

ATTI PARLAMENTARI

XIII LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. CXLI
n. 1

RELAZIONE

SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA
DALL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

(articolo 2, comma 12, lettera i), della legge 14 novembre 1995, n. 481)

Presentata dal Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Trasmessa alla Presidenza il 6 luglio 1998

PAGINA BIANCA

La decisione storica di adottare una moneta unica per l'Europa produrrà anche l'accelerazione e il consolidamento del processo generale di integrazione economica, con riflessi su tutti i settori e in particolare su quelli finora meno direttamente coinvolti. È possibile e auspicabile che essa generi una vigorosa ripresa del lavoro di costruzione di politiche comuni e di rafforzamento delle istituzioni europee, anche nel garantire la concorrenza e nel regolare il funzionamento di alcune attività economiche, tra cui i servizi di pubblica utilità.

La prosperità di ciascuna regione d'Europa viene a dipendere ancor più strettamente dalla capacità competitiva delle imprese e delle unità produttive: cadono le residue protezioni, anche in settori fin qui sottratti al confronto competitivo, e viene meno l'effetto riequilibratore offerto dagli aggiustamenti di cambio. Assumono maggior rilievo anche i fattori di competitività esterni all'impresa e costituiti dal costo, dalla qualità e dall'affidabilità dei servizi alla produzione: tra questi i servizi energetici, che per alcuni comparti produttivi presentano un'incidenza elevata sul costo globale di produzione e che in generale, almeno per quanto riguarda il servizio elettrico, sono insostituibili.

I servizi energetici non solo hanno peso nella competizione dei settori utilizzatori ma sono essi stessi pervasi da un'ondata competitiva assolutamente nuova. L'innovazione tecnologica ha determinato grandi progressi nello sviluppo e nel controllo delle reti elettriche e del gas, consentendo l'accesso di più operatori alla medesima rete, e modificando quindi radicalmente quello che è stato finora considerato un monopolio naturale; inoltre ha ridotto la dimensione economicamente ottimale degli impianti di generazione elettrica, consentendo l'affiancarsi di produttori in concorrenza. Il volto dei due settori nell'Europa che si va unificando sarà quindi assai diverso da quello del passato. Sistemi di reti integrate saranno resi accessibili in modo da consentire una serrata competizione nell'offerta e un'ampia libertà di scelta dal lato della domanda. L'identificazione territoriale e nazionale degli esercenti è destinata ad attenuarsi. Cresce il numero dei soggetti esercenti il servizio e si accentua il loro carattere imprenditoriale. I mercati si integrano facendo crescere il volume degli scambi, fino alla creazione di vere e proprie "borse" dell'energia. Si aprono spazi maggiori all'iniziativa e all'innovazione, con incremento dell'efficienza.

Perché la concorrenza operi e i vantaggi siano trasferiti all'utenza occorre che l'accesso alla rete sia libero, e a tal fine ben regolato; il distacco dal regime monopolistico richie-

de una liberalizzazione graduale, ma allo stesso tempo sufficientemente veloce da suscitare le necessarie decisioni di entrata e di investimento da parte dei nuovi soggetti, in un clima di certezza e di regole trasparenti. L'equilibrio e l'accessibilità dei mercati, la trasparenza delle transazioni e tutti gli aspetti dell'interesse pubblico vengono tutelati con un rafforzamento della regolazione, affidata spesso a istituzioni tecnicamente ben attrezzate e dotate di un grado di indipendenza superiore a quello tradizionalmente riconosciuto alle pubbliche amministrazioni. Istituzioni del genere si trovano ormai in molti paesi, sia in Europa che in tutte le altre aree industrializzate del mondo.

Il servizio elettrico soddisfa esigenze primarie della popolazione e deve perciò essere garantito a tutti in condizioni di sostanziale eguaglianza; in parte, caratteristiche analoghe si possono riferire al servizio del gas. Gli aspetti di servizio pubblico hanno avuto un peso nel determinare in passato la scelta di molti paesi a favore della gestione pubblica di questi servizi. La trasformazione che si è avviata, e che la tecnologia, la globalizzazione e l'integrazione europea rendono irreversibile, impone di mantenere ed elevare i livelli qualitativi del servizio pubblico per altra via: la regolazione assume i compiti che erano della gestione pubblica e ne assicura l'esecuzione per una via più trasparente e certa, in quanto la tutela degli utenti non è più mescolata e confusa con l'interesse aziendale ma

si colloca chiaramente in norme esterne all'impresa, che il regolatore è incaricato di fissare e far rispettare.

L'intervento regolatorio è necessario per tutti quei fini che non risulterebbero automaticamente raggiunti per opera delle imprese: i requisiti di un servizio pubblico accessibile anche a chi versa in condizioni di minor potere contrattuale o di disagio; la tutela dell'ambiente, la cui evidenza è ulteriormente testimoniata dai recenti impegni assunti a Kyoto per azioni volte a contrastare l'effetto serra. Di questi impegni e dei nuovi obiettivi di politica energetica si discuterà nella prossima Conferenza nazionale energia e ambiente. Promozione della concorrenza, apertura del mercato e libertà di scelta, universalità e qualità del servizio, tutela dell'utenza più debole e dell'ambiente sono dunque obiettivi non contrapposti, e che possono essere perseguiti nel passaggio ad un nuovo contesto di integrazione europea e internazionale.

L'Unione europea, su impulso della Commissione, ha ormai un percorso fissato in modo sufficientemente chiaro. Il Consiglio e il Parlamento europeo hanno adottato la Direttiva 96/92/CE per l'elettricità, che deve essere recepita negli Stati membri entro il 19 febbraio 1999. L'analoga Direttiva per il gas è stata approvata l'11 maggio scorso.

Tocca ora ai paesi membri recepirle e renderle operative. Per la Direttiva sul mercato elettrico alcuni paesi hanno già compiuto il cammino.

L'Italia lo ha intrapreso: il Parlamento ha dedicato notevole attenzione al settore elettrico, nel dibattito sulla legge comunitaria che contiene la delega al Governo per il recepimento della Direttiva sul mercato elettrico e in occasione di due indagini conoscitive, e si appresta a esaminare la Direttiva sul mercato del gas.

Gli obiettivi devono essere fissati e perseguiti con ambizione e determinazione se non si vuole che il nostro paese, per quanto riguarda i servizi dell'elettricità e del gas, resti ai margini dall'impetuosa e promettente trasformazione che si osserva in Europa e nel mondo.

Cogliere l'occasione è compito comune di diverse istituzioni, ciascuna nel proprio ambito: in primo luogo del Parlamento e del Governo.

Il Parlamento italiano, con la legge 14 novembre 1995 n. 481, ha deciso che la regolazione dei servizi venisse affidata ad autorità indipendenti: nel caso dei due settori energetici, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Si è così inaugurata una nuova fase dell'azione pubblica nel settore dei servizi di pubblica utilità.

L'Autorità presenta oggi al Parlamento e al Presidente del Consiglio dei ministri la sua prima Relazione annuale, che ha per oggetto lo stato dei servizi e l'attività svolta. Questa presentazione propone una sintesi dei principali temi trattati e sviluppa alcune riflessioni sulle caratteristiche che la regolazione va assumendo.

LO STATO DEI SERVIZI

I servizi energetici a rete sono erogati con regolarità e con parametri di prestazione che reggono al confronto internazionale. Il servizio elettrico è diffuso in tutto il paese. Il servizio del gas, con una diffusione territoriale parziale, si presenta comunque più sviluppato in Italia che nella media dei paesi europei.

I due sistemi elettrico e del gas mostrano livelli di efficienza organizzativa e tecnica, e in particolare di efficienza energetica, suscettibili di miglioramenti anche rapidi, se le porzioni più arretrate di essi vengono sottratte a situazioni di eccessiva protezione.

