative, la concessione di contributi per la costruzione o la riattivazione di impianti idroelettrici e l'emanazione di norme per la certificazione energetica degli edifici.

### Decentramento e liberalizzazione del mercato elettrico

Un ampliamento del ruolo delle regioni in ambito energetico viene prefigurato dal citato decreto di liberalizzazione del mercato elettrico (Dlgs 16 marzo 1999, n. 79). Esso attribuisce alle regioni e alle province autonome il compito di favorire il coinvolgimento delle comunità locali nella gestione delle risorse finanziarie destinate all'incentivazione delle fonti rinnovabili, attraverso il ricorso a procedure di gara (art. 11, comma 6). Inoltre il decreto delegifica la materia della costruzione e dell'esercizio di nuovi impianti di produzione, nonché del ripotenziamento di quelli esistenti alimentati con fonti convenzionali (art. 8, comma 3). Questa disposizione si raccorda con quanto disposto dal Dlgs n. 112/98, che attribuisce alle regioni la gestione di quasi tutte le forme di incentivazione previste dalla legge 9 gennaio 1991, n. 10 (art. 30, comma 2). In sostanza, la costruzione o il potenziamento di impianti convenzionali saranno disciplinati con regolamento governativo, mentre l'incentivazione alle fonti rinnovabili o assimilate sarà regolata con legge regionale.

Infine, l'art. 16 del decreto mantiene le prerogative statutarie della Regione Valle d'Aosta e delle province autonome di Trento e Bolzano. Si demanda il coordinamento normativo al momento dell'emanazione di disposizioni attuative da introdurre entro tre mesi dall'entrata in vigore del decreto. Tali norme attuative potranno derogare alla nuova disciplina delle concessioni idroelettriche, limitatamente alle modalità del loro rinnovo, alla durata trentennale di quelle rilasciate all'Enel Spa e alla proroga automatica fino al 2010 di quelle in scadenza prima di tale durata.

## La riforma dei servizi pubblici locali

### Il percorso della riforma

I servizi pubblici locali sono attività prestate in modo indifferenziato a un pubblico di utenti localizzati nell'ambito dei confini di un ente territoriale mino-



re, con caratteri di doverosità e continuità. L'ordinamento delle autonomie locali di cui alla legge 8 giugno 1990, n. 142, dispone che i pubblici servizi di tipo economico possono essere gestiti nelle seguenti forme (art. 22):

- in economia;
- in concessione a terzi;
- a mezzo di azienda speciale;
- a mezzo di società per azioni a prevalente capitale pubblico.

Dopo l'approvazione della legge n. 142/90 sono susseguiti numerosi tentativi di modifica. Fra quelli perfezionati, vi è la legge 23 dicembre 1992, n. 498, che permette la gestione del servizio anche con società per azioni a capitale pubblico minoritario; la disposizione dell'art. 17, comma 51, della legge 15 maggio 1997, n. 127, relativa alle aziende speciali, secondo la quale l'ente che conferisce i beni dell'azienda a una società di diritto privato di nuova costituzione può rimanerne azionista unico per non più di due anni; la possibilità di costituire società unipersonali a tempo, consentita dall'art. 17 della legge n. 127/97, in deroga al principio della necessaria presenza di un altro socio, che permette all'ente locale di essere socio unico per il primo biennio, tuttavia rispondendo illimitatamente per le obbligazioni della società.

Nuove proposte in materia sono contenute nel disegno di legge AS 1388-ter, recante *Disposizioni in materia di servizi pubblici locali e di esercizio congiunto di funzioni di comuni e province* che di recente ha preso la forma di un progetto di riforma della legge n. 142/90, promosso dalla Presidenza del Consiglio dei ministri. Il relativo disegno di legge, interamente sostitutivo del capo VII della legge 142/90, è stato approvato dal Consiglio dei ministri il 21 aprile scorso.

### La gara per l'affidamento del servizio

Nodo centrale della riforma dei servizi pubblici locali è l'affidamento dei servizi di rilevanza economica esclusivamente tramite gara. Questi servizi comprendono l'erogazione del gas, la gestione del ciclo idrico, la gestione dei rifiuti solidi urbani, i trasporti collettivi; escludono l'erogazione di energia elettrica. La durata degli affidamenti tramite gara è compresa fra i 9 e i 15 anni. Ne dovrebbe derivare uno stimolo agli operatori a perseguire livelli più elevati di produttività, offrendo all'ente pubblico la possibilità di selezionare il soggetto più efficiente. Secondo il disegno di legge, la gara è obbligatoria, salvo che per un periodo transitorio (da 3 a 5 anni) in cui possono essere mantenuti o prorogati gli affidi diretti o le concessioni in essere; sono previsti casi di ulteriore proroga di questi termini.

Sempre secondo il disegno di legge, le imprese affidatarie dirette di un servizio non potranno partecipare a gare al di fuori del loro territorio di competenza

allorché la riforma andrà a regime. La logica del divieto proposto risiede nella possibilità, per le imprese che hanno ottenuto la gestione del servizio senza gara (tipicamente le *ex-municipalizzate*), di cogliere i vantaggi che vengono dal loro mercato protetto per proporre condizioni migliori dei concorrenti in gare fuori territorio, mettendo in atto forme di concorrenza sleale.

### Separazione tra indirizzo e gestione

Il dibattito sulla gestione dei servizi locali di rilevanza economica si è fondato sulla separazione tra attività di gestione del servizio e attività di indirizzo e controllo, le prime da attribuirsi ad un soggetto imprenditoriale, le seconde all'ente locale. I vantaggi di una simile organizzazione del settore sono molti (trasparenza, controllabilità dei risultati, eliminazione dei sussidi incrociati, concorrenza) ma la sua applicabilità pratica comporta una serie di difficoltà. Infatti, nel dibattito in corso, non si propone mai una separazione assoluta, in cui sia proibito all'ente locale svolgere attività di gestione anche in forma indiretta. Secondo il testo del disegno di legge citato, alle gare per l'affidamento del servizio potranno partecipare anche le società partecipate o controllate dagli enti locali, anche se ciò potrebbe destare perplessità sull'effettiva trasparenza delle procedure di gara stesse oltre che, di fatto, riportare in parte l'indirizzo e la gestione sotto un unico responsabile. La trasformazione in società per azioni delle aziende speciali avviene in base alle modalità stabilite dalla legge 15 maggio 1997, n. 127.

### Proprietà delle reti

A tutt'oggi, per motivi storici, la proprietà delle reti è frazionata tra imprese ed enti locali. Alcuni enti dispongono integralmente o parzialmente della proprietà delle reti, ma in molte altre situazioni la proprietà è delle aziende speciali, delle società per azioni a maggioranza pubblica ovvero delle concessionarie, con situazioni che variano a seconda dei singoli atti di affido o di concessione. Nella formulazione del testo di legge, alla scadenza del periodo di affidamento la rete e gli impianti rientrerebbero comunque nella disponibilità dell'ente locale. Il modello concettuale che vede l'impresa occuparsi esclusivamente di gestire una rete che non è di sua proprietà è perfettamente coerente con la separazione tra indirizzo e gestione e con la promozione della concorrenza. È infatti molto più facile realizzare un sistema di gare per la sola gestione che prevedere complessi trasferimenti di proprietà ad ogni avvicendamento dei gestori: la prospettiva di tali trasferimenti potrebbe limitare il numero dei partecipanti alle gare, offrendo motivi per richiedere periodi di affidamento lunghi per ammortizzare l'onere di acquisto.

### Aggregazione dei servizi del gas in ambiti territoriali più vasti

La distribuzione del gas soffre di una elevata frammentazione: molti distributori sono troppo piccoli per assicurare un'adeguata qualità del servizio in condizioni di economicità. L'aggregazione del servizio del gas in ambiti territoriali più adeguati si scontra però con la difficoltà di conciliare esigenze di enti locali diversi. Il dibattito verte sull'opportunità di obbligare i comuni ad aggregarsi (come è stato deciso nel caso dell'acqua) oppure di lasciare alla loro iniziativa l'ottenimento di economie di scala, fornendo gli adeguati incentivi. La maggiore praticabilità della seconda ipotesi riflette la circostanza che il servizio del gas non richiede gli ingenti investimenti che invece obbligano a organizzare il servizio idrico in ambiti territoriali ottimali.

### Gli assetti e la trasformazione proprietaria delle aziende degli enti locali

Nei settori dell'energia elettrica, del gas e dell'acqua operano, secondo le rilevazioni della Cispel, quasi 500 imprese di servizio pubblico locale. Per larga parte situate nel Centro-nord, le imprese locali svolgono frequentemente attività multiservizio e si connotano per dimensioni fra loro assai diverse.

Questi soggetti sono da alcuni anni interessati da profondi mutamenti degli assetti istituzionali e di mercato. Nel 1998 il processo si è intensificato, investendo principalmente tre aspetti: il riordino istituzionale, la trasformazione proprietaria e il riassetto produttivo delle imprese locali a proprietà pubblica. Funge da contesto l'evoluzione normativa avviata all'inizio del decennio con la riforma dell'ordinamento delle autonomie locali (definita con la legge n. 142/90), che si salda con la crescita delle competenze degli enti locali nel quadro dei processi di decentramento amministrativo e di aumento della loro autonomia finanziaria.

Nel settore energetico, in particolare, gli eventi più significativi sono stati la trasformazione in società di diritto privato di alcune imprese municipalizzate, in alcuni casi di rilevante dimensione, e l'avvio della loro privatizzazione attraverso l'iniziale collocamento sul mercato di quote di minoranza del capitale sociale: il mantenimento della maggioranza azionaria in mano pubblica permette anche di beneficiare delle agevolazioni fiscali accordate per il triennio successivo alla trasformazione societaria dalla legge 29 ottobre 1993, n. 427. Negli anni novanta, uno dei primi atti di trasformazione in società per azioni interamente posseduta dal Comune ha riguardato Aem di Milano (1995). Nell'ultimo triennio si è avuta la trasformazione in società per azioni di numerose altre aziende locali, tra cui Aem di Torino e Amga di Genova (nel 1996), Meta di Modena, Asm di Rovereto, Aceagas di Trieste (nel 1997), Seabo di Bologna, Asm di Brescia, Amps di Parma, Agsm di Verona, Acea di Roma (nel 1998) e, all'inizio del 1999, Cis di Forlì.

L'acquisizione della forma societaria di diritto ordinario da un lato prelude al collocamento sul mercato di quote azionarie da parte degli enti locali, dall'altro si lega alla liberalizzazione in atto dei mercati energetici. Su questi mercati le imprese locali si candidano a svolgere un ruolo competitivo, sia per le relazioni privilegiate di tipo fiduciario con l'utenza che favoriscono standard quantitativi generalmente elevati, sia per la loro prevalente localizzazione nelle aree del Paese a maggiore reddito *pro capite* e, tra queste, nei segmenti di utenza cittadina dove è più agevole sfruttare economie di densità.

Più in generale, i processi di privatizzazione a livello locale, oltre a riflettere la tendenza alla ridefinizione del ruolo dell'operatore pubblico che caratterizza le economie di mercato nel loro insieme, si legano agli impegni di risanamento finanziario e di riduzione del debito pubblico che il Patto di stabilità e crescita, stipulato nell'ambito dell'Unione monetaria europea, estende a livello locale.

Sul piano industriale e proprietario, la dismissione di quote azionarie è stata seguita dal successivo ingresso nel capitale delle imprese poste sul mercato da parte di operatori del settore energetico, anche esteri, interessati a affermare o a consolidare la propria presenza in Italia.

Un'ulteriore linea di mutamento riguarda la nascita di aggregazioni produttive su base regionale o intra-regionale, attraverso alleanze industriali. Il fenomeno riguarda soprattutto le imprese con interessi primari nella distribuzione di elettricità.

Si è assistito al formarsi di piccoli sistemi elettrici integrati. Obiettivi di queste aggregazioni sono l'accentramento degli acquisti di elettricità presso i generatori e lo scambio di energia. Una primo sistema si è costituito attorno ad Aem di Torino, capofila di un gruppo di imprese prevalentemente localizzate nel Nord-ovest (le imprese di Vercelli, Voghera, Sondrio, Modena, Seregno, Parma e Modena); non disponendo di una rete di trasmissione, l'operatività di questo sistema dipende dall'accesso alla rete Enel. Una realtà di maggiore consistenza, che dispone di una rete autonoma, è l'aggregazione sorta attorno ad Aem di Milano, che raggruppa importanti imprese del Nord-ovest, tra cui quelle di Brescia, Vicenza, Rovereto, Agsm di Verona (che a sua volta ha concluso un accordo con la tedesca *Bayernwerke*).

Un aspetto collaterale ma di notevole interesse riguarda la diversificazione produttiva delle aziende locali in settori contigui (tipicamente nel settore della gestione idrica e del trattamento dei rifiuti) e nelle telecomunicazioni. Le aziende di Milano e Roma hanno sviluppato prime iniziative volte a cogliere le opportunità di reddito derivanti dalla fornitura di servizi di telecomunicazione a elevato valore aggiunto (trasmissione dati, servizi di rete, telefonia mobile) a segmenti di clientela pubblica e privata, sfruttando i vantaggi derivanti dall'esercizio di reti trasmissive cittadine.

Si deve ritenere che l'impulso alla diversificazione delle imprese energetiche locali prosegua nel prossimo futuro, principalmente in relazione all'apertura concorrenziale del mercato elettrico e, più in generale, dei settori di pubblica utilità. Forme di mercato più aperte fanno infatti emergere, come dimostra l'esperienza statunitense, opportunità reddituali nuove, legate alla fornitura congiunta di diversi servizi all'utenza finale. Anche l'accentuarsi del confronto competitivo potrà indurre queste imprese, la cui struttura finanziaria è generalmente solida, a espandersi in settori contigui: ciò con l'intento di diversificare il rischio e di massimizzare la prospettive di profitto che, a differenza del passato, si rifletteranno con immediatezza nel loro valore di mercato.

## Il riordino della normativa sulle privatizzazioni

Nel gennaio del 1999 il Governo ha predisposto un disegno di legge delega per la riforma delle disposizioni di legge in materia di privatizzazioni (AC 5601). Se approvate dal Parlamento, le norme contenute in tale disegno di legge incideranno in misura significativa sulle competenze delle autorità settoriali di regolazione.

L'iniziativa del Governo consegue alle risoluzioni parlamentari di approvazione del documento di programmazione economico e finanziario 1998-2000, che chiedevano al Governo di porre mano alla disciplina delle privatizzazioni e di rafforzare la capacità di indirizzo del Parlamento.

Il riordino normativo mira a definire la disciplina delle dismissioni, rendendola compatibile con gli orientamenti dell'Unione europea a tutela della concorrenza. Negli anni novanta, con l'avvio del processo di privatizzazione delle imprese pubbliche, si è infatti prodotto un ampio *corpus* normativo con cui è stata disciplinata, spesso con criteri speciali, la dismissione di partecipazioni pubbliche.

Punti salienti di tale processo sono stati il decreto legge 11 luglio 1992, n. 333, convertito nella legge 8 agosto 1992, n. 359, che ha operato la trasformazione societaria delle *holding* di controllo delle partecipazioni statali, dell'Ina e dell'Enel, e la legge 30 luglio 1994, n. 474, che ha dato una prima sistemazione alle procedure di vendita e ha definito l'esercizio dei poteri speciali da parte dell'azionista pubblico: in particolare tale legge prevede che il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica possa mantenere il controllo delle società privatizzate anche disponendo di poteri speciali, tra cui il controllo di minoranza attraverso l'utilizzo di una piccola quota azionaria (*golden share*). Ulteriori interventi sono rappresentati dall'emanazione del Testo Unico sulla finanza (decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58) e la recente disciplina delle fondazioni bancarie (legge 23 dicembre 1998, n. 461, e i successivi decreti legislativi in via di emanazione).

Il disegno di legge delega, promosso dall'allora sottosegretario al tesoro, Sen. Cavazzuti, dà mandato al Governo di emanare, entro sei mesi dalla sua approvazione, un decreto legislativo, apportando anche le necessarie integrazioni normative. L'azione di riforma mira a condurre alla definizione di un *Testo Unico* che unifichi le normative esistenti.

L'iniziativa si propone di pervenire a una disciplina generale delle dismissioni di cespiti pubblici, applicabile sia alle proprietà dello Stato, sia di enti decentrati, sia di aziende autonome. Viene anche ricercato il coordinamento con la disciplina del mercato mobiliare (in materia di offerte di acquisto e di vendita), con gli assetti di regolazione settoriale, con la disciplina tributaria delle fusioni e dei conferimenti, nonché con gli orientamenti dell'Unione europea in materia di aiuti di stato e interventi potenzialmente restrittivi della concorrenza (*golden share* e altri diritti speciali dell'azionista pubblico, come il gradimento ai soci entranti).

Nella sua attuale formulazione, il disegno di legge definisce criteri generali e criteri specifici alle quali il Governo dovrà attenersi nella formulazione del decreto legislativo. Fra i primi rientrano:

- la finalizzazione delle dismissioni al rafforzamento della concorrenza sui mercati in cui operano imprese partecipate direttamente o indirettamente dallo Stato;
- la semplificazione delle procedure di vendita per introdurre maggiore trasparenza e favorire in tal modo l'ampliamento del mercato azionario;
- l'attribuzione, nel caso di partecipazioni in imprese operanti in settori di mercato, della titolarità dei diritti azionari al Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica e la disciplina delle modalità del loro esercizio, d'intesa con i Ministri di settore.

I criteri specifici riguardano:

- la deroga alle norme sulla contabilità pubblica per le operazioni di dismissione;
- le modalità di vendita, circoscritte all'offerta pubblica di vendita, all'asta competitiva e alla trattativa privata con modalità competitive;
- nel caso di alienazioni di partecipazioni in settori detti di "pubblica utilità", l'obbligatorietà del parere delle Commissioni parlamentari, dell'Autorità garante per il mercato e, quando la dismissione comporti la perdita del controllo pubblico, dell'Autorità di regolazione settoriale, se costituita.

Il disegno di legge intende inoltre limitare l'ambito di applicazione dei diritti speciali dell'azionista pubblico. Per non confliggere con i principi dell'ordinamento comunitario, tali clausole dovranno avere natura temporanea, non discriminatoria e di stretta proporzionalità.

## Le iniziative parlamentari

Nel corso del 1998 e nei primi mesi dell'anno in corso, entrambi i rami del Parlamento si sono occupati di provvedimenti di legge riguardanti i settori dell'energia elettrica e del gas.

Nel febbraio 1998 la Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera dei deputati ha avviato l'esame di alcuni progetti di legge presentati fin dal 1996 su aspetti di tutela dall'esposizione ai campi elettromagnetici. È stato successivamente costituito un Comitato ristretto. L'Autorità è stata chiamata a illustrare le proprie opinioni sul finanziamento di possibili misure di tutela dall'esposizione ai campi elettromagnetici. Nell'audizione, svoltasi il 26 maggio 1998, l'Autorità ha presentato una memoria scritta, rispondendo anche a quesiti sollevati dai parlamentari. La discussione si è incentrata sulla possibile copertura tariffaria delle decisioni legislative, anche in relazione alla concomitante evoluzione della normativa europea.

Alla fine di novembre 1998, nell'ambito dei lavori connessi con il recepimento della Direttiva elettrica, le Commissioni parlamentari hanno avviato due indagini conoscitive sul tema. In gennaio si sono svolte audizioni congiunte dei soggetti interessati, tra cui rappresentanti delle imprese produttrici e distributrici, compresa *Electricité de France*, rappresentanze sindacali, il *Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti*, le organizzazioni imprenditoriali e dei consumatori industriali, commerciali e artigianali, le Ferrovie dello Stato, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato; l'Autorità vi ha partecipato con un proprio intervento (cfr. Capitolo 4). Entrambe le Commissioni hanno concluso i lavori approvando a maggioranza i due pareri il 4 febbraio 1999.

Nel dicembre del 1998, in fase di terza lettura, la Camera dei deputati ha approvato un ordine del giorno che prevedeva un termine per l'avvio del recepimento della Direttiva europea sul mercato del gas e il contestuale rafforzamento della funzione di regolazione attribuita all'Autorità. Il 20 dicembre il Governo ha predisposto il testo per la delega per il recepimento, trasmettendolo alla Presidenza della Camera per il seguito dell'*iter* legislativo.

Nell'ambito dell'indagine conoscitiva avviata alla Camera svoltasi nel marzo del 1999, la Commissione attività produttive ha incontrato i rappresentanti dei principali produttori e distributori di gas, il Governo e l'Autorità (cfr. Capitolo 5). Al termine della prima fase dell'indagine, la Commissione ha inviato il proprio parere, favorevole con osservazioni, alle Commissioni riunite bilancio e lavoro, che nel frattempo avevano in discussione il provvedimento collegato alla legge Finanziaria. Le Commissioni hanno ritenuto di non modificare il testo trasmesso dal Senato, rinviandolo alla successiva discussione plenaria.

Nel corso del 1998, sulla base di un disegno di legge governativo, approvato dal Consiglio dei ministri il 31 ottobre 1997, e di alcune proposte di legge presentate da vari senatori, la Commissione affari costituzionali del Senato ha avviato la discussione per la riforma della giustizia amministrativa. Nella seduta del 15 luglio 1998 è stato approvato un emendamento al testo base, che stabilisce l'inammissibilità dei ricorsi contro gli atti di autorità indipendenti che siano il risultato di valutazioni tecniche. Nel corso del successivo dibattito in aula, alla fine del mese di aprile, il Governo ha espresso l'intenzione di stralciare la materia del controllo giurisdizionale sulle decisioni delle Autorità per inserirla in un nuovo provvedimento quadro di riassetto della materia delle autorità amministrative indipendenti.

Il 19 gennaio la Commissione affari costituzionali della Camera ha deciso di svolgere un'indagine conoscitiva su questo tema. Avviata su iniziativa dell'ufficio di presidenza integrato dai rappresentanti dei gruppi, l'indagine ha la finalità di favorire una riflessione sulla posizione delle autorità nel sistema costituzionale, con specifico riferimento ai rapporti intercorrenti con gli altri poteri dello Stato. Sul programma dell'indagine, che prevede l'audizione degli organi di vertice delle varie Autorità, di Ministri dei settori nei quali operano le Autorità, delle parti sociali e di esperti della materia, nonché dei soggetti interessati dall'azione di ciascuna Autorità, è stata acquisita l'intesa della presidenza della Camera.

## ENERGIA, AMBIENTE E FISCALITÀ

### Le politiche energetiche in Europa e in Italia

#### Gli orientamenti di politica energetica della UE

Gli obiettivi della politica energetica comunitaria sono esposti nel *Libro bianco sulla politica energetica dell'Unione europea* (COM (95)682 def.), del 1995. In esso la Commissione ha affermato che la politica energetica deve far parte delle finalità generali della politica economica comunitaria basata sull'integrazione del mercato, la deregolamentazione, la limitazione dell'intervento pubblico allo stretto necessario per tutelare l'interesse e il benessere dei cittadini, lo sviluppo sostenibile, la tutela dei consumatori e la coesione economica e sociale. Nella stessa direzione va anche la proposta di decisione presentata dalla Commissione al Consiglio l'8 dicembre 1997, che adotta un programma quadro di azioni nel settore dell'energia (1998-2002). Tale proposta raggruppa tutte le azioni e tutti i programmi comunitari concernenti l'energia allo scopo di migliorare la trasparenza, l'efficacia e il coordinamento delle attività comunitarie in materia energetica.



La creazione del mercato interno e il rafforzamento della coesione economica e sociale trovano una loro naturale estensione nella definizione di una politica energetica comunitaria fondata su obiettivi comuni, quali la promozione della concorrenza, la sicurezza dell'approvvigionamento e la tutela dell'ambiente. Al centro delle preoccupazioni dell'Unione figurano, da un lato, la creazione di posti di lavoro e la ricerca di una maggiore efficienza delle attività economiche, il che comprende anche l'organizzazione di sistemi energetici, e dall'altro la tutela dell'ambiente.

Alla luce di queste considerazioni, la Commissione ha scelto la strada di un'evoluzione graduale.

In una prima fase è stata introdotta la trasparenza dei prezzi per i consumatori finali di gas ed energia elettrica mediante l'adozione della Direttiva 90/377/CE del 29 giugno 1990. Inoltre vengono avviate azioni tese a facilitare il transito di gas ed energia elettrica sulle grandi reti della Comunità europea (rispettivamente, la Direttiva 91/296/CE e la Direttiva 90/547/CE), stabilendo il principio del cosiddetto *Third Party Access (TPA)*.

Successivamente, a partire dal 1992, sono state gradualmente rimosse le maggiori restrizioni alla parità di accesso delle imprese alle attività di esplorazione e di prospezione degli idrocarburi, nonché l'introduzione di norme comuni per i mercati dell'elettricità e del gas mediante, rispettivamente, la Direttiva 96/92/CE e la Direttiva 98/30/CE che regolano rispettivamente l'organizzazione ed il funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e del gas e prevedono l'accesso di terzi alla rete. La Direttiva concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, è stata recepita negli ordinamenti nazionali da quasi tutti gli Stati membri.

È ancora in corso il processo di recepimento della Direttiva concernente norme comuni per il mercato interno del gas naturale. Approvata dal Parlamento europeo dal Consiglio dei ministri il 22 giugno 1998 ed entrata in vigore il 10 agosto 1998, la sua attuazione da parte degli Stati membri dovrà avvenire entro il 10 agosto 2000.

La creazione del mercato interno dell'energia è stata accompagnata da misure per rafforzare l'integrazione economica e sociale quale la creazione di reti transeuropee, considerate strumento fondamentale per migliorare la capacità dei mercati energetici di svilupparsi in modo concorrenziale, per ridurre gli impatti ambientali ampliando la disponibilità di combustibili poco inquinanti e per raggiungere un maggior livello di sicurezza degli approvvigionamenti a livello europeo. Sulla base di queste motivazioni, la Comunità europea ha stabilito una alcune linee guida per l'apertura delle reti transeuropee (*Trans-european Energy Networks*) che riguardano essenzialmente le reti per il trasporto dell'energia elettrica e del gas.

Per rispondere agli obiettivi strategici delineati nel programma quadro pluriennale, la Commissione europea ha assunto una serie di iniziative in alcuni settori strategici. Le azioni riguardano il miglioramento dell'efficienza energetica (Programma *Save II*, finalizzato ad incentivare le misure di efficienza energetica e a promuovere gli investimenti per economizzare l'energia), la promozione della produzione combinata di calore ed elettricità; la promozione delle energie rinnovabili (*Libro bianco* della Commissione e programma *Altener*, teso a creare condizioni idonee all'attuazione di azioni comunitarie per le fonti energetiche rinnovabili e ad incoraggiare investimenti pubblici e privati nella produzione di energia rinnovabile).

Nell'ambito della promozione delle energie rinnovabili va ricondotta anche la proposta di Direttiva sull'accesso alla rete delle fonti rinnovabili. In tema di tutela dell'ambiente, invece, va ricordata la proposta di Direttiva per la regolazione del contenuto di zolfo nei combustibili.

Nell'ambito di una politica energetica comunitaria fondata su obiettivi comuni rientra anche il programma di armonizzazione fiscale previsto dalla proposta di Direttiva del Consiglio (la cosiddetta proposta di "direttiva Monti"; cfr. *Relazione* sul 1997) che si propone di ridefinire il quadro comunitario per l'imposizione dei prodotti energetici. Obiettivo di tale proposta è, in sintesi, la definizione di un regime fiscale di tassazione minima dei prodotti energetici, allo scopo di migliorare il funzionamento del mercato interno e di incentivare i comportamenti favorevoli alla tutela dell'ambiente.

### La Conferenza Nazionale Energia e Ambiente: il Patto per l'energia e l'ambiente

Alla fine del mese di novembre 1998, si è svolta a Roma, a undici anni dalla sua prima edizione, la *Conferenza Nazionale Energia e Ambiente*. La *Conferenza*, a cui hanno partecipato gran parte dei soggetti sociali interessati ad un rapporto sostenibile fra energia e ambiente, si proponeva di definire criteri e strumenti per la costruzione di un metodo concertato di governo della domanda e dell'offerta di energia, al fine di raggiungere obiettivi di tutela dell'ambiente coerenti con gli accordi di Kyoto.

Operando un passaggio dall'impostazione dirigitica dei precedenti piani energetici ad una politica di patti e accordi volontari, forze economiche e sociali, associazioni ambientaliste e di consumatori hanno firmato il *Patto per l'energia e l'ambiente*.

Si tratta di un accordo quadro che esprime la volontà politica dei soggetti che lo hanno sottoscritto che rappresenta l'impegno ad agire nella prospettiva del perseguimento degli obiettivi dello sviluppo sostenibile ed ecocompatibile. Coerentemente con gli impegni sottoscritti in quella sede, infatti, sono stati fissati gli obiettivi generali in materia di politica energetica e di riduzione delle emissioni.

Il *Patto* individua inoltre un sistema di indirizzi condivisi che vengono assunti nell'ambito di un mercato gradualmente aperto alla concorrenza e che rimandano all'esigenza di rafforzare la cooperazione internazionale, la coesione sociale, la concertazione delle politiche e il legame tra qualità dei servizi, competitività dell'industria e creazione di posti di lavoro.

La sua attuazione verrà garantita dal Cnel, il quale eserciterà questa funzione promuovendo la costituzione di un apposito comitato nazionale multisettoriale, denominato *Comitato del Patto per l'energia e l'ambiente* che vedrà la partecipazione di tutti i sottoscrittori. La verifica dell'attuazione del *Patto* e degli accordi volontari e dei risultati conseguiti dovrà avvenire entro il 2003.

## Gli impegni assunti a Kyoto e la delibera del Cipe del 19 novembre 1998

Gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas di serra derivano dagli impegni assunti nell'ambito della *Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici* ed in sede europea.