Sulla base del lavoro precedentemente svolto in relazione alle Carte dei servizi, l'Autorità ha svolto una rilevazione che conferma marcate differenze territoriali nel grado di affidabilità e nelle caratteristiche qualitative dei due servizi: soprattutto nella continuità del servizio elettrico (frequenza e durata delle interruzioni) e nelle condizioni di fornitura del servizio gas (stato delle reti, rapporto con l'utenza).

Le differenze territoriali emergono anche dalla prima indagine sul grado di soddisfazione dell'utenza domestica, promossa dall'Autorità.

I prezzi sono alti nel confronto con molti paesi, ma non i più alti tra i grandi paesi europei. Il confronto internazionale è

reso difficile, specie per le utenze industriali, dalle differenze dei prezzi interni tra tipologie di utenza nell'elettricità e nel gas, e tra zone nel gas. Si rilevano difficoltà per la competitività internazionale soprattutto delle industrie che presentano elevati consumi specifici di energia elettrica, almeno per quanto riguarda quelle che non godono di regimi tariffari agevolati. Le strutture tariffarie, frutto di decisioni stratificate nel tempo e di calcoli ormai superati, presentano distorsioni e disparità ingiustificate. Si aggiunge il peso delle imposte sull'energia, tra i più elevati in Europa, che attenua la percezione, da parte del consumatore, degli incrementi di efficienza, riducendo quindi l'interesse dell'utenza per trasformazioni strutturali orientate al miglioramento produttivo. Il diverso trattamento tributario delle fonti di energia altera la concorrenza tra di esse, a volte in direzione coerente con la necessaria correzione per gli effetti ambientali, ma talvolta in direzione opposta. La molteplicità delle imposte gravanti sul medesimo servizio costituisce un fattore di disturbo e di opacità.

Altro elemento di debolezza è costituito dalla dipendenza del sistema energetico nazionale dall'importazione di idrocarburi. L'estrazione di gas sul territorio nazionale perde importanza a fronte della crescita della domanda, alimentata in misura crescente da un'importazione caratterizzata dalla concentrazione geografica delle provenienze. Una diversificazione degli

approvvigionamenti si impone, per il benessere degli utenti e per la competitività internazionale del sistema produttivo.

L'assetto attuale

Pur con notevoli differenze, i due settori continuano a caratterizzarsi per la presenza dominante di un'impresa pubblica, che ha garantito negli ultimi quattro decenni la fornitura del servizio, pur generando diseconomie e posizioni di rendita. Ad essa era affidata in parte la cura di interessi generali, sia pure sotto le direttive dell'autorità politica, nonché il coordinamento delle altre imprese, private o locali, operanti per lo stesso servizio.

Nel settore elettrico la nazionalizzazione operata nel 1962 affidò all'Enel il compito di provvedere alla generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, assicurando sicurezza della fornitura su tutto il territorio nazionale, con tariffa unica fissata a livello di Governo. Il compito di programmazione, strumentale alla garanzia di sicurezza del servizio, ha giustificato il conferimento all'Enel di diritti esclusivi per l'importazione ed esportazione e di poteri sugli operatori esclusi dalla nazionalizzazione: le imprese produttrici e distributrici, costituite in prevalenza da quelle degli enti locali; e gli autoproduttori, trasformati poi in produttori indipendenti autorizzati anche a cedere l'energia elettrica prodotta secon-

do una disciplina definita con la legge 9 gennaio 1991, n. 9. A seguito della trasformazione dell'Enel in società per azioni, operata dal decreto legge 11 luglio 1992, n. 333, compiti e poteri dell'Enel hanno trovato nuova definizione nel regime di concessione, concretizzatosi con la relativa convenzione del 28 dicembre 1995. Essi sono coerenti con un sistema imperniato sulla programmazione e sulla proprietà pubblica dell'impresa. Quel sistema è stato avviato ad una revisione profonda già con l'estensione dei compiti affidati alle imprese private di generazione, operata dalla legge n. 9 del 1991, poi con l'avvio del recepimento della Direttiva europea 96/92/CE nella legislazione nazionale, da completare entro il 19 febbraio 1999, e con le decisioni di privatizzazione di importanti imprese elettriche degli enti locali e della stessa Enel in un tempo più lungo e con modalità ancora da definire.

Nel settore del gas la legge istitutiva dell'Eni del 1953 riconosceva diritti di esclusiva per l'esplorazione, la produzione e il trasporto di gas nazionale, limitatamente ad una zona (la Val Padana e l'alto Adriatico) circoscritta geograficamente, ma cruciale sotto il profilo dello sviluppo della produzione e dei consumi interni. A partire dagli anni settanta l'Eni ha realizzato importanti opere infrastrutturali per l'importazione di gas dall'estero e per il suo trasporto su tutto il territorio nazionale: a

fronte del suo ruolo indiscusso non è stato mai ritenuto necessario stabilire un monopolio legale di queste attività. Il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 ha rimosso il regime di esclusiva, anche per l'attività di stoccaggio.

L'impegno programmatico di metanizzare buona parte del paese si è tradotto, oltre che nella realizzazione di una politica tariffaria incentivante, in contributi pubblici per l'estensione delle reti rivolti in particolare al Mezzogiorno. Siamo inoltre prossimi al raggiungimento di una fase di minore espansione dei consumi, salvo gli impieghi per la generazione elettrica, che si presentano con sicure prospettive di crescita. Stanno emergendo nuove imprese e nuove iniziative. Ciononostante, le imprese del gruppo Eni risultano ancora riconosciute dalla prassi regolatoria, e per alcuni aspetti dalla legge, come portatrici di interesse pubblico. La trasformazione dell'Eni in società per azioni e la successiva privatizzazione, che nel 1998 giungerà a interessare la maggioranza delle azioni, impediscono di riconoscere nell'attuale configurazione del servizio le condizioni necessarie per la tutela dell'interesse generale. L'Autorità, anche in relazione al processo di recepimento della Direttiva europea, intende contribuire a modificare l'organizzazione del settore.

Nel servizio di distribuzione del gas l'eccessiva frammentazione degli esercenti e l'esistenza di situazioni estremamente differenziate nel rapporto tra amministrazioni comu-

nali ed esercenti configura soluzioni che non sempre sono le più vantaggiose per l'utenza. La ricerca di soluzioni ispirate a trasparenza e concorrenza si è recentemente espressa anche nel dibattito parlamentare sul disegno di legge n.1388 riguardante le imprese erogatrici di servizi pubblici locali.

Verso un mercato concorrenziale ed europeo

In entrambi i settori la trasformazione che si sta avviando produrrà nuove forme organizzative, oggi ancora insufficientemente definite, ma le cui linee principali si ricavano dalle Direttive europee in via di recepimento e dalle tendenze evolutive dei sistemi a rete nel mondo. Il dato principale è l'introduzione della concorrenza e del mercato.

A lungo la struttura tradizionale dei servizi a rete è apparsa inconciliabile con la concorrenza. La fornitura del servizio è stata assicurata nel settore elettrico da un unico soggetto verticalmente integrato, che riunisce in sé le attività di generazione, trasmissione a lunga distanza, distribuzione locale e vendita dell'elettricità; nel settore del gas naturale le corrispondenti attività di estrazione (o importazione) e trasporto e per una quota importante quelle di distribuzione e vendita sono state svolte da un soggetto dominante. I sistemi integrati nacquero come locali e si sono sviluppati nel corso del

secolo per l'elettricità, in un periodo più breve e recente per il gas, organizzandosi per aree di crescente ampiezza, interconnettendosi e sviluppando gli scambi reciproci. L'intervento pubblico ha fortemente contribuito, specie in Europa, alla creazione di sistemi nazionali.