Un primo impegno riguarda il contributo alla stabilizzazione all'anno 2000 delle emissioni di anidride carbonica in ambito europeo ai livelli registrati nel 1990. Questo obiettivo è stato stabilito dall'Unione europea nell'ottobre del 1990 e dovrebbe essere raggiunto dall'Unione nel suo insieme con il concorso dei singoli Stati membri in considerazione dei rispettivi dati di partenza delle emissioni. Un secondo impegno deriva dagli obiettivi di riduzione concordati in sede europea in seguito al *protocollo di Kyoto* (vedi *box*): tali obiettivi prevedono per l'Italia una riduzione del 6,5 per cento delle emissioni di sei gas di serra indicati dal protocollo rispetto al 1990, da raggiungersi nel periodo 2008-2012. Nell'ipotesi di invarianza delle condizioni collaterali, tale riduzione equivale a minori emissioni per 36 milioni di tonnellate CO<sub>2</sub> equivalenti (di seguito MtonCO<sub>2</sub>eq).

### Il protocollo di Kyoto

Il protocollo di Kyoto, firmato il 12 dicembre 1997, entrerà in vigore dopo novanta giorni dalla ratifica da parte di non meno di 55 paesi partecipanti alla *Convenzione quadro sui cambiamenti climatici*, compresi i paesi inseriti nell'Annesso I (cioè sostanzialmente i paesi in via di sviluppo e quelli delle economie in fase di transizione), che siano responsabili in totale di almeno il 55 per cento delle emissioni complessive di CO<sub>2</sub> relative al 1990. Decisiva per la sua entrata in vigore risulta dunque la ratifica da parte del Senato americano, in quanto gli Stati Uniti rappresentano circa il 36 per cento delle emissioni globali. Gli Stati Uniti hanno firmato il protocollo, ma la ratifica da parte del Senato appare fortemente condizionata dall'adesione all'accordo da parte dei paesi in via di sviluppo e da un ricorso ampio ai meccanismi di flessibilità. Il processo negoziale su entrambi questi punti è ben lungi dall'essere concluso. Il protocollo ha ampliato il paniere di gas di serra oggetto delle negoziazioni includendo – oltre all'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), al gas metano (CH<sub>4</sub>) e al protossido di azoto (N<sub>2</sub>O) – l'esafioruro di zolfo (SF<sub>6</sub>), gli idrofluorocarburi (HFC<sub>5</sub>) e i perfluorocarburi (PFC<sub>5</sub>). L'obiettivo di riduzione è espresso in termini "CO<sub>2</sub> equivalenti" in relazione al potere di riscaldamento globale di questi gas rapportato a quello dell'anidride carbonica su un arco temporale di 100 anni.

L'obiettivo di riduzione va analizzato con riferimento agli scenari tendenziali di domanda e di offerta di energia nel prossimo decennio e ai possibili interventi correttivi.

Lo scenario tendenziale di domanda è assunto a riferimento per l'elaborazione delle politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra in Italia (delibera Cipe del 19 novembre 1998 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 10 febbraio 1999, n. 33). Si prevede un fabbisogno tendenziale di energia primaria entro il 2010 intorno ai 190-201 Mtep/anno, consumi finali intorno ai 139-145 Mtep/anno e una domanda elettrica sulla rete di circa 325-360 TWh/anno. Sulla base di questo scenario, le emissioni nazionali dei sei gas di serra registrerebbero un aumento di circa il 12 per cento, pari a 67 MtonCO<sub>2</sub>eq. (da 555 Mton nel 1990 a 622 Mton nel 2010). Le emissioni della sola CO<sub>2</sub> registrerebbero una crescita di circa il 16 per cento. Sommando l'aumento tendenziale alla riduzione concordata del 6,5 per cento rispetto alle emissioni del 1990, si ottiene un impegno di riduzione globale di circa 100 milioni di tonnellate equivalenti di CO<sub>2</sub>, pari a circa il 18,5 per cento del livello inerziale, da raggiungersi entro il quinquennio 2008-2012.

Nelle *Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione dei gas serra* approvate dal Cipe un ruolo di grande importanza viene assegnato ad interventi che interessano direttamente il settore dell'energia elettrica e del gas (Tav. 1.2): miglioramenti nell'efficienza del parco termoelettrico dovranno consentire di conseguire una riduzione di 20-23 milioni di tonnellate equivalenti di CO<sub>2</sub>, pari a più del 20 per cento dell'obiettivo di riduzione complessivo al 2008-2012; interventi di promozione delle energie rinnovabili dovranno consentire un'ulteriore riduzione pari a quasi il 18 per cento dell'obiettivo globale; a interventi di contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, abitativo e terziario è assegnato un obiettivo di riduzione pari a poco meno del 26 per cento del totale<sup>1</sup>.

TAV. 1.2 AZIONI NAZIONALI PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA\*

AZIONE	OBIETTIVO DI RIDUZIONE (MtonCO <sub>2</sub> eq.)		
	2002	2006	2008-2012
Aumento di efficienza nel parco termoelettrico	-4/5	-10/12	-20/23
Riduzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti	-4/6	-9/11	-18/21
Produzione di energia da fonti rinnovabili	-4/5	-7/9	-18/20
Riduzione dei consumi energetici nei settori industriale/abitativo/terziario	-6/7	-12/14	-24/29
Riduzione delle emissioni nei settori non energetici	-2	-7/9	-15/19
Assorbimento delle emissioni di CO <sub>2</sub> dalle foreste			-1
TOTALE	-20/25	-45/55	-95/112

\* Gli obiettivi di riduzione sono stimati con riferimento alle emissioni tendenziali.

Fonte: delibera Cipe 19 novembre 1998, pubblicata nella GU del 10 febbraio 1999, n. 33

Nel complesso, circa il 38 per cento dell'obiettivo concordato a livello internazionale dovrà essere conseguito con interventi sull'offerta di energia elettrica, distribuiti su un arco di 10-14 anni. Sul lato della domanda, un significativo contributo potrà derivare da programmi di gestione dei consumi elettrici (o *demand side management*).

La definizione degli interventi da attuare è affidata a programmi e provvedimenti specifici, da precisare con un programma temporale stabilito nella delibera, a cura di amministrazioni in essa specificamente indicate.

I criteri alla base della definizione di questi interventi sono:

- valorizzazione del potenziale di riduzione e assorbimento dei gas serra connesso con i programmi e gli interventi obbligati per l'adeguamento alle Direttive e ai regolamenti europei;
- orientamento dell'ammmodernamento dei sistemi energetico e industriale e delle infrastrutture secondo il criterio della migliore efficienza energetica al minor costo;
- promozione dello sviluppo delle tecnologie innovative a basse emissioni, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili, al fine di potenziare sia le capacità produttive nazionali, sia l'offerta italiana di tecnologie pulite nell'ambito dei meccanismi di cooperazione internazionale istituiti dal protocollo di Kyoto<sup>2</sup>.

Per quanto riguarda i settori regolati, questi criteri si traducono nella necessità di definire politiche e misure con scadenze temporali definite che:

- favoriscano il rinnovo accelerato del parco termoelettrico a partire dagli impianti di generazione di energia che comportano alti consumi e bassi rendimenti peraltro destinati ad un ruolo marginale per effetto della liberalizzazione del mercato elettrico (Direttiva 96/92/CE e decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79; entro il 31 dicembre 1999)<sup>3</sup>;
- favoriscano l'applicazione delle migliori tecnologie disponibili per la protezione dell'ambiente e l'efficienza energetica (di cui alla Direttiva 96/61/CE), ai fini dell'autorizzazione di nuovi impianti e del rinnovo dell'autorizzazione degli impianti esistenti (entro il 30 giugno 1999);
- promuovano con normative tecniche e fiscali lo sviluppo delle fonti rinnovabili nell'ambito degli obiettivi delineati nel *Libro verde* nazionale, nel *Libro bianco* della Commissione europea<sup>4</sup>, nonché di futuri provvedimenti nazionali e comunitari di interesse per il settore (entro il 30 aprile 1999);
- regolamentino la valorizzazione delle biomasse agricole e forestali nella produzione di energia elettrica e/o termica (entro il 30 giugno 1999);
- favoriscano la riduzione dei consumi energetici nei settori utilizzatori (entro il 31 dicembre 1999);
- favoriscano la diffusione dell'informazione sui cambiamenti climatici al pubblico a cura delle amministrazioni pubbliche e mediante accordi tra queste e le imprese pubbliche e private (entro il 30 aprile 1999);
- individuino i criteri per promuovere le iniziative da sviluppare nell'ambito dei meccanismi di flessibilità definiti nel protocollo di Kyoto (entro il 30 giugno 1999).

Entro il 31 dicembre 1999 il Ministero dell'ambiente, sulla base delle proposte formulate dalla Commissione sviluppo sostenibile, presenterà un rapporto al Cipe sull'attuazione della delibera. Il rapporto "oltre a documentare lo stato di

attuazione dei programmi e delle misure previste, dovrà indicare, per quanto possibile, l'articolazione e la dimensione su scala regionale delle misure di riduzione”.

Molti se non tutti gli interventi che riguardano i settori regolati consentono di conseguire al contempo obiettivi ambientali di riduzione delle emissioni di gas di serra e obiettivi connessi con l'uso efficiente delle risorse e la competitività dei settori regolati. Le misure tendenti a favorire un miglioramento dell'efficienza del parco termoelettrico, lo sviluppo delle fonti rinnovabili e il contenimento dei consumi nei settori utilizzatori consentiranno inoltre di conseguire significativi “benefici secondari” in termini di contenimento delle emissioni di inquinanti diversi dai gas di serra in direzione del rispetto di obiettivi nazionali e di impegni internazionali.

## L'andamento delle emissioni nella generazione di energia elettrica

Il settore dell'energia elettrica è una delle maggiori fonti di inquinamento atmosferico nel nostro Paese, così come a livello europeo e mondiale. I principali inquinanti atmosferici prodotti sono: l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), il metano (CH<sub>4</sub>), gli ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>), gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), le polveri (PS), i composti organici volatili (COV) e alcuni metalli pesanti. Si tratta di inquinanti che determinano fenomeni di inquinamento sia locale sia globale quali i cambiamenti climatici (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, il protossido di azoto-N<sub>2</sub>O, i cosiddetti “gas di serra”), le piogge acide (NO<sub>x</sub> e SO<sub>x</sub>), l'inquinamento da ozono (NO<sub>x</sub> e COV).

Secondo stime Enea, nel 1994 il settore elettrico (definito come generazione di elettricità e calore, esclusa l'autoproduzione) è stato responsabile di circa il 23 per cento delle emissioni nazionali di CO<sub>2</sub> (99,2 Mton), del 26 per cento di quelle di N<sub>2</sub>O (162.000 ton), di oltre il 16 per cento di quelle di NO<sub>x</sub>, di quasi il 45 per cento di quelle di anidride solforosa (SO<sub>2</sub>, l'ossido di zolfo più rilevante per l'effetto serra). Il settore ha dunque un ruolo importante nel perseguimento di obiettivi di riduzione di questi inquinanti stabiliti a livello nazionale e/o derivanti da impegni assunti dall'Italia in ambito internazionale (Tav. 1.2).

TAV.1.3 EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> DA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ E CALORE\*Anno 1996 (grammi CO<sub>2</sub>/kWh)

PAESI	DA PRODUZIONE COMPLESSIVA **	DA PRODUZIONE A CARBONE	DA PRODUZIONE A OLIO COMBUSTIBILE	DA PRODUZIONE A GAS METANO
GRECIA	829	971	772	493
IRLANDA	742	952	767	518
ITALIA	522	1.010	664	459
GERMANIA	509	840	314	356
OLANDA	487	942	521	338
REGNO UNITO	487	843	771	422
DANIMARCA	451	591	462	226
PORTOGALLO	430	854	650	...
SPAGNA	354	924	627	327
BELGIO	321	1.026	430	398
FINLANDIA	277	587	250	249
FRANCIA	71	1.022	522	349
SVEZIA	67	554	365	233
<b>MEDIA UE</b>	<b>370</b>	<b>847</b>	<b>559</b>	<b>356</b>
NORVEGIA	4	739	615	258

\* Include la generazione di elettricità e calore da imprese pubbliche e autoproduttori.

\*\* Il totale include l'energia elettrica generata da combustibili non fossili come il nucleare e l'idroelettrico, che non producono emissioni.

Fonte: Elaborazioni su dati Aie

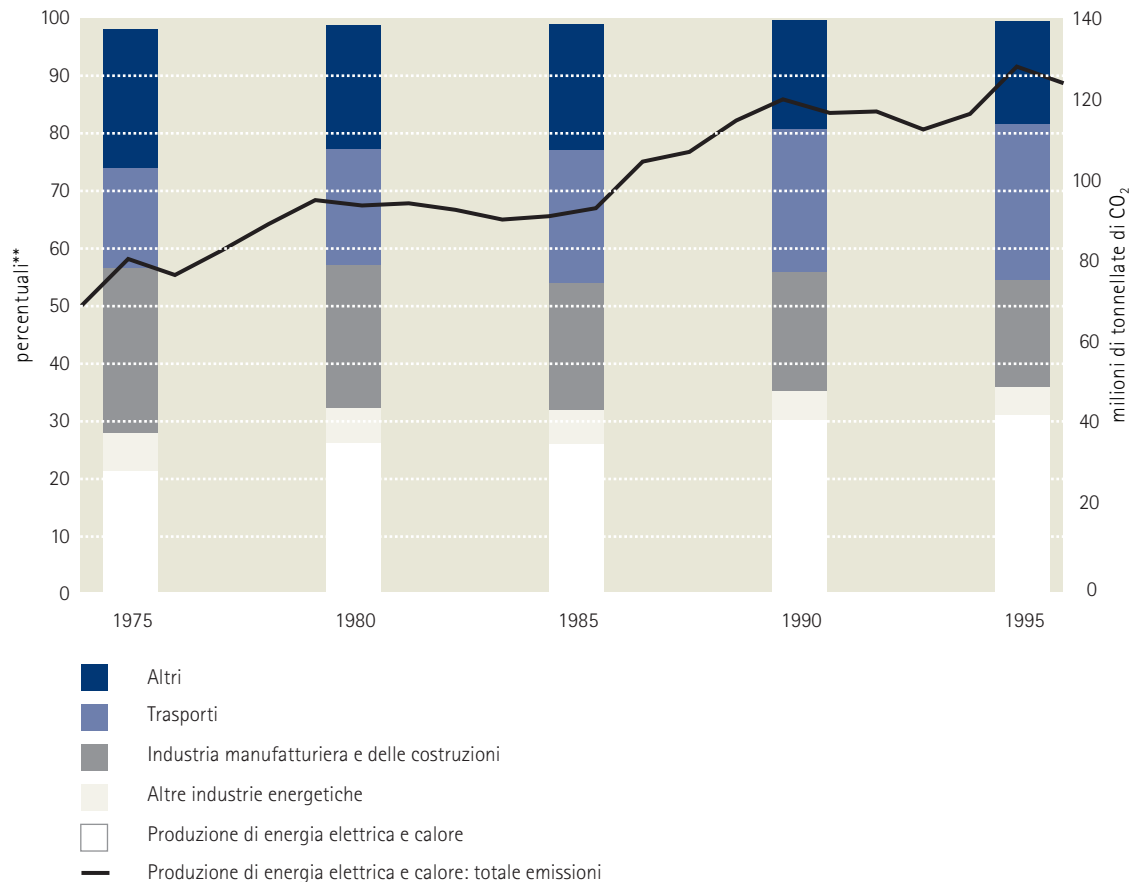
## Le emissioni di anidride carbonica

Sulla base di stime dell'Agenzia internazionale dell'energia (Aie) – non confrontabili in modo puntuale con quelle di fonte Enea in considerazione di differenze nelle metodologie utilizzate – nel 1996, su un totale di circa 420 milioni di tonnellate di anidride carbonica complessivamente emesse in Italia dalla combustione di prodotti fossili, il 30 per cento (126 MtonCO<sub>2</sub>) era costituito da emissioni del settore elettrico. Il settore dei trasporti, il settore manifatturiero e delle costruzioni, quello civile e quello delle altre industrie energetiche rappresentavano rispettivamente il 23,5 per cento, 18,6 per cento, 18,4 per cento e 4,7 per cento del totale.