L'unicità della rete, che ha consentito ai sistemi nazionali di razionalizzarsi, costituisce anche il limite principale all'introduzione della concorrenza; la coesistenza di reti alternative sullo stesso territorio è economica solo in casi rari. La natura della rete ha costituito un potente argomento per istituire monopoli legali o riconoscere monopoli di fatto e per considerare inapplicabile un modello diverso da quello del fornitore unico integrato verticalmente.

La situazione si può dire radicalmente mutata nel corso degli ultimi due decenni. In numerosi paesi, europei e non, l'introduzione di modelli organizzativi orientati alla concorrenza è in atto con crescente intensità di innovazioni e varietà di soluzioni organizzative e normative. L'accesso alla rete, che rimane unica, viene consentito a operatori diversi dal gestore della rete stessa, cosicché l'utente finale può essere raggiunto da più offerte di vendita in concorrenza. In taluni sistemi gli operatori integrati verticalmente vengono costretti ad aprire la propria rete all'attività altrui; in altri l'attività di gestore della rete è affidata ad un soggetto cui non è consentita l'attività di vendita. Dovunque si sviluppano pro-

duttori - venditori indipendenti, che operano anche senza possedere reti.

La concorrenza appare in prospettiva come la forma di mercato dominante, a condizione che ai concorrenti sia garantito l'accesso alla rete o alle reti in condizioni di imparzialità. I consumatori ne trarranno benefici considerevoli, in termini di rapporto tra costo e servizio e di libertà di scelta.

L'Unione europea affronta la trasformazione sopra delineata nel quadro del completamento del mercato interno: con le Direttive sul mercato interno dell'elettricità e su quello del gas si compie un passo importante per adeguare anche i settori dei servizi pubblici al superamento delle barriere nazionali. L'orientamento non si differenzia sostanzialmente da quello seguito per gli altri servizi pubblici a rete. I punti cruciali sono le condizioni di accesso alle reti, la separazione contabile tra le diverse attività per impedire che profitti di monopolio vengano usati per alterare le condizioni di offerta sui mercati concorrenziali, il riconoscimento di libertà negoziale ad una fascia estesa di operatori del servizio e di acquirenti dello stesso. Caratterizza l'approccio europeo la volontà di operare la trasformazione senza indebolire le caratteristiche di accessibilità al servizio di pubblica utilità e, nel caso dell'energia elettrica, quelle di universalità, con una funzione di riequilibrio sociale.

Come per altri servizi pubblici, anche nei settori dei servizi energetici un contesto di mercato, come quello che si va creando in molti paesi, è adatto alla privatizzazione delle imprese pubbliche, dato che implica il passaggio ad una pluralità di operatori e una più chiara distinzione tra le responsabilità dell'impresa e quelle del Governo e del regolatore.

I modelli concorrenziali non richiedono per la loro funzionalità un particolare assetto proprietario. Vi sono esempi di sistemi nei quali la concorrenza interessa anche imprese pubbliche, nazionali o locali. Ciò è coerente con il Trattato di Roma che prescrive che alle imprese pubbliche venga applicato lo stesso regime concorrenziale cui vanno soggette quelle private.

Laddove si privatizza, è preferibile che le modalità secondo cui le privatizzazioni vengono attuate siano tali da favorire, o almeno non ostacolare, un'evoluzione del settore nella direzione della concorrenza. In particolare, le due principali condizioni per un buon funzionamento del mercato, e cioè il numero e la dimensione relativa delle imprese operanti entro un medesimo mercato e la separazione tra le funzioni di gestione della rete e le funzioni di produzione e fornitura, possono essere create meglio e più tempestivamente quando la proprietà dell'impresa monopolistica rimane in capo ad un soggetto che condivide la strategia dell'apertura alla concor-

renza. Il Governo può includere tra i propri obiettivi la creazione di un mercato competitivo, assieme alla tutela del valore patrimoniale dell'impresa da cedere; può trovare una via per conciliare l'una con l'altra. In presenza di un'impresa ormai privata che fosse ancora dotata di rilevante potere monopolistico, la creazione di un mercato concorrenziale si presenterebbe assai più difficile e gli interventi necessari per conseguirla determinerebbero probabilmente contrasti più forti e palesi.

L'ATTIVITA' SVOLTA

Costituitasi il 4 dicembre 1996, l'Autorità ha dedicato i primi mesi alla definizione delle proprie regole di funzionamento, al reclutamento dei primi collaboratori organizzati in gruppi di lavoro provvisori, all'acquisizione degli strumenti di lavoro.

È stata allestita la sede in Milano, dove l'Autorità è localizzata in omaggio alla "equilibrata distribuzione sul territorio italiano degli organismi pubblici che svolgono funzioni di carattere nazionale" (art. 2, comma 3 della legge n. 481 del 1995).

È stato creato un ufficio a Roma, per esigenze di rappresentanza istituzionale e di raccordo con altre amministrazioni.

Entrata nel possesso delle proprie competenze con la pubblicazione del regolamento di organizzazione e funzionamento il

23 aprile 1997 e avviato il trasferimento delle funzioni provenienti da altre amministrazioni, principalmente dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, l'Autorità ha gradualmente consolidato le proprie strutture operative. La necessità di affrontare alcune scadenze urgenti in materia di tariffe elettriche ha imposto di accelerare alcune linee di lavoro rispetto ad altre. In nessun caso però si è proceduto a svolgere funzioni senza una ricognizione accurata dei dati e degli obiettivi da perseguire, nonché una definizione precisa dei criteri cui attenersi.

Non si è trascurata l'opera di acquisizione di informazioni la cui utilità si manifesta via via che le attività si avviano e si estendono; informazioni relative sia ai servizi energetici nazionali, sia ai sistemi energetici e ai metodi di regolazione di altri paesi.

Nell'avvio è stata determinante la collaborazione con il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, concretizzatasi anche nell'impegno a tempo parziale di personale del Ministero per la fase di trasferimento dei documenti e delle informazioni.

Il personale si è prodigato operando spesso in condizioni precarie con entusiasmo e dedizione ammirevoli. Molto di ciò che nel corso di un anno è stato fatto non sarebbe stato realizzabile senza un impegno che è andato ben oltre quanto dovuto.

Trasparenza e partecipazione caratterizzano le procedure che l'Autorità ha dapprima disegnato con i propri regolamenti e poi iniziato a seguire. I principali provvedimenti vengono adottati solo dopo che un documento per la consultazione, contenente l'esposizione delle scelte e delle loro ragioni, sia stato esaminato dalle parti interessate e con loro discusso in apposite audizioni. Parti interessate sono le imprese esercen- ti il servizio (intendendosi come tale non solo la fornitura all'utenza finale, ma anche tutte le attività che la precedono e che sono finalizzate all'ordinato operare del sistema elet- trico e di quello del gas); le associazioni rappresentative delle imprese utilizzatrici del servizio; le associazioni dei consumatori; le associazioni ambientaliste; i sindacati dei lavoratori.

L'avvio delle riforme tariffarie: le tariffe elettriche

L'Autorità ha affrontato innanzitutto il mandato della legge 14 novembre 1996, n. 577 che imponeva di provvedere entro il 30 giugno 1997 a inglobare nella tariffa elettrica i vari sovrapprezzi esistenti, razionalizzandoli.

Con il provvedimento 26 giugno 1997, n. 70 essa ha quin- di riformato il regime dei compensi alla produzione di energia elettrica, seguendo l'indicazione del legislatore di operare coerentemente con le normali condizioni della con- correnza e del mercato. Sono stati eliminati i rimborsi "a

più di lista" e si è introdotta una disciplina atta a responsabilizzare gli operatori della generazione incentivando l'economia di quantità e di prezzo nell'impiego dei combustibili, il rinnovo e la gestione efficiente degli impianti. È stato rimosso un regime ingiustificatamente favorevole all'importazione di energia elettrica e introdotta una convenienza a utilizzare maggiormente gli impianti da fonti rinnovabili.

Il provvedimento ha consentito di evitare che il prezzo complessivo per l'utente finale aumentasse, come sarebbe accaduto in base alla vecchia normativa. La parte della tariffa destinata a coprire il costo variabile di produzione, costituito principalmente dal costo del combustibile, risulta ora ancorata al prezzo medio di un paniere di combustibili sui mercati internazionali, misura verificabile di un dato esterno. Questo nuovo sistema di copertura del costo variabile, reso neutrale rispetto alla scelta del combustibile, è stato con successiva delibera esteso all'utilizzazione dei rifiuti come combustibili per la generazione di elettricità.

Il meccanismo di adeguamento bimestrale al costo del paniere di combustibili è automatico e assicura il pareggio della gestione affidata alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Tra i conti amministrati dalla Cassa il più importante per la dimensione dei flussi è quello relativo alla parte di tariffa

(chiamata sovrapprezzo termico fino al giugno 1997) destinata a coprire il costo dei combustibili nella generazione termoelettrica. Poiché in alcuni periodi passati il gettito del sovrapprezzo termico era stato mantenuto a livelli insufficienti a finanziare i contributi, a metà 1997 risultavano da versare all'Enel e agli altri produttori rimborsi arretrati per quasi 4.500 miliardi. Con il provvedimento dell'Autorità n. 70/97 è stata destinata alla loro copertura una quota della tariffa, cui affluisce automaticamente il beneficio derivante dai ribassi del costo dei combustibili: il favorevole andamento del mercato petrolifero consente di prevedere l'azzeramento del debito entro i primi mesi del 1999.

Un altro intervento parziale è stato effettuato con la delibera 28 ottobre 1997, n. 108 che ha determinato i prezzi dell'energia elettrica ceduta all'Enel da produttori terzi al di fuori delle forniture programmate da impianti dedicati (le cosiddette eccedenze). Tali prezzi, inizialmente fissati dal Comitato interministeriale dei prezzi nel 1992, erano diventati onerosi anche per effetto di un'eccessiva indicizzazione ad altre fonti energetiche. Alla fine di luglio l'Enel annunciava di non voler più ritirare le eccedenze. I nuovi prezzi fissati dall'Autorità sono differenziati in modo da mantenere un'incentivazione alle fonti rinnovabili, decrescenti nel tempo così da ridurre la convenienza a cedere le eccedenze

all'Enel e incentivare il loro spostamento verso il nuovo mercato libero che verrà aperto grazie ad appositi provvedimenti governativi che l'Autorità auspica possano essere adottati presto (e riguardo ai quali ha fatto pervenire una proposta al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato). I prezzi fissati in via amministrativa resteranno comunque come prezzi minimi ai quali l'Enel o il concessionario locale della distribuzione è tenuto a ritirare l'energia, a salvaguardia dei produttori minori da fonti rinnovabili.

L'Autorità ha quindi avviato un processo di riforma del sistema tariffario dell'elettricità, che per la sua complessità e la sua connessione con il riordino strutturale del settore richiede una realizzazione in più fasi. È in corso la consultazione che precede l'adozione dei provvedimenti. La riforma tariffaria proposta si presenta orientata alla distinzione per fasi della filiera elettrica: generazione, trasmissione, distribuzione e vendita. Ciò richiede che venga attuata la separazione contabile e amministrativa tra le varie fasi, per evitare trasferimenti di risorse che alterino le condizioni competitive.

Entro l'estate verrà introdotta la tariffa per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete per conto di terzi e verranno riformulati i contributi per gli allacciamenti, essenziale per concretizzare il diritto di accesso alla rete e consentire lo

sviluppo di un mercato dell'elettricità. La tariffa sarà in generale commisurata non alla distanza ma al costo di ammortamento e gestione della rete e al costo dei servizi connessi, mentre saranno addebitate agli utilizzatori le perdite di energia sulla rete in proporzione a quanto ciascuno di essi avrà contribuito a determinarle (ciò dipende dal luogo e dall'ora del traffico creato in relazione al carico esistente sulla rete).

Seguirà la definizione del regime tariffario riguardante la fornitura all'utenza finale, che sarà caratterizzata da aderenza ai costi, flessibilità e incentivazione all'efficienza.

L'aderenza ai costi richiederà la graduale eliminazione delle agevolazioni e in generale delle condizioni tariffarie che risultano essere di vantaggio per alcune categorie di utenti e che sono di fatto pagate da altre categorie. Sarà fatta salva una tariffa ridotta, di limitata estensione, per finalità sociali.

La flessibilità implica che, determinata per ciascuna classe di utenza una tariffa intesa come prezzo massimo (al netto delle imposte), sarà consentito ai fornitori di offrire agli utenti della stessa classe più opzioni tariffarie, diversamente articolate per rispondere alle diverse esigenze, aprendo all'utenza, a partire da quella non domestica, una libertà di scelta. Il rispetto dell'unicità tariffaria sul territorio nazionale verrà reso compatibile con la molteplicità di fornitori grazie ad un

sistema di perequazione, commisurato alle differenze nel costo della distribuzione rilevabili fra le varie aree e dovute a diversità di condizioni oggettive quali la densità e la composizione dell'utenza.

L'incentivazione all'efficienza sarà assicurata dal metodo del price cap per l'aggiornamento della tariffa, che sarà predeterminato con chiarezza e farà riferimento al tasso d'inflazione e all'aumento atteso della produttività, tenendo conto di altri elementi rilevanti ai fini della promozione dell'efficienza e della qualità. Comportamenti delle imprese tali da accelerare gli incrementi di produttività potranno così tradursi in maggiori profitti.

Le tariffe del gas

Analogamente a quello elettrico, il sistema tariffario del gas richiede importanti modificazioni per essere adattato alle mutate condizioni del settore e reso coerente con i principi della regolazione introdotti dalla legge n. 481 del 1995. A differenza dell'elettricità, il gas naturale viene venduto, nella fase della distribuzione primaria (vendite al settore industriale, ai generatori di elettricità e alle aziende di distribuzione), in regime di prezzi negoziati e sottoposti a sorveglianza dell'Autorità.

Le utenze di minore dimensione sono soggette a un regime tariffario. L'Autorità ha rilevato dal Ministero dell'industria,

del commercio e dell'artigianato il controllo sull'applicazione e sulle modificazioni della tariffa che i circa 800 distributori adottano, seguendo il metodo in vigore. Con il provvedimento 23 aprile 1998, n. 41 è stata migliorata l'indicizzazione, consentendo alla tariffa di registrare meglio le riduzioni nei prezzi internazionali degli idrocarburi. Sono stati avviati i lavori per la revisione del metodo, che è stato disegnato in altra epoca per incentivare gli investimenti necessari alla metanizzazione e che oggi appare inadatto a promuovere l'efficienza nella gestione del servizio, la qualità e la sicurezza, il contenimento del costo di acquisto del gas.

Eliminazione di incertezze ereditate dal passato

Nel settore elettrico l'eredità di provvedimenti discussi e contestati creava, al momento di presa delle funzioni da parte dell'Autorità, situazioni di grave incertezza che pesavano sulle decisioni degli operatori.

I rimborsi degli oneri determinati dall'abbandono del programma nucleare deciso nel 1987, che, includendo gli interessi, ammontavano a circa quindicimila miliardi di cui tremila ancora da pagare, erano stati assoggettati dalla legge n. 481 del 1995 a verifica demandata all'Autorità, concernente la sussistenza dei presupposti delle voci in tariffa e la congruità dei criteri adottati per il rimborso all'Enel e alle imprese appaltatrici.