Un confronto con i due decenni passati (Fig. 1.1) mostra la continua crescita delle emissioni del settore sia in termini assoluti, sia di contributo percentuale alle emissioni complessive provocate dalla combustione di prodotti fossili.



FIG. 1.1 EMISSIONI COMPLESSIVE DI CO<sub>2</sub> DAL SETTORE ELETTRICO\* E CONTRIBUTO PERCENTUALE ALLE EMISSIONI TOTALI DA COMBUSTIONE DI PRODOTTI FOSSILI



\* Generazione di energia e elettrica e calore da impianti pubblici e autoproduttori (classificazione Aie/Ocse)

\*\* Il complemento a 100 è dato dalle perdite di distribuzione o trasformazione.

Fonte: elaborazioni su dati Aie

Se si considerano le emissioni di CO<sub>2</sub> del settore per tipo di combustibile fossile utilizzato nella generazione termoelettrica (Tav. 1.3), nel 1996 quasi il 62 per cento delle emissioni di CO<sub>2</sub> provenivano da impianti termoelettrici ad olio combustibile, più del 20 per cento da impianti a carbone e poco più del 18 per cento da impianti alimentati a gas metano. Rispetto al 1990 risulta diminuito il contributo in termini di emissioni totali degli impianti a carbone e a olio combustibile (meno 7,6 e meno 3,4 punti percentuali rispettivamente), mentre è cresciuto il contributo percentuale delle emissioni complessive della generazione elettrica da gas metano (più 0,6 punti percentuali).

Un confronto con la media nell'Unione europea evidenzia il rilievo prevalente delle emissioni da impianti a olio combustibile in Italia rispetto al maggior contributo percentuale della generazione da carbone nel resto d'Europa, conseguenza del diverso peso dei vari combustibili fossili nella generazione termoelettrica.

TAV. 1.4 EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> DA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ E CALORE\*

Anno 1996; milioni di tonnellate e composizione percentuale

	DA PRODUZIONE COMPLESSIVA		DA PRODUZIONE A CARBONE		DA PRODUZIONE A OLIO COMBUSTIBILE		DA PRODUZIONE A GAS METANO	
	Mton	%	Mton	%	Mton	%	Mton	%
ITALIA	126,29	100	25,58	23,3	77,69	61,5	23,02	18,2
UE	972,8	100	696,9	71,6	138,3	14,2	137,6	14,1
MONDO	7.950,7	100	5.519,6	69,4	1.010,4	12,7	1.420,6	17,9

\* Include la "generazione di elettricità e calore da impianti pubblici e autoproduttori" (secondo la classificazione Aie/Ocse)

Fonte: Elaborazioni su dati Aie

Più significativa per comprendere la situazione del settore in Italia rispetto agli altri paesi europei, è l'analisi delle emissioni unitarie e di quelle specifiche. Le prime sono rapportate alla produzione complessiva del comparto (ed espresse in termini di kgCO<sub>2</sub>/kWh) e le seconde sono analizzate in relazione alla tipologia di *input* impiegati nella generazione elettrica (ed espresse in termini di kgCO<sub>2</sub>/kWh prodotto per tipo di *input* energetico). Nel 1996 il settore elettrico ha emesso in media 522 grammi di anidride carbonica per ogni kWh prodotto<sup>4</sup> risultando ampiamente al di sopra della media europea (pari a 370 g/kWh nel 1996, Tav. 1.4). Questo divario in termini di emissioni unitarie è il risultato della combinazione di una molteplicità di fattori, principalmente la diversità nel *mix* di *input* energetici impiegati nella generazione elettrica.

La tavola 1.4 evidenzia come l'Italia presenti valori sensibilmente più alti rispetto alla media Ue e ai principali paesi membri per ogni fonte energetica.

La modesta *performance* ambientale dell'Italia in rapporto alla media Ue e ai principali *partner* europei risulta legata anche al grado di efficienza relativa degli impianti. Sebbene significativi passi avanti siano stati compiuti negli ultimi anni grazie a stimoli economici e ambientali, è ancora richiesto uno sforzo rilevante per portare il sistema elettrico italiano, e in particolare quello termoelettrico, a competere in Europa, non solo in termini di efficienza puramente economica, ma anche ambientale.

Un ulteriore contributo alla riduzione delle emissioni specifiche di anidride carbonica e, più in generale, di gas di serra dal settore elettrico nazionale provverrà dallo sviluppo della generazione elettrica da fonti rinnovabili, anch'essa parte delle sei "azioni" individuate nel *Piano nazionale per la riduzione dei gas serra*.

TAV. 1.5 IMPEGNI DI RIDUZIONE DEGLI INQUINANTI ATMOSFERICI ASSUNTI DALL'ITALIA IN AMBITO INTERNAZIONALE E RECEPITI NELLA LEGISLAZIONE NAZIONALE

INQUINANTI	ANNO ED EMISSIONI DI RIFERIMENTO	IMPEGNO	STATO
CO <sub>2</sub>	421 Mton (1990)	Stabilizzazione al 2000 a livello Ue	Firmato
INSIEME DI CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, SF <sub>6</sub> , HCF, PFC	555 MtonCO <sub>2</sub> eq. (1990)	- 6,5 per cento al 2008-2012 ( <i>protocollo di Kyoto, 1998</i> )	Da ratificare (cfr. delibera Cipe pubblicata su GU n.33 del 10.2.1999)
SO <sub>2</sub>	3800 kton (1980)  Riduzioni <i>complessive</i> riferite al parco termoelettrico "esistente" al 1.7.1988 (impianti di potenza >50 MW), rispetto alle emissioni del 1980	-30 per cento entro il 31.12.1993 ( <i>protocollo di Helsinki, 1985</i> )  • -27 per cento nel 1993 • -39 per cento nel 1998 • -63 per cento nel 2003 (Direttiva 88/609/CE)	Ratificato con legge 27.10.88 n. 487 Recepito con DM 105/87: • impianti elettrici: -30 per cento entro il 1990 Recepita (D.M. 8/5/89): • -30 per cento nel 1993 • -39 per cento nel 1998 • -63 per cento nel 2003  Linee guida 12.7.90: graduale adeguamento impianti termoelettrici <i>in esercizio</i> a limiti fissati per i nuovi impianti (SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> e polveri) secondo scadenze prestabilite: • 35 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 31.12.1997 • 60 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 31.12.1999 • 100 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 21.12.2002
SO <sub>2</sub>	3800 kton (1980)	• -65 per cento entro il 2000 • -73 per cento entro il 2005 ( <i>protocollo di Oslo, 1994</i> )	Firmato nel giugno 1994
NO <sub>x</sub>	1793 kton (1987)  1704 kton (1986)  Riduzioni <i>complessive</i> riferite al parco termoelettrico "esistente" al 1.7.1988 (impianti di potenza > 50MW)	Stabilizzazione entro il 31.12.1994 ( <i>protocollo di Sofia, 1988</i> )  -30 per cento entro il 1.1.1998 ( <i>Dichiarazione di Sofia, 1991</i> )  • -2 per cento nel 1993 • -26 per cento nel 1998 (Direttiva 88/609/CE)	Ratificato con legge 7.1.92, n.39  Sottoscritta  Recepita (D.M. 8/5/89): • -2 per cento nel 1993 • - 30 per cento nel 1998  Linee guida 12.7.90: graduale adeguamento impianti termoelettrici <i>in esercizio</i> a limiti fissati per i nuovi impianti (SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> e polveri) secondo scadenze prestabilite: • 35 per cento della potenza termoelettrica entro il 31.12.1997 • 60 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 31.12.1999 • 100 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 21.12.2002
COVNM	1879 kton (1990)	-30 per cento entro il 31.12.1999 ( <i>protocollo di Ginevra, 1991</i> )	Ratificato con legge 12.4.1995, n.146

## Strumenti di contenimento delle emissioni adottati in Europa

Gli strumenti di controllo delle emissioni prevalenti all'interno dell'Unione europea, così come nel più ampio panorama internazionale, evidenziano tre importanti tendenze:

- il graduale affermarsi di politiche di controllo dell'inquinamento basate sullo sfruttamento delle forze concorrenziali nel libero mercato;
- il diffondersi di strumenti di politica ambientale basati sull'adesione volontaria;
- un crescente sforzo di integrazione degli obiettivi di tutela ambientale nel più ampio spettro di politiche settoriali di varia natura.

Queste tendenze sono particolarmente evidenti nel settore energetico.

La liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas solleva interrogativi circa i potenziali effetti ambientali negativi della maggiore concorrenza tra le imprese: la pressione concorrenziale può generare incentivi per le imprese ad adottare comportamenti "miopici", riducendo gli investimenti in ricerca e sviluppo, in miglioramenti di efficienza, in gestione della domanda, in fonti rinnovabili (caratterizzati da un elevato costo iniziale di investimento e da redditività fortemente differita); la diminuzione dei prezzi di mercato conseguente alla maggiore concorrenza può tradursi in un aumento di consumi e, dunque, delle emissioni inquinanti. Di contro, lo stesso processo di liberalizzazione rende possibile l'impiego di meccanismi concorrenziali a vantaggio di una maggiore efficienza e attenzione all'ambiente.

Crescente è l'attenzione nei confronti dei cosiddetti meccanismi di flessibilità, introdotti dal protocollo di Kyoto. Si tratta di strumenti che consentono a un paese o ad una impresa di conseguire obiettivi di contenimento delle emissioni minimizzando il costo complessivo attraverso programmi di cooperazione e di "commercio di permessi di emissione" (*tradable permits*).

Il protocollo di Kyoto ha introdotto il ricorso a forme di cooperazione tra paesi industrializzati (*Joint Implementation*) o tra questi ultimi e i paesi in via di sviluppo (*Clean Development Mechanism*) e allo scambio di permessi internazionali di emissione (*International Emission Trading*). Mentre a livello internazionale il dibattito sulle modalità del ricorso a questi strumenti è ancora intenso<sup>5</sup>, nei vari paesi cresce l'attenzione verso questi meccanismi: il progetto pilota sulle *Activities Implemented Jointly*, avviato nel 1994 dal Segretariato della *Convenzione quadro sui cambiamenti climatici delle Nazioni Unite*, contava a fine aprile 1998 circa 160 progetti<sup>6</sup>.

Di recente si sono sviluppate iniziative per dare vita a mercati per i permessi negoziabili di emissione (nell'ambito dell'*International Petroleum Exchange* di Londra, del *Chicago Board of Trade* e del *Sydney Future Exchange*). A livello

governativo vari paesi europei stanno considerando l'opportunità di introdurre un sistema di permessi di emissione nazionale (ultimo in ordine di tempo l'annuncio della Danimarca). Anche la Commissione europea sta valutando la possibilità di introdurre un sistema di questo tipo all'interno dell'Unione.

La mancanza di una sufficiente concorrenza nel settore dell'energia elettrica e del gas ha contribuito a limitare l'interesse degli operatori verso questi meccanismi. Il processo di liberalizzazione potrà dunque stimolare una maggiore attenzione, contribuendo a potenziarne l'efficacia qualora essi venissero introdotti. Recenti indagini condotte da organismi internazionali evidenziano anche un crescente ricorso agli accordi volontari tra imprese e pubblica amministrazione. Con gli accordi volontari le *utilities* si impegnano a raggiungere determinati obiettivi di contenimento delle emissioni e/o di miglioramenti di efficienza nell'utilizzo delle risorse a fronte di incentivi di varia natura (dalla semplice "immagine verde" – con potenziali risvolti positivi sulla domanda – a esenzioni fiscali o alla garanzia di non introduzione di regolamentazioni ambientali più restrittive da parte della pubblica amministrazione a fronte del conseguimento di determinati obiettivi ambientali<sup>7</sup>).

Sebbene più sviluppati nella realtà americana<sup>8</sup>, all'interno dell'Unione europea sono stati recentemente censiti più di 300 di questi accordi, un numero crescente dei quali coinvolge le imprese elettriche. Il "Patto" concluso nel novembre scorso nell'ambito della *Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente* e il crescente numero di accordi in via di definizione costituiscono un esempio di rapido sviluppo di questo strumento anche in Italia.

Rientra nel campo delle misure volontarie anche un altro insieme di strumenti, anch'essi di recente introduzione, basati sull'utilizzo di informazioni volontarie sulle prestazioni ambientali delle imprese: etichettatura ecologica, rapporti ambientali, schemi di *audit* ambientale, tuttora più diffusi nella realtà nordamericana (USA e Canada).

Questi nuovi strumenti nella politica ambientale integrata europea e internazionale costituiscono importanti complementi ai più tradizionali strumenti di contenimento delle emissioni quali gli standard e le tasse, che continuano ad avere un ruolo molto importante sia a livello di singoli Stati membri che comunitario. *Carbon* e *carbon/energy taxes* sono attualmente in vigore nei paesi del Nord Europa (Svezia, Finlandia, Danimarca, Norvegia, Olanda) e in Austria; una forma di *carbon tax* è stata recentemente introdotta nel nostro paese ed una proposta di *energy tax (climate change levy)* è stata presentata nel marzo 1999 nel Regno Unito.

In ambito europeo continua il dibattito sulla proposta di direttiva "Monti" sulla armonizzazione della tassazione sui prodotti energetici<sup>9</sup>, che prevede – accanto ad aliquote minime di imposizione sui diversi prodotti energetici – la possi-

bilità per gli stati membri di introdurre forme di tassazione più restrittive per il perseguimento di obiettivi di carattere ambientale. L'obiettivo è il riequilibrio del carico fiscale da forme di tassazione considerate distorsive – in quanto gravanti su fattori produttivi primari (capitale e di lavoro) – a forme di fiscalità ambientale che correggano gli effetti negativi derivanti dalla mancata internazionalizzazione dei costi ambientali connessi con le attività di produzione e di consumo (*environmental fiscal reform*) e possano stimolare l'occupazione attraverso il reimpiego del gettito.

## L'incentivazione delle fonti rinnovabili in Europa

La promozione dell'impiego di fonti rinnovabili nella generazione elettrica rappresenta uno degli obiettivi principali nelle politiche energetiche di tutti i paesi industrializzati e dei paesi membri dell'Unione europea in particolare.