Analogamente, il 9 maggio 1997 la legge n. 122 disponeva che le modificazioni delle tariffe introdotte da due provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi nel dicembre 1993, annullate dalla magistratura amministrativa con sentenza non ancora passata in giudicato, fossero rideterminate dall'Autorità dopo nuova istruttoria.

Il complesso delle due vicende citate poneva nell'incertezza ricavi conseguiti dall'Enel negli esercizi precedenti, o già considerati nell'attivo patrimoniale, per un ammontare complessivo di circa diciottomila miliardi.

L'Autorità ha riesaminato la questione delle delibere Cip secondo il mandato della legge n. 122 del 1997, e quindi secondo criteri in parte diversi da quelli originariamente seguiti dal Cip; dopo ampia consultazione delle parti interessate e rappresentative condotta nel novembre 1997 sulla base di un documento analitico, l'Autorità ha confermato, con la delibera 18 marzo 1998, n. 26, le modificazioni a suo tempo introdotte. Poiché l'indagine ha consentito di riscontrare alcune difformità del comportamento dell'Enel rispetto a impegni a suo tempo assunti con il contratto di programma in materia di efficienza impiantistica e salvaguardie ambientali, l'Autorità ha avviato un'istruttoria specifica in materia.

Con l'aiuto di esperti, l'Autorità ha anche effettuato la verifica relativa agli oneri nucleari. Il documento per la consultazione è stato diffuso il 13 maggio; dopo le audizioni, è

stata adottata la delibera, in data 12 giugno, che riconosce come solo in parte congrui i criteri a suo tempo adottati, e conseguentemente ridetermina gli oneri riconosciuti riducendo il reintegro all'Enel e alle imprese costruttrici di circa 440 miliardi. Conseguentemente, gli ordinativi di pagamento emessi dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico negli anni 1989, 1990 e 1991 all'Enel e alle imprese costruttrici in conto reintegro degli oneri nucleari, dei quali la Sezione della Corte dei conti per il controllo sugli atti del Governo e delle amministrazioni dello Stato, con la sua decisione n. 14/98 emessa il 16 dicembre 1997, ha disposto l'annullamento, verranno riadottati dalla medesima Cassa con le modifiche definite nella citata delibera dell'Autorità.

In tal modo si può ritenere che gli elementi di incertezza siano stati rimossi.

Lo stesso operare della Cassa conguaglio per il settore elettrico era stato oggetto di rilievi della Corte dei conti in occasione del controllo sul bilancio e ancor più con la citata decisione n. 14/98. L'Autorità ha esaminato la situazione con l'aiuto di una commissione di esperti, rilevando l'esigenza di dotare la Cassa di adeguati regolamenti riguardanti l'organizzazione e la contabilità, e di riorganizzarla in modo da meglio assicurarne la trasparenza e l'indipendenza dalle imprese elettriche. Con il provvedimento 21 maggio 1998, n. 47, la conduzione della Cassa è stata affidata per un anno a un col-

legio di tre commissari presieduto dal dott. Enzo Berlanda, che ha il compito di realizzare le necessarie riforme.

La qualità dei servizi e le garanzie per gli utenti

L'attenzione che è stata rivolta alla qualità dei servizi pubblici, a partire dalla direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del gennaio 1994 e con l'introduzione delle "Carte dei servizi", comincia a dare i suoi frutti in termini di controllo e di confrontabilità di alcune condizioni del servizio.

Nella Relazione annuale si espongono i primi dati sui livelli effettivi di qualità dei servizi, rilevati dall'Autorità presso le aziende fornitrici. Si comincia quindi a disporre di confronti tra livelli dichiarati e livelli raggiunti, tra diversi operatori, tra Italia e altri paesi. La rilevazione fornisce misure dei divari nella qualità e nella continuità del servizio elettrico tra aree urbane e rurali, tra Nord, Centro e Mezzogiorno.

L'attività di rilevazione verrà estesa gradualmente, con l'esame comparativo delle condizioni di erogazione del servizio e dei contratti di fornitura, condotto su un ampio campione di esercenti sia nel settore elettrico, sia in quello del gas. Un'informazione attendibile, organizzata sulla base di misurazioni e criteri metodologici omogenei e quindi immediatamente disponibile per confronti, regolarmente portata a pubblica conoscenza, potrà esercitare un effetto di pungolo assai efficace per il miglioramento del servizio.

La proposta presentata dall'Autorità in materia di regolamentazione della qualità, e discussa in audizioni con i soggetti interessati, prevede la definizione di livelli di qualità che tutti gli esercenti dovranno rispettare: per i livelli "general", riguardanti gli aspetti indivisibili come la continuità del servizio, l'obbligo sarà riferito alla zona territoriale servita, mentre i livelli "specifici" saranno definiti nei confronti di ciascun utente. Per i casi di mancato rispetto dei livelli obbligatori l'Autorità determinerà forme di indennizzo automatico agli utenti. Sarà così superato l'attuale sistema, previsto nelle Carte dei servizi, di livelli di qualità fissati dagli esercenti e di rimborsi erogati solo su richiesta degli utenti. Un'altra forma di promozione della qualità potrà essere introdotta con il riconoscimento nella dinamica tariffaria dei recuperi di qualità realizzati. Dalla promozione della qualità dovrebbe derivare un ciclo positivo di investimenti nel settore, concentrati nelle regioni meridionali che oggi sono colpite da interruzioni del servizio elettrico in misura da due a tre volte superiore rispetto alle aree settentrionali.

L'Autorità porta una responsabilità primaria nella tutela dei consumatori e utenti dei servizi, la cui necessità è resa ancor più evidente dalla sproporzione tra la dimensione, e quindi tra le risorse, dei fornitori in regime di monopolio e di quella di gran parte dell'utenza.

È stato avviato l'esame dei reclami, istanze e segnalazioni. Normalmente l'esame da parte dell'Autorità avviene in seguito ad una risposta fornita dall'esercente, ritenuta insoddisfacente dall'utente. Vengono chieste informazioni agli esercenti, se necessario giungendo all'ordine di esibizione di documenti; in qualche caso si è giunti all'ordine di cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti.

Le segnalazioni sono utili per orientare gli interventi a carattere generale che verranno emanati. Costituiscono elementi di garanzia le procedure trasparenti, la collaborazione con le associazioni rappresentative dei consumatori e utenti, la concreta disponibilità a fornire informazioni.

La tutela dell'ambiente

La tutela dell'ambiente costituisce una sfida di primaria importanza per il sistema energetico. L'Autorità è consapevole dell'importanza della sfida e considera essenziale che essa sia affrontata in modo coerente con il mandato che ha ricevuto di orientare la regolazione del settore verso l'efficienza e la promozione della concorrenza.

Nel settore elettrico una prima misura essenziale è stata l'eliminazione dei rimborsi alla generazione commisurati alla quantità di combustibile utilizzato, che ostacolava il perseguimento dell'efficienza energetica. Deve seguire un'armoniz-

zazione tra la disciplina tariffaria e quella fiscale al fine di promuovere l'utilizzo delle tecnologie più pulite senza creare posizioni di rendita e senza indebolire l'incentivo all'efficienza: l'Autorità partecipa a un gruppo di lavoro sulla tassazione dell'energia istituito dal Ministero delle finanze.

La generazione di elettricità tende, per chiare ragioni di convenienza tecnica ed economica, verso un più esteso impiego del gas naturale che consente incrementi di rendimento e notevoli riduzioni delle emissioni inquinanti. Data la convenienza delle nuove tecnologie, la trasformazione trarrà impulso dall'introduzione della concorrenza, mentre non appare necessario stimolare il ricorso al gas naturale nelle centrali elettriche esistenti già predisposte per l'impiego di altri combustibili nel rispetto delle norme ambientali.