Le ragioni alla base di questa azione di promozione sono molteplici (sicurezza energetica, sviluppo competitivo e potenziali di crescita sui mercati internazionali, obiettivi occupazionali, obiettivi di sviluppo economico a livello locale), anche se negli ultimi anni la motivazione ambientale, principalmente legata agli obiettivi di contenimento delle emissioni di gas di serra, è risultata preponderante.

Le politiche di promozione in atto mirano a ridurre o eliminare le numerose barriere che ostacolano lo sviluppo di questa fonte energetica: tecniche (efficienza e affidabilità delle tecnologie), di mercato (competitività di prezzo rispetto alle altre fonti energetiche), normative (mancanza di normativa specifica, scarsa applicazione della legislazione vigente e insufficiente monitoraggio), istituzionali (mancanza di standard tecnici comuni, carenza di formazione e informazione dei soggetti interessati), informative (scarsa conoscenza da parte di imprese e utenti delle caratteristiche tecniche, economiche e ambientali delle tecnologie).

Gli strumenti di intervento sono numerosi e spesso diretti al superamento di più di un ostacolo contemporaneamente.

### Gli strumenti per il superamento delle barriere tecnologiche e di mercato

Lo strumento prevalente per il superamento delle barriere di carattere tecnologico sono i finanziamenti governativi – talvolta uniti a co-finanziamento da parte delle imprese – per programmi di ricerca, sviluppo e dimostrazione orientati ad aumentare il potenziale tecnologico e dunque l'efficienza e l'affidabilità di queste tecnologie, riducendone nel contempo i costi e minimizzando gli impatti ambientali. Questa forma di intervento è diffusa in tutti i paesi europei. La promozione dello sviluppo tecnologico nel campo delle fonti rin-

novabili favorisce anche la massimizzazione del potenziale di mercato di queste tecnologie, attraverso miglioramenti nell'affidabilità e riduzione dei costi. Gli strumenti più utilizzati per ridurre o eliminare le barriere di mercato allo sviluppo delle fonti rinnovabili sono rappresentati da interventi volti ad assicurare rapporti di prezzo equi tra le varie tecnologie di generazione, intervenendo sui loro prezzi relativi: rimozione di eventuali sussidi a favore di fonti energetiche convenzionali (fonti fossili) e internalizzazione delle esternalità ambientali connesse al loro utilizzo.

Il primo tipo di interventi consente di riportare il prezzo marginale di mercato delle tecnologie non rinnovabili (mantenuto artificialmente basso attraverso sussidi governativi) al livello del loro costo marginale privato di produzione (cosiddette politiche di *private cost pricing*). Si tratta di misure che hanno caratterizzato la prima fase di intervento nei paesi europei e dell'area Ocse più in generale, fase che si può considerare in larga parte avviata a conclusione.

Il secondo tipo di intervento mira ad avvicinare il più possibile il prezzo di mercato delle tecnologie convenzionali – quelle da fonti fossili – al loro costo sociale (costo privato di produzione e valore delle esternalità: cosiddette politiche di *full cost pricing*). Gli strumenti più diffusi all'interno dell'Unione europea per questo tipo di interventi sono le tasse ambientali.

La *carbon tax* recentemente introdotta in Italia con la legge finanziaria 1999 va nella stessa direzione, coniugando obiettivi di carattere ambientale con altri di natura economica e occupazionale. Nei paesi che hanno introdotto *energy/carbon tax* come la Danimarca e l'Olanda sono previste esenzioni o rimborsi dell'imposizione energetica per le fonti rinnovabili.

### Gli strumenti per il superamento di barriere istituzionali, politiche e legislative

Le forme di intervento più innovative per la promozione delle fonti rinnovabili si sono sviluppate in risposta all'esigenza di superare le barriere istituzionali, politiche e legislative che ne ostacolano la penetrazione sui mercati, o di stimolare la creazione di un mercato per accrescere la diffusione delle tecnologie che sono già o quasi convenienti – favorendo gli investimenti, consentendo la realizzazione di economie di scala, promuovendo la raccolta e la diffusione delle informazioni commerciali sulle tecnologie stesse.

La tavola 1.6 riassume i principali meccanismi in uso dei vari paesi europei (ed extra europei). Tra gli strumenti impiegati in Europa rientrano le politiche di stimolo del mercato come le politiche di acquisto garantito con o senza prezzi incentivanti, gli accordi volontari e il *green pricing*.

Le politiche di acquisto garantito prevedono una garanzia di acquisto di una determinata quantità di energia da fonte rinnovabile. Nella maggior parte delle esperienze in corso, la garanzia dell'acquisto dell'energia prodotta è affiancata

da prezzi incentivanti che coprono la differenza tra il prezzo di acquisto dell'energia rinnovabile e quello medio dell'elettricità. Il finanziamento del meccanismo può provenire dalla fiscalità generale, dai soli utenti elettrici attraverso un prelievo sull'energia venduta, come nel caso inglese della *Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO)*, dalle *utilities* attraverso i loro clienti (come nel caso della legislazione tedesca) o da singoli clienti (attraverso forme di *green pricing*, come quelle avviate in Olanda e Svezia). L'assegnazione dei finanziamenti può essere di natura discrezionale o avvenire con procedure competitive. In generale le procedure non competitive (adottate per l'energia eolica in Danimarca e Germania) tendono a incoraggiare la partecipazione dei produttori più piccoli e non limitano l'incentivo alle tecnologie che sono più vicine alla commercializzazione.

Tra gli strumenti di più recente ma rapida diffusione vi sono gli accordi volontari. Si tratta di accordi stipulati tra la pubblica amministrazione e le imprese elettriche che si impegnano volontariamente a raggiungere obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili. Accordi di questo tipo sono stati tra l'altro introdotti in Olanda, Francia e Austria; possono essere legalmente vincolanti o non vincolanti per i soggetti coinvolti e spesso incorporano molti degli strumenti di promozione qui analizzati<sup>10</sup>. Il "Patto", concluso al termine della *Conferenza Nazionale per l'Energia e l'Ambiente* del novembre 1998, e alcuni recenti accordi di programma stipulati o in fase di negoziazione tra produttori elettrici e la pubblica amministrazione ne costituiscono esempi.

Anche il *green pricing* è un meccanismo di natura volontaria di recente introduzione che coinvolge tre gruppi di soggetti:

- le aziende di gestione del servizio elettrico (generalmente un distributore locale, talvolta integrato con le attività di produzione);
- gli utenti;
- le imprese produttrici.

Lo schema si sviluppa a partire da un programma di informazione sul *green pricing* a cura dell'impresa elettrica. Gli utenti disponibili a pagare l'energia elettrica consumata a prezzi più elevati per fini di tutela ambientale richiedono che una quota del loro consumo sia soddisfatta tramite fonti rinnovabili. Il pagamento dei costi incrementali può prendere la forma di semplice "arrotondamento", di contributo *una tantum*, di un esborso periodico o di un sovrapprezzo sui consumi. Sulla base delle adesioni degli utenti, la società elettrica seleziona tramite gare i produttori di fonti rinnovabili, con i quali stipula contratti di acquisto di energia a copertura della quantità sottoscritta dai clienti a prezzi maggiorati rispetto al costo medio dell'energia elettrica. Il periodo di applicazione del *green pricing* varia in genere da uno a cinque anni.



TAV. 1.6 PRINCIPALI STRUMENTI DI PROMOZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI NEI PAESI OCSE

PAESE	OBIETTIVI O QUOTE DI PRODUZIONE/CAPACITÀ PRODUTTIVA	MERCATI GARANTITI	GREEN PRICING	INCENTIVI ECONOMICI O FISCALI	STANDARD O ALTRI STRUMENTI DI REGOLAZIONE DIRETTA	INFORMAZIONE E DIMULGAZIONE	MISURE VOLONTARIE
AUSTRIA		●	●	● 2/3		●	
AUSTRIA		●		● 1/3	●	●	●
BELGIO				● 1/2/3/4	●	●	
CANADA	●			● 1/3	●		
DANIMARCA	●	●		● 1/3	●	●	●
FINLANDIA	●			● 1/3		●	
FRANCIA		●		● 2/3	●		●
GERMANIA		●		● 1	●	●	
GRECIA		●			●	●	
IRLANDA	● (capacità)	●					
ITALIA	●	●		● 1	●	●	●
GIAPPONE	●	●		● 1/2	●	●	●
LUSSEMBURGO		●		● 1			
OLANDA	●	●	●	● 1/3	●	●	●
NUOVA ZELANDA				● 3	●	●	●
NORVEGIA		●		● 1	●	●	●
PORTOGALLO		●		● 1	●	●	
SPAGNA	●	●		● 4	●		
SVEZIA		●		● 1/3	●	●	
REGNO UNITO	● (capacità)	●		● 1		●	
SVIZZERA	●	●	●	● 1		●	●
TURCHIA	●			● 2	●	●	
STATI UNITI	●	●	●	● 3	●	●	●
EU				●	●	●	

**Incentivi economici o fiscali:**

1. Sussidi attraverso trasferimenti diretti
2. Strumenti del credito (prestiti agevolati, ecc.)
3. Esenzioni fiscali
4. Altro

Fonte: Aie

*Non-Fossil Fuel Obligation*

L'esperienza più nota di prezzi incentivanti associati a competizione è quella della *NFFO* inglese, che impone alle imprese regionali di distribuzione di elettricità di acquistare una certa quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili (e da nucleare) ad un prezzo incentivato. La differenza fra questo prezzo e il prezzo medio di acquisto dell'elettricità è rimborsata alle imprese regionali elettriche attraverso un prelievo sulla "tassa sui combustibili fossili" (*fossil fuel levy*) pagata dai consumatori attraverso le bollette elettriche. Tratto caratteristico del meccanismo applicato nel Regno Unito è l'assegnazione su base competitiva dei contratti di acquisto, a valere su una quantità predefinita di energia prodotta con fonti rinnovabili. Il progetto che offre il prezzo migliore a parità di altre condizioni si vede assegnato in contratto. Gli "ordini" sono differenziati per tecnologia e scala degli impianti in considerazione del diverso grado di maturità tecnologica ed economica delle varie fonti rinnovabili.

TAV. 1.7 'ORDINI' ATTIVATI DA *NON-FOSSIL FUEL OBLIGATION*

CAPACITÀ CONTRATTATA (MW)	NFF01 (1990)	NFF0 (1991)	NFF03 (1994)	NFF04 (1997)	NFF05 (1998)	TOTALE
Eolico	12	84	146	330	340	912
Eolico (piccola taglia)			20	10	28	58
Idroelettrico (piccola taglia)	12	11	14	13	9	59
Biogas da discarica	36	48	82	174	314	654
Biogas da acque reflue	6	27				33
Comb.rifiuti (tradizionale)	41	272	241			554
Comb.rifiuti (letto fluido)				126	416	542
Comb.rifiuti (cogenerazione)				115	70	185
Biomasse (combustione)	45	30	104			179
Biomasse (gassificazione)			19	67		86
Biogas da rifiuti agricoli				7		7
TOTALE	152	472	626	842	1.177	3.270

Schemi di *green pricing* sono attualmente in uso in Olanda, Svezia, Germania e in Svizzera<sup>11</sup>. In analogia con gli accordi volontari, tale strumento risulta “attraente” per governi e imprese in quanto richiede finanziamenti molto ridotti o nulli, al di là dell’avvio e della gestione dell’intervento. I suoi principali vantaggi consistono nella creazione di un mercato per le fonti rinnovabili dove questo non esiste e dal coinvolgimento dei consumatori nei problemi di fornitura dell’energia elettrica. A ciò si contrappone l’incertezza circa l’efficacia rispetto alla riduzione delle emissioni attraverso lo sviluppo delle fonti rinnovabili, che dipende dalla sensibilità degli utenti rispetto al programma e, più in generale, rispetto alle problematiche ambientali.

#### **Le fonti rinnovabili: innovazioni normative in Italia e in Europa**

Il decreto legislativo sull’assetto del mercato elettrico 16 marzo 1999, n. 79 contiene numerose disposizioni relative alla promozione delle fonti rinnovabili. Parallelamente, a livello comunitario è in discussione una bozza di Direttiva destinata a disciplinare il trattamento delle fonti rinnovabili nel nuovo mercato elettrico.

La tavola 1.8 confronta i due provvedimenti. Le informazioni sulla bozza di Direttiva comunitaria si riferiscono alla versione circolata alla fine del 1998. La bozza di Direttiva lascia liberi gli Stati membri di scegliere gli strumenti di promozione delle fonti rinnovabili, anche se viene auspicata la compatibilità tra le diverse scelte e con il funzionamento del mercato interno.

TAV. 1.8 AGEVOLAZIONI ALLE FONTI RINNOVABILI

	DLGS 19 MARZO 1999, N. 79	BOZZA DI DIRETTIVA UE
DEFINIZIONE FONTI RINNOVABILI (FR)	Nessuna restrizione per gli impianti idroelettrici (art. 2.15)	• Sono esclusi gli impianti idroelettrici di potenza superiore a 10 MW (art. 2)
CONCORRENZA TRA FR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Non prevista esplicitamente</li> <li>• Art. 11.6 prevede che il Cipe fissi obiettivi pluriennali per fonte</li> </ul>	• Condizione obbligatoria (art. 3.1)
OBBLIGHI CONNESSI AL LIVELLO MINIMO DI CONSUMO (LMC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Obbligo di immettere in rete almeno il 2 per cento della producibilità aggiuntiva realizzata ogni anno (al netto dei primi 100 GWh, dell'energia cogenerata, auto-consumata in centrale ed esportata) (art. 11.1)</li> <li>• a partire dal 2001 possibile introduzione di quote più elevate per gli anni successivi al 2002 (art. 11.5)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• (art. 5) è previsto un duplice livello: <ul style="list-style-type: none"> <li>- l'elettricità da FR deve essere almeno il 5 per cento dei consumi totali netti (produzione + import - export)</li> <li>- il consumo elettrico da FR deve essere almeno il 3 per cento in più rispetto al livello registrato nel 1996</li> </ul> </li> <li>• a partire dal 2005</li> <li>• possibile introduzione di un LMC più elevato dal 2010 (comma 2)</li> </ul>
SOGGETTO SU CUI GRAVA L'OBBLIGO DEL LMC	• Tutti i produttori e gli importatori (art. 11.2)	• Tutti i consumatori elettrici (inclusi gli autoproduttori)
CREAZIONE DI "CERTIFICATI VERDI"	• Concessa facoltà di acquisto per ottemperare all'obbligo relativo al LMC (art. 11.3)	• Obbligatoria, con riconoscimento reciproco tra Stati membri (art. 4)
PROCEDURE DI GARA	• Previste, a carico di regioni e province autonome, per l'incentivazione delle FR (art. 11.6)	
OBBLIGO DI UTILIZZO PRIORITARIO	• Previsto (art. 3.3 e art. 11.4)	
LIBERTÀ DI CIRCOLAZIONE TRA STATI MEMBRI PER RISPETTARE IL LMC		• Obbligatoria

## Controllo e gestione della domanda a fini dell'uso razionale dell'energia e dell'uso efficiente delle risorse

I programmi di gestione e controllo della domanda (*demand side management, DSM*) di energia descrivono le attività di programmazione, realizzazione e monitoraggio intraprese dalle aziende energetiche, mirate a influenzare i consumi di energia da parte degli utenti finali in modo da aumentare il livello generale di efficienza energetica del sistema. Queste si esplicano in attività volte a incrementare l'efficienza energetica negli usi finali (ovvero il risparmio di energia a parità di servizio reso all'utente), rimodulare il profilo temporale dei consumi in modo da ottimizzare la curva di carico del sistema attraverso la gestione, da parte delle imprese stesse, dei "picchi" e delle "valli" di potenza impegnata nel corso della giornata o dell'anno e stimolare sostituzioni ottimali fra fonti energetiche da parte del consumatore.