Sarà d'aiuto l'introduzione di stimoli al risparmio energetico e all'uso razionale dell'energia da parte degli utenti; potranno essere indotti a contribuire attivamente i fornitori del servizio e altre imprese specializzate.

Un elemento permanente nel sistema tariffario dell'elettricità è costituito dall'incentivazione della generazione da fonti rinnovabili.

La normativa che è stata in vigore a partire dal 1992, rappresentata principalmente dal provvedimento Cip 29 aprile

1992, n. 6, ha consentito di raggiungere risultati non trascurabili in termini di riduzione delle emissioni. Il costo risulta assai elevato per i consumatori: risultati analoghi si sarebbero potuti raggiungere con minori oneri. Con il decreto del Ministro dell'industria del 24 gennaio 1997 l'operatività del provvedimento Cip n. 6 del 1992 è stata limitata alle iniziative già autorizzate. Qualche correzione verrà introdotta, nel rispetto della legge n. 481 del 1995 e dei rapporti contrattuali da essa protetti, per evitare eccessive lievitazioni dell'onere.

La nuova incentivazione delle fonti rinnovabili sarà riavviata con forme caratterizzate da un miglior rapporto tra costo e risultato, attente all'innovazione tecnologica. Definite le quantità di capacità produttiva da incentivare, si procederà a bandire gare per ottenere la riduzione del costo attraverso la concorrenza tra i costruttori di impianti, come già è consuetudine in altri paesi e come viene suggerito dalla Commissione europea nel quadro dell'attuazione della Direttiva per il mercato interno dell'elettricità.

L'Autorità ha collaborato alla definizione di una nuova normativa sulla protezione dagli effetti dei campi elettrici ed elettromagnetici, fornendo osservazioni alla Presidenza del Consiglio e alla Commissione ambiente della Camera dei

deputati. Essa rimane disponibile a prestare la propria collaborazione ai fini di una corretta valutazione dei costi degli interventi sulla rete degli elettrodotti, che costituisce un presupposto per le decisioni relative ai limiti di esposizione e consente di prevedere gli oneri che il servizio elettrico dovrà sostenere.

Verso la liberalizzazione e la riorganizzazione dei servizi L'Autorità contribuisce alla preparazione del nuovo assetto concorrenziale ed europeo dei sistemi elettrico e del gas con l'esercizio di funzioni proprie e con la messa a disposizione di osservazioni e proposte al Parlamento e al Governo.

Tra le prime, assumono particolare importanza le direttive che l'Autorità deve emanare riguardo alla separazione contabile e amministrativa delle imprese esercenti il servizio. Esse hanno lo scopo di consentire una corretta misurazione dei costi anche ai fini della determinazione delle tariffe, e di predisporre condizioni eque nella competizione che verrà a stabilirsi. Nel lavoro preparatorio si è fatto ricorso a una frequente consultazione delle imprese esercenti, oltre che di esperti; preziosa è la collaborazione con la Commissione nazionale per le società e la borsa. La bozza di una prima direttiva, riguardante il servizio elettrico, è stata sottoposta alla consultazione nel mese scorso.

Osservazioni sono state inviate al Governo e al Parlamento in merito ad alcuni aspetti del testo proposto per la legge che delega il Governo a emanare i decreti di recepimento della Direttiva europea per il mercato interno dell'energia elettrica, al regime di cessione delle cosiddette eccedenze di energia elettrica, al rinnovo dell'autorizzazione all'Enel a importare energia elettrica.

La struttura del sistema elettrico sarà determinata da provvedimenti governativi tra cui principali quelli aventi forza di legge emanati in recepimento della Direttiva europea e soggetti ad approvazione parlamentare; inoltre da alcune azioni dell'Autorità e dalle scelte delle imprese e dei loro azionisti tra cui il principale è oggi lo Stato.

Il modello prefigurato dalla Direttiva europea prevede che i generatori siano autorizzati a entrare in rapporto commerciale con i consumatori finali, o almeno con una parte di essi. A questi ultimi spetterà la facoltà di scelta del fornitore. La quota del mercato aperto alla concorrenza, destinata ad ampliarsi gradualmente, non dovrà essere inizialmente inferiore a un quarto del mercato complessivo: perché si costituisca un vero mercato la definizione dei clienti idonei dovrà essere tale da includere soggetti abbastanza numerosi e attivi da creare una domanda esigente e intraprendente: non

sono adatti allo scopo gli acquirenti che godono di ampia capacità di autoproduzione o di regimi tariffari agevolati.

Perché la liberalizzazione sia reale ed efficace nel produrre benefici sono inoltre necessarie altre condizioni.

La generazione dovrà essere sufficientemente suddivisa tra soggetti indipendenti. Al riguardo l'Autorità osserva con attenzione i comportamenti delle imprese. Nel maggio 1997, all'annuncio di un'intesa tra Enel ed Eni per la produzione di energia elettrica, ha aperto un'istruttoria conoscitiva. Il documento conclusivo dell'istruttoria indica la necessità che l'Enel, nell'alienare impianti di generazione, segua procedure trasparenti e tali da garantire pari opportunità agli operatori che si rivolgeranno al mercato libero, evitando di creare in esso posizioni dominanti; che nella riorganizzazione del settore, volta anche a creare soggetti competitivi a livello internazionale, non vengano danneggiati gli utenti minori, che resteranno entro il mercato cosiddetto vincolato, come avverrebbe se essi dovessero essere serviti da impianti di efficienza inferiore; che l'Eni, fornitore di gas naturale all'intero sistema elettrico italiano, non alteri la parità di trattamento tra i produttori di elettricità che utilizzano impianti alimentati a gas. Altre intese con operatori esteri sono state annunciate dall'Enel, anche in nuovi settori. L'Autorità sta procedendo al loro esame per valutarne le possibili ripercussioni sull'assetto e sulle condizioni di erogazione del servizio elettrico.

La gestione della rete di trasmissione a lunga distanza e il dispacciamento dovranno essere operati da un soggetto assolutamente indipendente, che operi in condizioni di imparzialità nei confronti degli utilizzatori. È utile a tale scopo l'attribuzione della rete ad una società separata dagli altri operatori del sistema, con un assetto proprietario che garantisca l'indipendenza. Giova aggiungere che anche l'interconnessione con l'estero deve essere effettivamente disponibile per contratti di importazione ed esportazione (l'esportazione, in determinate ore e a determinate condizioni contrattuali, è del tutto compatibile con il deficit complessivo netto del sistema). In futuro anche le reti di distribuzione locale dovranno essere accessibili da parte degli operatori commerciali, a condizioni di imparzialità.

LA NUOVA REGOLAZIONE

L'esposizione fatta fin qui dei primi provvedimenti adottati e di alcune linee tracciate per il lavoro futuro deve essere posta in relazione con i caratteri distintivi della regolazione, quali l'Autorità ritiene di riscontrare nell'esperienza prevalente a livello internazionale e nel mandato conferitole dalla legge, e che considera quindi come applicabili al proprio lavoro.

La regolazione si pone oggi come tutela degli interessi generali per una via alternativa rispetto all'approccio tradiziona-

le, che è basato sull'affidamento ad un'impresa pubblica del compito di far propri molti obiettivi di interesse pubblico, anche a scapito della redditività, e sul conferimento a essa di corrispondenti funzioni programmatiche sotto il controllo governativo.

Caratteristica della nuova regolazione è la netta separazione tra le funzioni delle imprese e quelle delle autorità pubbliche. Indipendentemente dal regime proprietario, le imprese operanti nei settori dei servizi di pubblica utilità dovranno agire in un quadro compatibile con la loro natura imprenditoriale e con i diritti dei loro concorrenti.