I programmi di *DSM*, ancorché avviati in alcuni casi autonomamente dalle stesse imprese elettriche, sono nella maggioranza dei casi il risultato di misure pubbliche di intervento ad opera del governo o dei regolatori di settore. Gli strumenti utilizzati comprendono le campagne di informazione pubblica, la definizione di standard, obbligatori o volontari per le apparecchiature elettriche, l'etichettatura energetica, gli incentivi all'acquisto agevolato di apparecchiature efficienti e altri.

### Origini ed evoluzione dei programmi di *DSM*

Date le caratteristiche tecniche dei settori dell'energia elettrica e del gas la gestione delle curve di carico d'impresa, in periodi di alta volatilità dal lato dei costi e incertezze sull'andamento della domanda, diventa uno strumento irrinunciabile di gestione dei costi totali. La pratica dell'ottimizzazione delle curve di carico si è infatti diffusa rapidamente presso le aziende elettriche negli Stati Uniti quale strategia di *marketing* mirata a far fronte ai forti elementi di incertezza che connotavano il mercato energetico (sia dal lato dei costi di approvvigionamento delle materie prime energetiche, sia delle oscillazioni dal lato della domanda) all'indomani della crisi petrolifera negli anni settanta. Con lo sviluppo, negli stessi anni, di politiche di risparmio energetico guidate da obiettivi di sicurezza nazionale e di riequilibrio delle ragioni di scambio, le imprese elettriche hanno ricevuto ulteriori e sostanziali incentivi che hanno permesso di integrare le pratiche di gestione dei carichi con più ampi programmi di gestione e controllo della domanda mirati alla diffusione di usi finali più efficienti dell'energia.

Gli anni ottanta negli Stati Uniti rappresentano il periodo di maggiore crescita e diffusione di programmi di *DSM*, soprattutto presso le imprese elettriche. In un mercato caratterizzato da imprese verticalmente integrate ha significativa-

mente concorso all'affermazione di schemi di *DSM* l'imposizione, da parte di regolatori, di criteri di pianificazione ai costi minimi (*least cost planning*<sup>12</sup>) tali per cui i costi di un investimento in energia prodotta/venduta dovevano essere confrontati con i costi di un analogo investimento in energia conservata. Gli incentivi al risparmio energetico erogati alle imprese elettriche statunitensi hanno reso la vendita dei cosiddetti “*negawatt*” spesso più profittevole della vendita di “*megawatt*”.

Verso la fine degli anni ottanta, mentre la riflessione politica e accademica iniziava ad animare un vivace dibattito non solo sulla necessità e l'equità degli incentivi utilizzati ma anche sull'efficienza ed efficacia dei programmi stessi, gli schemi di *DSM* si sono rapidamente diffusi anche nei paesi europei, e in particolare nel Regno Unito, in Olanda, nei paesi nordici e nei paesi via di sviluppo.

Negli anni novanta, con l'avvio dei processi di ristrutturazione e liberalizzazione, il dibattito sulla razionalità economica, l'opportunità e le modalità di finanziamento dei programmi di sostegno all'efficienza energetica ha assunto nuovi connotati alla luce dei cambiamenti strutturali e istituzionali che stavano investendo i settori stessi. Da un lato, in un contesto economico liberalizzato, in analogia con quanto accade in altri settori, si riteneva che il mercato potesse essere meglio in grado di incidere sulla natura e dimensione delle barriere all'efficienza energetica che giustificavano in passato l'intervento pubblico. L'apertura alla concorrenza avrebbe favorito lo sviluppo di un mercato dei servizi energetici (quali i servizi di riscaldamento, raffreddamento, illuminazione ed energia) a discapito della vendita di unità energetiche standardizzate (espresse in kWh di energia elettrica o in mc di gas naturale) e l'affacciarsi sul mercato di nuovi operatori specializzati nella fornitura di servizi di efficienza energetica (le cosiddette *energy saving companies*, *ESCO*). Dall'altro il nuovo contesto istituzionale ha fatto emergere nuovi disincentivi all'efficienza energetica e ha messo in evidenza i limiti di alcuni meccanismi di regolazione di prezzo dei segmenti di mercato ancora in monopolio, mutando la natura e le dimensioni delle barriere all'efficienza energetica.

Negli stessi anni le finalità ambientali e in particolare gli obiettivi di contenimento delle emissioni di gas serra derivanti dagli accordi di Rio de Janeiro e di Kyoto hanno riportato il tema dell'efficienza negli usi dell'energia fra le priorità delle politiche energetiche in molti paesi.

I cambiamenti strutturali e istituzionali che stanno investendo i settori energetici con la diffusione dei processi di liberalizzazione, da un lato, e l'emergere delle nuove finalità ambientali, dall'altro, hanno riaperto in termini problematici la riflessione sulla razionalità, le finalità, gli strumenti e gli obiettivi dei programmi di controllo e gestione della domanda così come sui ruoli

relativi dei diversi soggetti coinvolti nel loro sostegno e attuazione (il governo, il regolatore, l'azienda energetica e le società di servizi energetici, i consumatori).

### Recuperi di efficienza energetica e loro potenziale

Alla luce dell'esperienza dei programmi di *DSM* realizzati in numerosi paesi, il potenziale di recuperi di efficienza offerto dagli interventi risulta significativo. In mercati come quello anglosassone il costo medio dell'unità di energia risparmiata rappresenta circa un terzo del prezzo di acquisto dell'energia da parte delle aziende distributrici e, a seconda dei programmi, fra il 40 e l'80 per cento del costo di produzione di energia da nuove centrali<sup>13</sup>.

I recuperi di efficienza energetica negli anni ottanta, sia per un effetto di prezzo sia grazie alle politiche di risparmio energetico avviate, sono stati significativi; negli anni novanta invece la riduzione dei prezzi dell'energia, legata in particolare al calo dei prezzi del petrolio all'inizio del decennio e la persistenza di barriere all'efficienza (vedi *infra*), ha fatto registrare un sostanziale rallentamento dei recuperi di efficienza energetica. Mentre nel periodo 1985-90 il tasso medio annuo di recuperi in intensità energetica nei paesi Ue è stato del 2 per cento<sup>14</sup>, negli anni novanta si è ridotto di circa un terzo.

### Barriere all'efficienza energetica, liberalizzazione e regolazione

La razionalità economica dell'intervento pubblico a sostegno dei programmi di *DSM*, di norma finanziati attraverso un prelievo in tariffa imposto dal regolatore, risiede nell'identificazione di alcune barriere all'efficienza energetica interpretate quali "fallimenti del mercato". Queste tipicamente si identificano con le asimmetrie informative a scapito dei consumatori, le imperfezioni dei mercati di capitali, la separazione fra colui che sostiene il costo dell'investimento in efficienza energetica e colui che ne beneficia, strutture tariffarie che non riflettono i costi marginali, la mancata inclusione nel prezzo dell'energia delle esternalità ambientali, i costi di transazione dei mercati per i servizi energetici e la mancata "scissione" (*decoupling*) fra profitti e vendite che caratterizza le imprese energetiche verticalmente integrate.

I cambiamenti strutturali e istituzionali che comporta la progressiva liberalizzazione dei settori energetici evidenziano alcuni aspetti chiave destinati a modificare la razionalità e le modalità di intervento in questo settore. Fra questi:

- le "barriere all'efficienza energetica" cambiano natura e dimensione aprendo nuove opportunità in alcuni segmenti di mercato e creando nuove rigidità in altri;
- l'affermarsi degli obiettivi ambientali, contestualmente alla diminuzione strutturale dei prezzi energetici, sposta l'accento dagli obiettivi di conserva-

zione e risparmio dell'energia che caratterizzavano l'intervento degli anni settanta e ottanta all'efficienza degli utilizzi;

- emergono nuovi potenziali disincentivi all'efficienza dalla regolazione dei segmenti dei settori energetici caratterizzati da monopolio naturale, come l'inserimento di elementi correlati ai volumi di energia venduta nelle formule di controllo dei prezzi di distribuzione e le modalità di separazione fra le attività di distribuzione e vendita di energia (attività che per loro natura hanno incentivi diversi e contrapposti alla promozione e vendita di servizi di efficienza energetica);
- l'analisi degli investimenti in efficienza energetica evidenzia differenze significative nei tassi di rendimento atteso per le diverse tipologie di utenza che si affacciano sul mercato libero. Il rischio dell'investimento in efficienza energetica per il consumatore domestico (in particolare se appartenente a categorie socialmente o economicamente svantaggiate) risulta ad esempio più alto di quello dell'utente industriale, in quanto l'investimento per il consumatore domestico presenta di norma costi e rischi più elevati. Infatti, a differenza del consumatore industriale, egli da un lato subisce condizioni di accesso al credito più onerose e dall'altro affronta maggiori difficoltà di realizzare o scambiare l'incremento di valore incorporato nei beni di consumo durevole e nell'abitazione attraverso gli investimenti in *DSM*.

L'emergere di questi fattori suggerisce alcune implicazioni importanti per l'attività di regolazione stessa in questo ambito.

In primo luogo, nella misura in cui gli obiettivi generali degli interventi di *DSM* coincidono con obiettivi ambientali di rilevanza sistemica, quale il contenimento delle emissioni dei gas serra, l'intervento del regolatore deve essere necessariamente affiancato da interventi pubblici di natura più generale fra cui la leva fiscale.

In secondo luogo, è opportuno che, prima di valutare l'adozione di incentivi diretti da porre in tariffa per il sostegno ai programmi di *DSM*, il regolatore provveda all'eliminazione di eventuali disincentivi all'efficienza energetica insiti nei meccanismi di regolazione stessa.

Infine, è necessario che nella definizione degli strumenti di intervento, ovvero nella selezione dei programmi di *DSM* a cui dare sostegno finanziario, vengano definite con precisione le categorie di utenza su cui sono mirati gli interventi e sia valutata con chiarezza l'efficacia economica degli interventi proposti che possono essere selezionati anche con procedure di gara.



## L'obiettivo dell'efficienza energetica nei settori regolati dall'Autorità

Il legislatore italiano, nella definizione dei lineamenti istituzionali e delle competenze delle autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità attuato con la legge n. 481/95, ha voluto prestare un'attenzione particolare agli obiettivi di uso efficiente delle risorse. Questi rientrano con la tutela sociale e ambientale fra le finalità generali con cui devono essere armonizzati gli obiettivi economico-finanziari sottostanti alla regolazione tariffaria. In particolare, l'Autorità deve tenere conto, nella definizione dei parametri della formula tariffaria, dei costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse (art. 2, comma 19, lettera c).

Nelle *Linee guida* per la definizione del nuovo ordinamento per le tariffe di fornitura di energia elettrica, definite in forma di proposte per la consultazione dall'Autorità nel marzo del 1998 (cfr. Capitolo 4 e *Relazione* annuale sul 1997) si proponeva, in coerenza con il dettato legislativo, il riconoscimento in tariffa di una componente mirata agli interventi di controllo e gestione della domanda di energia.

Le *Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione dei gas serra*, approvate con delibera Cipe del 19 novembre 1998, assegnano a interventi di contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, abitativo e terziario un obiettivo di riduzione pari a poco meno del 26 per cento di quello complessivo (da un minimo di 24 ad un massimo di 29 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente nel periodo 2008-2012). Di particolare rilevanza per la riduzione dei consumi energetici saranno i provvedimenti relativi a:

- promozione di programmi di informazione sui cambiamenti climatici industriali (da attuarsi entro il 30 aprile 1999);
- definizione dei criteri per l'applicazione delle migliori tecnologie disponibili (di cui alla Direttiva 96/61/CE) ai fini della migliore efficienza energetica degli impianti industriali (da attuarsi entro il 30 giugno 1999);
- definizione di standard e linee guida per la riduzione dei consumi energetici nei settori industriali e terziario (da attuarsi entro la stessa data);
- definizione di standard e linee guida per l'uso di dispositivi energetici più efficienti e per la riduzione dei consumi per il riscaldamento e il condizionamento nel settore dell'edilizia civile (da attuarsi entro il 31 dicembre 1999).

Il decreto legislativo del 16 marzo 1999, n. 79 di attuazione della Direttiva 96/92/CE (art. 9, comma 1) prevede che il Ministero dell'industria, del commercio e l'artigianato, di concerto con il Ministero dell'ambiente, stabilisca, entro novanta giorni dall'entrata in vigore del decreto stesso, gli obiettivi quantitativi di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia. Misure atte al conseguimento di questi obiettivi dovranno altresì essere previste nell'ambito delle concessioni per l'attività di distribuzione rilasciate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

## L'inquinamento da campi elettromagnetici: la regolamentazione in Italia e in Europa

Il dibattito sulla regolamentazione dell'esposizione ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici ha acquisito negli ultimi anni un notevole rilievo sia a livello nazionale, sia europeo. Mentre continuano gli sforzi della comunità scientifica internazionale per ridurre l'incertezza circa i possibili *effetti cronici* (cioè legati ad una esposizione prolungata), a fronte della crescente attenzione della pubblica opinione per gli effetti sia di breve che di lungo termine diversi stati membri dell'Unione europea, la Commissione europea stessa e alcuni paesi terzi stanno esaminando l'opportunità di adottare misure di protezione.

### La normativa italiana

Per le frequenze elettriche, l'esposizione ai campi elettrici e magnetici per l'ambiente esterno e abitativo è attualmente regolamentata in Italia dalle disposizioni contenute nel decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 23 aprile 1992 (di seguito dPCm 1992) e successive modificazioni.

Il decreto fissa due tipi di limiti:

- limiti di intensità per il campo elettrico e per il campo magnetico in funzione del numero di ore/giorno di esposizione in *aree o ambienti in cui ci si possa ragionevolmente attendere che individui della popolazione trascorrono una parte significativa della giornata* (art.4)<sup>15</sup>;
- limiti relativi alla distanza minima dei *fabbricati adibiti ad abitazione o ad altra attività che comporta tempi di permanenza prolungati* dalle linee elettriche esterne: 10 metri nel caso di linee a 132 kV, 18 metri nel caso di linee a 220 kV e 28 metri nel caso di linee a 380 kV (art.5).

I limiti di intensità indicati all'art. 4 del dPCm del 1992 sono in linea con le indicazioni internazionali per gli effetti a breve fornite dalla *International Commission on Non-Ionising Radiation Protection (ICNIRP)*, e trasferite da vari paesi negli ordinamenti o in raccomandazioni nazionali; i limiti di distanza fissati dall'art. 5, tradotti in termini di valori di campo, sono invece molto prudenziali rispetto a quelli stabiliti dall'art. 4. Su queste basi, il dPCm prevedeva anche piani di risanamento da concludersi entro il 2004.

Un successivo dPCm del 28 settembre 1995 ha sospeso, per gli interventi di risanamento, l'obbligo di rispettare le distanze minime stabilite dall'art. 5 del dPCm 1992; i limiti indicati da tale norma restano invece in vigore per gli elettrodotti di nuova costruzione.

Nel corso degli anni sono state proposte varie iniziative legislative a livello regionale che, a differenza delle disposizioni nazionali, prendono in considerazione anche gli effetti a lungo termine; è questo il caso della Regione Veneto e della Regione Lazio. In entrambi i casi, tuttavia, si trattava di proposte di

legge che non sono entrate in vigore o sono sospese per mancanza delle necessarie autorizzazioni governative.

Recentemente, il Governo ha definito uno schema di disegno di legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici (AC n. 4816) che si propone di regolamentare in modo organico i vari aspetti del fenomeno, inclusa la tutela dell'ambiente, del paesaggio e della popolazione dai possibili effetti di lungo termine. Da questo ultimo punto di vista – l'iniziativa rappresenta una novità nel panorama internazionale.

Il dibattito su questi limiti è ancora in corso al momento in cui si scrive. Il testo approvato dalla Commissione ambiente della Camera dei deputati nel marzo 1999 e ora all'esame del Senato della Repubblica, rimanda alla successiva emanazione di due decreti attuativi (rispettivamente per l'ambiente esterno e abitativo e per l'ambiente di lavoro) la definizione dei nuovi limiti, che includono i *valori massimi di esposizione* ai campi elettromagnetici nonché *le modalità di ulteriore riduzione della esposizione a predetti campi, da ottenere con l'introduzione di valori di attenzione e di obiettivi di qualità, allo scopo in particolare di assicurare la protezione da possibili effetti a lungo termine*. Per il solo settore elettrico è inoltre prevista l'emanazione di un terzo dPCm sui criteri di elaborazione dei piani di risanamento, che dovrà specificare le priorità di intervento e i tempi di attuazione.

Dalla severità dei livelli di riferimento, dalle soluzioni tecnologiche disponibili e dai tempi previsti per il completamento dei piani di risanamento, oltre che dalle condizioni dell'attuale rete di trasmissione, dipenderanno gli investimenti da attuare per il rispetto della nuova normativa. Il disegno di legge prevede che l'onere economico relativo agli interventi di risanamento degli elettrodotti sia a carico dei proprietari degli stessi. Secondo il disegno di legge l'Autorità per l'energia elettrica e il gas valuterebbe i costi strettamente connessi con gli interventi di risanamento ai sensi della legge e determinerebbe i criteri e le modalità per l'eventuale recupero dei costi sostenuti, tenendo conto delle tecnologie di risanamento più efficienti<sup>16</sup>.

### L'esperienza internazionale

I limiti indicati dalle *Linee guida* dell'Icnirp per gli effetti di breve termine dell'esposizione ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici sono stati presi a riferimento anche in altri paesi che hanno emanato norme o raccomandazioni in questo campo (Tav. 1.9). In considerazione dell'incertezza scientifica che ancora esiste sui possibili effetti cronici dei campi elettromagnetici e in assenza di linee guida internazionali in materia, nessuna autorità pubblica nazionale o internazionale ha fino ad oggi emanato normative che stabiliscano limiti di esposizione relativi a possibili effetti di lungo termine. In alcuni paesi (Svezia, Australia e, negli Stati Uniti, in California), sono state adottate raccomandazioni che si ispirano al "principio precauzionale" (alla base della recente proposta di legge quadro in Italia), utilizzato per affrontare caso per caso situazioni locali e particolari, che vengono valutate anche sulla base di un'analisi dei costi.

La Commissione europea segue con attenzione crescente il problema dei campi elettromagnetici. Nel giugno 1998 la Commissione ha predisposto una proposta di raccomandazione (non vincolante) sui limiti di esposizione della popolazione ai campi elettromagnetici tra 0 e 300 Ghz; la proposta è attualmente in fase di discussione al Comitato ambiente e salute pubblica del Parlamento europeo. L'obiettivo è quello di definire livelli di riferimento comunemente concordati e di lasciarne l'applicazione pratica ai singoli stati membri. La proposta è basata sui valori limite e soglie sviluppati dall'Icnirp nelle *Linee guida* dell'aprile 1998 ed è dunque relativa alla protezione dagli effetti sanitari riferiti esclusivamente al breve periodo. Nel novembre 1998 l'Italia ha inviato in sede comunitaria un testo tecnico di revisione, coerente con la proposta di legge quadro attualmente in discussione alla Commissione ambiente della Camera dei deputati.

TAV. 1.9 VALORI STABILITI NELLA NORMATIVA INTERNAZIONALE

	POPOLAZIONE				ADDETTI			
	esposizione prolungata		poche ore		giornata lavorativa		poche ore	
	Campo elettrico (kV/m)	Campo magn. (μT)	Campo elettrico (kV/m)	Campo magn. (μT)	Campo elettrico (kV/m)	Campo magn. (μT)	Campo elettrico (kV/m)	Campo magn. (μT)
IRPA/ICIRC	5	100	10	1.000	10	500	30	5.000
CENELEC			10	640	25	1.600		
AUSTRALIA	5		10					
AUSTRIA	5	100	10		10	1.000	30	5.000
BELGIO	5		10					
GERMANIA	5	100						
GIAPPONE			3					
ITALIA	5	100	10	1.000				
POLONIA	1		10		15		20	
RUSSIA	0,5		15			1.800		7.500
UK	2,56		12	2.000			30	
USA:								
FLORIDA	2	15-20	10					
MONTANA	1		7					
NEW YORK	1,6	20	7-11					
REGIONE VENETO *	0,5	0,2						

\* attualmente sospesa.

Fonte: Bevitoli (a cura di), *Inquinamento elettromagnetico. Aspetti tecnici, sanitari e normativi*, Rimini, 1998

## Il riordino della fiscalità energetica nella Finanziaria per il 1999

### La tassa sul contenuto di carbonio (o *carbon tax*)

Nel contesto della manovra finanziaria per l'anno in corso il Governo ha apportato rilevanti modifiche alla struttura dell'imposizione gravante sull'energia. L'innovazione di maggiore rilievo è stata la rimodulazione delle aliquote delle imposte di consumo e di fabbricazione e la loro estensione a combustibili finora non soggetti a tassazione, allo scopo di cogliere finalità ambientali (la cosiddetta *carbon tax*). L'intervento è volto al contenimento delle emissioni inquinanti contribuendo, per questa via, al rispetto degli impegni assunti dall'Italia nell'ambito del protocollo di Kyoto.

In particolare, l'art. 8 del provvedimento di accompagnamento alla legge Finanziaria per il 1999 (legge 23 dicembre 1998, n. 448) ha modificato le aliquote delle imposte di fabbricazione sui prodotti energetici – prevalentemente oli minerali – e ha introdotto nuovi prelievi sui consumi di carbone, coke di petrolio e *orimulsion* dei grandi impianti di combustione (impianti di potenza superiore a 50 MW soggetti alla direttiva grandi impianti 89/609/CE; Tav. 1.10).

TAV. 1.10 ALIQUOTE DI CARBON TAX A REGIME E ALIQUOTE IN VIGORE NEL 1999

	ALIQUOTA FINALE AL 2005 (lire/kg o mc di combustibile)		ALIQUOTE PER IL 1999 (lire/kg o mc di combustibile)	
	PRODUZIONE	AUTOPRODUZIONE	PRODUZIONE	AUTOPRODUZIONE*
Olio combustibile	41,26	1,75	29,686	8,91
Gasolio	32,21	1,38	24,641	7,39
Gas metano	8,70	0,50	0,87	0,26
GPL	13,20	1,30	1,320	0,40
Carbone	41,84	41,84	5,084	5,084
Coke da petrolio	59,24	59,54	6,824	6,824
<i>Orimulsion</i>	30,83	30,83	3,983	3,983

\* In caso di autoproduzione le aliquote sono ridotte al 30 per cento quale che sia il combustibile impiegato. Per l'impiego di carbone, coke da petrolio o *orimulsion* in grandi impianti di combustione l'incremento stabilito per il 1999 ingloba l'imposta di consumo (pari a 1000 lire/kg) in vigore dall'1.1.99.

Fonte: Art. 8, comma 1, Tabella A, legge 23 dicembre 1998, n. 448 e dPcM 15 gennaio 1999

L'obiettivo della riforma è duplice:

- indurre, tramite effetti di sostituzione, una ricomposizione dei consumi di combustibili a vantaggio di quelli meno inquinanti, per contenere le emissioni di anidride carbonica e contribuire in tal modo al rispetto degli impegni di Kyoto;
- procedere nell'armonizzazione delle accise sui combustibili fossili in ambito europeo.

Il provvedimento stabilisce le aliquote obiettivo delle accise da raggiungere nel 2005, prevedendo che tali valori siano conseguiti con innalzamenti progressivi nel periodo compreso fra il 1999 e il 2005. Per i prodotti destinati alla generazione di energia elettrica, l'adeguamento annuale nel periodo intermedio dovrà essere contenuto tra il 5 e il 20 per cento della differenza tra le aliquote vigenti e quelle di regime, da raggiungere entro l'1 gennaio 2005. Tali aumenti verranno stabiliti di anno in anno in base all'andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub>, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta della Commissione per lo sviluppo sostenibile, istituita presso il Cipe.

Una "clausola di salvaguardia" subordina la progressione della tassazione verso l'obiettivo di regime alla verifica – da effettuarsi nel 2000 – di progressi nell'armonizzazione della tassazione europea per le stesse finalità, cioè di spostamento del carico fiscale dal lavoro alle attività di impatto ambientale. Si intende in tal modo sia evitare effetti penalizzanti sulla posizione competitiva del nostro sistema economico, sia subire l'inquinamento prodotto da altri (essendo l'impatto di una *carbon tax* introdotta unilateralmente da un paese europeo del tutto marginale in termini di riduzione delle emissioni globali).

Dall'1 gennaio 1999 la legge n. 448/98 ha introdotto un'imposta di lire 1.000/kg sui consumi di carbone, coke da petrolio e *orimulsion* per la generazione di energia elettrica nei grandi impianti di combustione. In applicazione a quanto disposto dalla legge n. 448/98, il dPCm 15 gennaio 1999 ha stabilito le variazioni delle aliquote di accisa sugli oli minerali e dell'imposta sui consumi di carbone, coke di petrolio e *orimulsion* in vigore per l'anno in corso, fino al prossimo aggiornamento annuale (Tav. 1.9). L'adeguamento deciso rappresenta il 10 per cento della differenza tra le aliquote vigenti alla data di entrata in vigore della legge e quelle che si raggiungeranno a regime. Per gli autoproduttori le aliquote sugli oli minerali sono ridotte al 30 per cento di quelle stabilite per la produzione diretta o indiretta, indipendentemente dal combustibile impiegato. Per l'impiego di carbone coke da petrolio e *orimulsion* in grandi impianti di combustione l'incremento stabilito dal dPCm ingloba l'imposta di consumo in vigore dall'1 gennaio 1999.

Dal 2000 verranno concesse agevolazioni fiscali a fronte di spese di investimento sostenute dalle imprese per ridurre le emissioni e aumentare l'efficienza energetica degli impianti di combustione per la produzione di energia elettrica. Lo sgravio non potrà superare il 20 per cento delle spese di investimento dell'anno precedente, nei limiti del 25 per cento dell'accisa dovuta. La copertura finanziaria provverrà da parte delle entrate derivanti dalla *carbon tax*. Il Governo determinerà annualmente la tipologia di spese ammissibili e le modalità di accesso all'agevolazione.

### L'origine della misura

Il criterio ispiratore dell'intervento varato dal Governo consiste nel disincentivo dell'impiego di combustibili più inquinanti per il contenimento delle emissioni di anidride carbonica, favorendo in tal modo miglioramenti nell'efficienza energetica e lo sviluppo di tecnologie innovative. La proposta riflette i principi della proposta di direttiva avanzata nel 1997 per iniziativa del Commissario al mercato interno Mario Monti<sup>17</sup>, che stabilisce aliquote minime di tassazione dell'*output* elettrico lasciando però gli stati membri liberi di introdurre per finalità ambientali forme di tassazione addizionali sugli *input*.

La riforma ha recepito alcune indicazioni contenute nel *Documento di programmazione economico-finanziaria* per il triennio 1999-2000. Il *Documento* riteneva prioritario un intervento di riduzione delle emissioni *anche attraverso misure di fiscalità ecologica sostitutive di altre forme di prelievo*. La logica sottostante era quella del cosiddetto "doppio dividendo", fatta propria dall'Unione europea: l'opportunità di cogliere con una manovra di sostituzione di tributi, a gettito invariato, i benefici del contenimento dei livelli di emissione e, contemporaneamente, della riduzione del carico fiscale sul lavoro.

In vista della definizione dell'intervento, era stata valutata l'ipotesi di un'applicazione generalizzata di un prelievo, con struttura proporzionale al contenuto calorico e alla CO<sub>2</sub>, in sostituzione dell'attuale modello di accise, sotto il vincolo di invarianza di gettito. L'esame delle conseguenze di questa soluzione indicava che essa avrebbe in realtà comportato un aumento, non una riduzione, del livello tendenziale delle emissioni, conseguenza degli effetti positivi, sebbene frutto di scelte non sempre consapevoli, di tutela ambientale del prelievo esistente. Il Governo ha pertanto optato per un riallineamento della struttura del prelievo con le indicazioni contenute nella proposta di direttiva europea. Questa riferisce il peso delle accise al contenuto calorico dei combustibili, con differenziazioni settoriali.

Nella misura emanata, l'adozione di un criterio di progressività del tributo rispetto al contenuto di CO<sub>2</sub> determina prelievi variabili tra prodotti e tra settori (civile, trasporti, industria, termoelettrico), anche in relazione alle ipotesi di compensazione di gettito.



Nel contesto della riforma della tassazione destinata al finanziamento degli enti locali, il Governo ha proposto di riordinare le addizionali all'imposta di consumo sull'energia elettrica, sostituendo le vigenti addizionali con sovraimposte in favore di comuni e province. Questi ultimi godranno di una limitata autonomia impositiva nella fissazione delle corrispondenti aliquote.