Le autorità di regolazione devono essere in primo luogo assolutamente indipendenti nei confronti dei soggetti regolati, per quanto potenti essi siano. A tale scopo sono orientate le norme di legge sulle incompatibilità dei componenti e del personale dipendente, che questa Autorità intende rafforzare con l'adozione ormai imminente di un proprio codice etico.

L'indipendenza delle autorità è presidiata anche da un livello elevato di specializzazione tecnica. Per raggiungere rapidamente una qualificazione elevata questa Autorità ha posto particolare cura nella selezione del personale.

L'indipendenza implica anche una concentrazione sui contenuti essenziali del mandato ricevuto, al riparo dalla molte-

plicità di preoccupazioni che invece deve caratterizzare l'azione del Governo. Tale concentrazione è utile per imprimere spiccati caratteri di continuità e coerenza interna ai provvedimenti che si adottano.

L'Italia si distingue, in forza della legge n. 481 del 1995, per l'indipendenza di cui ha dotato le autorità di regolazione: questa indipendenza richiede che i rapporti tra le autorità e gli altri poteri pubblici vengano definiti con chiarezza, in base alle norme e facendo tesoro di una pratica di intensa e feconda collaborazione. È quindi di estrema importanza per questa Autorità una corretta impostazione dei propri rapporti con il Parlamento e il Governo e con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Al Parlamento, nella cui sede abbiamo il privilegio di presentare questa Relazione, l'Autorità ha potuto portare il proprio contributo in occasione di tre indagini conoscitive condotte da Commissioni della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica.

Operando in piena autonomia e con indipendenza di giudizio e di valutazione e assumendo piena responsabilità delle proprie scelte negli ambiti ad essa riservati dalla legge, l'Autorità tiene conto degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo, espressi nel Documento di programmazione economico-finanziaria. La collaborazione con la Presidenza del Consiglio e con vari Ministeri, soprattutto con

il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, è stata preziosa e continua.

Consapevole della specificità di compiti e di metodo che deve caratterizzarla, questa Autorità ha assunto le funzioni che le sono state trasferite in un clima di fattiva e piena cooperazione. Si è cercato di ridurre al minimo i disagi della discontinuità. Tuttavia in alcuni casi è stato inevitabile riesaminare i criteri con i quali le pratiche venivano trattate per controllarne la coerenza con i criteri propri di un'autorità di regolazione: ne è derivato qualche ritardo che si sta ora recuperando.

La collaborazione con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato è stata intensa e proficua fin dall'inizio. La rassomiglianza tra le due istituzioni per quanto riguarda alcuni aspetti organizzativi ha consentito all'istituzione già esistente e ricca di esperienza di fornire un prezioso aiuto a quella appena costituita.

L'attività di regolazione e quella di garanzia della concorrenza sono attività diverse ma non contrapposte: anzi, nei settori dei servizi a rete, si può dire che siano reciprocamente necessarie. In prospettiva, con l'estendersi della concorrenza che il regolatore promuove e rende possibile e che l'Autorità garante difende e rafforza, molte norme oggetto di decisione amministrativa potranno essere sostituite dalle libere pattui-

zioni degli operatori: in primo luogo i prezzi, ma anche numerose altre condizioni contrattuali.

La complementarietà delle due funzioni è destinata a durare a lungo. Anche immaginando il funzionamento di un mercato aperto, non è facile prevedere che l'acquirente di un servizio energetico a rete, specie se di piccole dimensioni come l'utente domestico, possa porsi di fronte ai fornitori in condizioni di informazione e di potere contrattuale simmetriche, così da poter fare a meno della tutela fornita dal regolatore. A maggior ragione oggi la tutela dei consumatori costituisce una delle principali funzioni di un regolatore. Importanti condizioni contrattuali e caratteristiche qualitative dei servizi devono essere oggetto di accurata sorveglianza per evitare abusi da parte di soggetti dotati di potere monopolistico, sia che questo derivi dall'esercizio di una concessione esclusiva, sia da una posizione di fatto. Particolarmente delicata è la fase di transizione, quando il consumatore non dispone ancora di alternative e il fornitore può essere indotto dalla prospettiva della concorrenza a comprimere i costi anche a scapito della qualità.

L'Autorità ha stabilito e mantiene intensi contatti sia con gli uffici della Commissione europea, sia con gli organismi che nei principali paesi dell'Unione europea sono responsabili della regolazione nei settori di competenza.

È probabile che per raggiungere una convergenza nell'applicazione delle Direttive, e in generale nell'esercizio della rego-

lazione, sia necessario innovare anche nelle strutture di regolazione a livello europeo. Un'intensa informazione e consultazione reciproca tra soggetti responsabili della regolazione al livello nazionale e a quello dell'Unione costituiscono l'obiettivo oggi possibile e utile. La Commissione europea ha assunto utili iniziative di consultazione periodica dei regolatori, cui l'Autorità partecipa attivamente.

La trasformazione che sta investendo i settori dell'energia elettrica e del gas naturale è profonda e irreversibile, in quanto dettata dall'evoluzione della tecnologia e dalla crescita organizzativa dei sistemi produttivi. Essa accompagna, per i due settori, quel processo di integrazione mondiale, ma soprattutto europea, che costituisce l'evento più innovativo per il nostro sistema economico in questi decenni.

In molti altri settori dell'economia gli operatori sono ormai robustamente inseriti nella concorrenza internazionale, così da considerarla una condizione normale. I consumatori vedono nella concorrenza un potente alleato nella tutela dei loro interessi, mentre assumono peso e forza le associazioni che esercitano la tutela dei loro interessi.

Il paese si orienta ad affidare la protezione degli interessi generali, compresa la tutela dell'ambiente, sempre meno all'azione diretta di imprese o agenzie pubbliche e sempre più alla emanazione e alla diffusa osservanza di buone regole per

il mercato e di appropriati interventi di natura regolamentare, fiscale o parafiscale.

Così dovrà essere anche per i settori che a questa Autorità compete di sorvegliare e regolare. La sua azione è ispirata all'intento di assicurare una transizione ordinata e rapida verso assetti strutturali e normativi più adatti a raggiungere gli obiettivi di sviluppo e di tutela che la legge ha indicato. Il risultato potrà essere conseguito solo con uno sforzo concorde dei poteri pubblici e delle organizzazioni espressive dell'economia e della società.

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Pippo Ranci	<i>presidente</i>
Giuseppe Ammassari	<i>componente</i>
Sergio Garribba	<i>componente</i>

RELAZIONE ANNUALE
SULLO STATO DEI SERVIZI
E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

30 Aprile 1998

PAGINA BIANCA

INDICE

Premessa	Pag. 51
1. <i>L'autorità per l'energia elettrica e il gas: finalità e ruolo istituzionale.</i>	» 53
Presupposti e origine della legge n. 481 del 1995	» 53
- I precedenti della legge n. 481 del 1995.....	» 53
- Formazione ed emanazione della legge n. 481 del 1995.....	» 55
Istituzione e poteri dell'Autorità.....	» 57
Costituzione e avviamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.....	» 67
Principi economici della regolazione e natura giuridica dell'Autorità.....	» 70
- I principi economici della regolazione dei pubblici servizi	» 70
- Carattere istituzionale dell'Autorità di regolazione.....	» 74
L'Autorità nel contesto internazionale: modelli a confronto	» 78
- Le Autorità indipendenti nel mondo	» 78
- Modelli istituzionali a confronto.....	» 80
2. <i>Lo stato dei servizi: l'energia elettrica.</i>	» 87
La struttura del servizio elettrico	» 88
- Il ruolo del settore elettrico nell'economia italiana.....	» 88
- Il servizio elettrico in Italia	» 88
- Il mercato dell'elettricità.....	» 90
Tariffe e costi dell'energia elettrica	» 98
- La «fascia sociale»	» 99
- Regimi tariffari speciali per utenze industriali....	» 106
- Settori a elevato consumo di energia elettrica....	» 108
La fiscalità indiretta	» 109
- Le origini	» 109
- Le finalità ambientali e proposte di armonizzazione europea.....	» 113