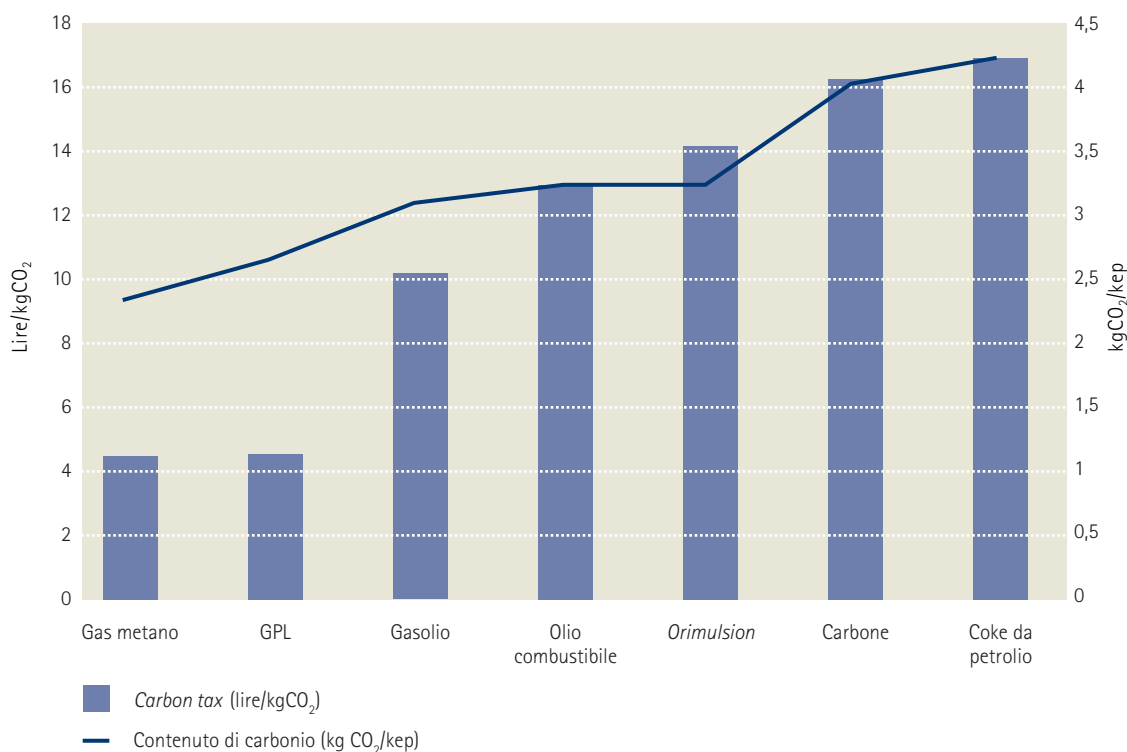
### Struttura della *carbon tax*

La struttura delle nuove accise riflette la combinazione di una quota 'energetica' con una quota 'ambientale', secondo una relazione additiva illustrata nella nota tecnica di accompagnamento al disegno di legge inizialmente presentato dal Governo.

La quota 'energetica' è commisurata alla tassazione proposta in sede comunitaria (valori indicati come aliquote minime nella proposta di direttiva Monti), corretta per riflettere il rapporto fra i livelli di tassazione europei e quelli attualmente vigenti in Italia. La quota 'ambientale' è commisurata al contenuto di carbonio delle diverse fonti (il cosiddetto "coefficiente stechiometrico" di emissione di anidride carbonica per unità di peso di prodotto energetico impiegato). Le accise sui prodotti impiegati per la produzione elettrica escludono la quota 'energetica', in considerazione del fatto che nel sistema tributario italiano è già tassato il consumo di energia elettrica.

La componente 'ambientale' delle nuove accise è strutturata in maniera tale da tassare in modo progressivo il contenuto di CO<sub>2</sub> a partire da quello relativo al metano, assunto come termine di riferimento (Fig. 1.2). In termini relativi e rispetto al potere inquinante teorico, misurato da coefficienti "stechiometrici", risultano particolarmente agevolati l'impiego del metano nella generazione elettrica – soggetto all'aliquota di 8,7 lire/mc nel caso di produzione e di 0,5 lire/mc nel caso di autoproduzione – e del Gpl, assoggettato all'aliquota di 26.370 lire/ton (1.300 lire/ton nel caso di autoproduzione).

FIG. 1.2 ALIQUOTE DELLA CARBON TAX A REGIME PER LA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ (LIRE/KGCO<sub>2</sub>) E CONTENUTO DI CARBONIO DEI DIVERSI COMBUSTIBILI FOSSILI



### Ulteriori innovazioni nella fiscalità sull'energia

Ulteriori innovazioni nella normativa della fiscalità energetica hanno riguardato le imposte di consumo sull'energia elettrica autoprodotta e sul gas metano. Il disegno di legge collegato alla legge Finanziaria ha rimodulato le aliquote dell'imposta erariale a carico degli autoconsumi di energia elettrica prodotta dagli autoproduttori, equiparandone il trattamento con quello dei normali produttori di energia elettrica. L'intervento, che riprende contenuti inizialmente inseriti nella bozza di decreto sul riassetto del mercato elettrico, fissa il livello delle aliquote di imposta gravante sugli autoconsumi come indicato nella tavola 1.11. Per effetto di tale provvedimento, l'autoproduzione di energia elettrica continua a godere di un trattamento preferenziale. L'agevolazione, sebbene meno generosa di quella precedentemente in vigore, rimane ancora di notevole portata e non sembra più giustificarsi nel contesto di un'effettiva apertura concorrenziale del mercato elettrico.

Viene altresì stabilito che l'energia consumata, autoprodotta o ricevuta in conto scambio, nell'esercizio di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kW, anche collegati in rete, non sia soggetta all'imposta erariale, né alle relative addizionali (comma 6). Inoltre, viene abolito il trattamento agevolato dei consumi di energia elettrica delle imprese industriali e alberghiere che erano esonerate dal sovrapprezzo termico in base al provvedimento Cip n. 3/88 (art. 5, lettera b).

TAV. 1.11 **MODIFICHE NELLE ALIQUOTE DI IMPOSTA ERARIALE SUGLI AUTOCONSUMI**  
(lire/kWh)

	VECCHIA DISCIPLINA	NUOVA DISCIPLINA
Con potenza assorbita fino a 30 KW	4,0	7,0
Con potenza assorbita da 31 KW a 3000 KW	4,0	10,5
Con potenza assorbita oltre i 3000 KW	4,0	4,0

Fonte: Normativa nazionale

Sono state infine apportate alcune modifiche alla tassazione del gas naturale. In base al disposto del dPCm del 15 gennaio 1999, pubblicato nella G. U. del 15 gennaio 1999, le aliquote di imposta di consumo del gas naturale sono state maggiorate (per l'anno 1999) di un valore compreso fra 0,84 lire/mc per la tariffa T1 e 3,57 lire/mc per quella applicata agli altri usi civili.

L'introduzione della *carbon tax* produce effetti di un certo rilievo sul costo dei combustibili nella produzione termoelettrica, modificando le convenienze relative. Assumendo prezzi e consumi costanti ai livelli del 1997, un rendimento medio del parco di generazione del 38 per cento e utilizzando dati di fonte Enel relativi al costo attuale dei combustibili per kWh prodotto, l'accisa determina – a regime – un aumento del costo marginale di generazione con carbone di quasi il 40 per cento, con olio combustibile (al netto della pre-esistente accisa sugli oli minerali) del 6,3 per cento e con gas naturale del 3 per cento. La proposta comporta aumenti graduali del gettito complessivamente derivante dalle accise energetiche. Sulla base di stime del Ministero delle finanze, il gettito complessivo derivante dalla *carbon tax* dovrebbe essere pari a circa 11.500 miliardi a regime, di cui circa 2.000 nel 1999. Per quanto riguarda il settore elettrico il gettito delle misure proposte a regime ammonterebbe a circa 800 miliardi di lire l'anno (100 nel primo anno), di cui circa 700 per quanto riguarda l'Enel.

Secondo stime del Ministero dell'ambiente, la nuova tassa dovrebbe consentire di abbattere 12 milioni di ton. di CO<sub>2</sub> a regime, pari a circa il 12 per cento dell'impegno di riduzione assunto dall'Italia in sede europea, collegato agli impegni delineati nel protocollo di Kyoto.

## NOTE

- 1 Le linee guida approvate da Cipe, pur facendo esplicito riferimento ai cosiddetti “meccanismi di flessibilità” individuati dal protocollo di Kyoto come strumenti integrativi alle azioni nazionali per la riduzione delle emissioni (attraverso la realizzazione di progetti di cooperazione internazionale tra più paesi industrializzati – *Joint Implementation* – di progetti di cooperazione con i paesi in via di sviluppo o di nuova industrializzazione – *Clean Development Mechanism* – o il commercio internazionale dei permessi di emissione – *Emission Trading*) non specificano in termini quantitativi quale potrà essere l’apporto di tali meccanismi al raggiungimento dell’obiettivo concordato dall’Italia. Questo in mancanza di un accordo internazionale in tal senso che si sperava fosse raggiunto nell’ambito della Conferenza di Buenos Aires. La misura in cui questi meccanismi potranno concorrere al raggiungimento dell’obiettivo di riduzione globale influirà sulla maggiore o minore severità degli obiettivi di riduzione da conseguire entro i confini nazionali. L’orientamento europeo e italiano è che comunque il loro contributo sia piuttosto contenuto rispetto ad interventi all’interno dei confini.
- 2 Si vedano la *Seconda comunicazione nazionale alla convenzione sui cambiamenti climatici* e la delibera Cipe di attuazione del 3 dicembre 1997.
- 3 I valori riportati derivano da elaborazioni su dati Aie (1998) e non sono confrontabili con stime di altre fonti, in considerazione delle diverse metodologie di stima utilizzate e utilizzabili. In particolare, i valori di emissione di fonte Aie sono basati sulle statistiche energetiche della stessa Aie (*Energy Balances of Ocse countries*, 1998) e della metodologia di stima delle emissioni dell’IPCC (*Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, IPCC/OECD/AIE Parigi, 1997 – *Guidelines*). Come tali, queste stime possono differire anche da quelle presentate dai vari paesi al Segretariato della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici delle Nazioni Unite (UNFCCC) nell’ambito delle Comunicazioni Nazionali. Ad esempio il Bilancio ambientale Enel 1997 riportava un valore di emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> nel 1996 e nel 1990 (per la sola generazione di elettricità da parte di Enel) pari rispettivamente a 636 e 580 g/kWh prodotto.
- 4 *Libro verde sulle fonti rinnovabili di energia*, elaborato dall’ENEA in collaborazione con i ministeri dell’Industria, dell’Ambiente e della Ricerca scientifica e tecnologica nel luglio 1998, e *Libro bianco sulle fonti rinnovabili*, curato dalla Commissione europea, del 26 novembre 1997.
- 5 La *Quarta Conferenza delle parti (COP-4) della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici*, tenutosi a Buenos Aires nel novembre 1998, non ha prodotto alcun accordo tra i paesi partecipanti in relazione all’apporto che da questi meccanismi dovrebbe provenire per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione concordati a Kyoto, né al loro funzionamento. Mentre alcuni paesi e l’Unione europea ritengono che si debba porre un tetto

alla quota di riduzione delle emissioni conseguibile da un paese tramite il ricorso a tali meccanismi, altri – tra cui gli Stati Uniti – pongono l'accento sulle forti riduzioni nei costi complessivi di contenimento delle emissioni che si avrebbero con un ricorso massiccio e non vincolato al commercio internazionale di emissioni.

- 6 Di questi, nessuno è di nazionalità italiana, mentre sono presenti progetti di imprese olandesi, danesi, tedesche, svedesi, norvegesi. Si stanno inoltre sperimentando altre iniziative, come quella avviata da *British Petroleum*, consistente nella creazione di un sistema di permessi negoziabili tra i propri stabilimenti anche al fine di meglio comprenderne vantaggi e limiti, in vista di una loro possibile introduzione su più vasta scala.
- 7 La tassonomia di accordi volontari è vasta. In generale si distingue fra: *a)* accordi di tipo *performance-based*, che prevedono obiettivi legalmente non vincolanti e che non sono esplicitamente stabiliti in alternativa alla introduzione di regolamentazioni ambientali più restrittive; *b)* accordi *target-based*, con obiettivi legalmente vincolanti e/o legati a esenzioni fiscali o garanzie di varia natura; *c)* accordi cooperativi di ricerca e sviluppo; *d)* accordi di tipo *monitoring and reporting* che prevedono per le imprese impegni di diffusione su larga scala di informazioni relative alla loro *performance* ambientale.
- 8 Negli USA il programma *Climate Challenge* vede la partecipazione di oltre 600 imprese di servizi e 5 associazioni di categoria in circa 120 accordi di contenimento delle emissioni di gas serra; accordi simili vengono presi all'interno del programma *Climate Wise e Greenhouse Challenge*; circa 140 *utilities* elettriche hanno presentato rapporti ambientali nell'ambito del programma *1605b Voluntary GHG Reporting Program* che ha come obiettivo quello di incoraggiare i soggetti coinvolti a implementare e registrare correttamente programmi di riduzione delle emissioni di gas serra; il programma *Energy Star Transformer* incoraggia la produzione e l'impiego di trasformatori ad alta efficienza nei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica; molte *utilities* aderiscono al programma *Green Lights* che promuove l'efficienza energetica incoraggiando investimenti in lampadine ad alta efficienza; il *Voluntary Declarations of the Energy Production Sectors* tedesco prevede impegni unilaterali da parte anche di compagnie elettriche di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> o dei consumi energetici di ammontari definiti nel periodo 1990-2005.
- 9 Si veda la *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta* dell' Autorità per l'energia elettrica e il gas, 30 aprile 1998, Capitolo 2.
- 10 Un esempio è l'accordo stipulato da un gruppo di *utilities* elettriche olandesi che si sono impegnate a produrre il 3 per cento dell'elettricità da fonti rinnovabili entro il 2000. In Francia l'*Electricité de France* ha stipulato un accordo volontario con l'Agenzia per l'Ambiente e l'Efficienza Energetica nel quale entrambi i soggetti si sono impegnati ad aumentare i flussi di informazione e la cooperazione tra di loro. In Austria esistono accordi volontari che includono il pagamento di un *premium price* per la produzione di elettricità da fonte rinnovabile all'interno di determinate aree urbane. Lo strumento degli

accordi volontari è poi particolarmente diffuso negli Stati Uniti.

- 11 Al di fuori dell'Unione europea, il *green pricing* è diffuso negli Stati Uniti ed è stato recentemente introdotto anche in Australia.
- 12 Pianificazione delle attività aziendali mirata fornire i servizi necessari al minimo costo per gli utenti e la società.
- 13 Energy Saving Trust, *Activity Report 1997*, London e N. Eyre "A golden age or a false dawn? Energy efficiency in UK competitive energy market", *Energy Policy*, Vol. 26, n. 12, 1998.
- 14 *Energy efficiency in the European Community: towards a strategy for the rational use of energy* documento della Commissione del marzo/aprile 1998
- 15 Tali limiti salgono a 10V/m e 1.000 microtesla se l'esposizione è limitata a poche ore al giorno.
- 16 Il disegno di legge quadro prevede anche l'istituzione di un catasto delle sorgenti fisse dei campi e delle zone di territorio interessate, al fine di stimare i livelli dei campi nell'ambiente, un obiettivo che si prospetta particolarmente oneroso, data l'assenza fino ad oggi di dati certi. L'inventario nazionale si baserà sui catasti che le amministrazioni regionali devono realizzare e gestire, nei limiti delle ordinarie disponibilità di bilancio, per stimare i livelli dei campi nel loro territorio. Sono inoltre previste sanzioni in caso di inosservanza degli obblighi di legge.
- 17 Commissione delle Comunità europee, *Proposal of a Council Directive, Restructuring the Community Framework for the Taxation of Energy Products*, Brussels, 12 marzo 1997, COM(97) 3-Final.