Prezzi e consumi di energia elettrica	Pag. 115
– Tariffe elettriche e indici dei prezzi al consumo . .	» 115
– La spesa per l'energia elettrica nei consumi delle famiglie	» 117
– I prezzi dell'energia elettrica nel confronto internazionale	» 121
Nuovi assetti del servizio elettrico	» 127
– La costruzione del mercato interno dell'energia elettrica	» 127
– Il recepimento in Italia	» 132
Tutela dell'ambiente e innovazione tecnologica	» 134
– Il contenimento delle emissioni	» 134
– Gli strumenti normativi	» 137
– L'incentivazione delle fonti di energia rinnovabili e assimilate in Italia	» 142
La qualità del servizio elettrico	» 146
3. <i>Lo stato dei servizi: il gas naturale</i>	» 151
La struttura del servizio del gas	» 151
– Assetto del mercato e operatori	» 151
– Produzione nazionale e importazioni	» 155
– Infrastrutture di trasporto e stoccaggio	» 157
– La distribuzione	» 158
Tariffe e costi del gas naturale	» 161
– Formazione delle tariffe nel settore civile	» 162
– Formazione dei prezzi di vendita negli altri settori	» 166
Fiscalità indiretta	» 168
Prezzi e consumi di gas	» 170
– Livelli e dinamica dei prezzi	» 170
– Tariffe del gas e indici dei prezzi al consumo	» 172
– Spesa per il gas sui consumi delle famiglie	» 172
– Effetti di sostituzione tra fonti energetiche nel confronto internazionale	» 175
Nuovi assetti del servizio gas	» 177
– I mutamenti nel contesto normativo	» 177
– Problemi della distribuzione secondaria in ambito locale	» 178
– La proposta di Direttiva europea per il gas	» 180
Tutela dell'ambiente	» 181
Qualità e la sicurezza del servizio	» 184

- Lo stato di attuazione della Carta del servizio del gas .	Pag. 184
- Sicurezza degli impianti di distribuzione e di utilizzo del gas.	» 185
4. <i>L'attività svolta ai sensi della legge n. 481 del 1995: l'energia elettrica.</i>	» 189
Verso la riforma dell'assetto tariffario	» 189
- Razionalizzazione e inglobamento dei sovrapprezzi.	» 189
- Il trattamento dell'energia elettrica prodotta da rifiuti	» 195
- I nuovi prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica	» 195
- Linee guida per le tariffe dei servizi di vettoria- mento e di fornitura, e per i contributi di allaccia- mento.	» 197
Provvedimenti di revisione normativa e funzionale.	» 202
- Rideterminazione delle modificazioni tariffarie adottate con i provvedimenti CIP n. 15/93 e n. 17/93	» 202
- La riorganizzazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico.	» 204
Promozione della concorrenza e nuovi assetti del servizio.	» 207
- Principi e criteri di separazione contabile e ammi- nistrativa	» 207
- Istruttorie conoscitive sui progetti di costituzione di società congiunte da parte dell'Enel.	» 208
- Autorizzazione di scambi con l'estero di energia elettrica	» 211
- L'incentivazione delle fonti di energia rinnovabili e assimilate	» 211
5. <i>L'attività svolta ai sensi della legge n. 481 del 1995: il gas</i>	» 215
Verso la riforma dell'ordinamento tariffario	» 215
- Verifica e controllo delle tariffe all'utenza	» 216
- Principi per la revisione tariffaria	» 217
- Modifica del criterio di adeguamento delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana.	» 218
Promozione della concorrenza e assetto del mercato . .	» 218
- La proposta di Direttiva europea per il gas: segna- lazione al Governo.	» 218

- Indagine sulle aziende di distribuzione del gas . . .	Pag. 220
- Indagine sulla distribuzione primaria.	» 222
- Attività di istruttoria	» 223
Criteri per la separazione contabile delle aziende di distribuzione	» 223
6. <i>L'attività svolta ai sensi della legge n. 481 del 1995: i consumatori e gli utenti</i>	» 227
Informazione e tutela degli interessi di consumatori e utenti	» 227
- Consultazioni delle associazioni di consumatori e utenti	» 228
- Rilevazione sulla soddisfazione degli utenti e sull'efficacia dei servizi	» 229
Controllo e regolamentazione della qualità dei servizi .	» 230
- Lo stato di attuazione della Carta dei servizi nei settori regolati	» 231
- La qualità del servizio elettrico	» 232
- La qualità del servizio del gas	» 241
- Regolamentazione della qualità dei servizi: le proposte dell'Autorità	» 245
Garanzia dei diritti di consumatori e utenti	» 249
- Informazione di consumatori e utenti	» 251
- Attività di garanzia degli utenti e di informazione.	» 251
7. <i>Rapporti istituzionali</i>	» 257
Rapporti con altre istituzioni pubbliche	» 257
Rapporti con istituzioni internazionali ed estere	» 258
Consultazioni con i soggetti interessati	» 259
Interventi a convegni e seminari.	» 260
8. <i>Organizzazione, personale e gestione finanziaria</i>	» 263
Funzionamento e organizzazione degli uffici	» 263
Acquisizione di personale	» 264
Sede in Milano e Ufficio di Roma	» 265
Le risorse informatiche	» 266
La gestione finanziaria	» 266
Glossario	» 269
Allegato	» 287

Principali delibere:

- Regolamenti	<i>Pag.</i> 289
- Provvedimenti	» 305
- Pareri e segnalazioni	» 363
- Relazioni tecniche	» 391

PAGINA BIANCA

PREMESSA

Con la presente *Relazione* l'Autorità per l'energia elettrica e il gas risponde all'obbligo stabilito dall'art. 2, comma 12, lettera i, della legge 14 novembre 1995, n. 481, di dare conto al Parlamento e al Governo dello stato dei servizi regolati e dell'operato dell'Autorità. La legge istitutiva prevede infatti che venga presentata annualmente *"al Parlamento ed al Presidente del Consiglio dei ministri una relazione sullo stato dei servizi e sull'attività svolta"*.

Nella sua prima edizione annuale, la *Relazione* fornisce elementi informativi ed espone le iniziative intraprese nel periodo di avviamento dell'Autorità, mostrandone il legame con le trasformazioni in atto nei due settori regolati, nel contesto degli indirizzi di carattere generale formulati dal Governo e delle normative europee.

La *Relazione* intende arricchire il quadro conoscitivo su cui poggiano gli interventi regolativi, compiendo una ricognizione sullo stato dei servizi in cui prevalgono le analisi di tipo strutturale rispetto a quelle congiunturali ed esaminando aspetti relativi a prezzi, qualità del servizio, fiscalità, problemi ambientali e innovazione tecnologica. Vengono inoltre descritti i primi interventi attuati dell'Autorità, collocandoli nel contesto di mercati in rapida evoluzione, anche per impulso degli indirizzi europei.

Preceduta dalla relazione introduttiva letta dal Presidente dell'Autorità il 17 giugno 1998, la *Relazione* è composta da 8 capitoli. Il capitolo 1, di taglio monografico, ha carattere istituzionale: ripercorre le vicende che hanno condotto alla nascita della legge istitutiva, ne descrive il contenuto, cogliendo i principi economici e giuridici che la ispirano, e pone a confronto il contesto di regolazione italiano con quello dei principali paesi industriali. I due capitoli successivi analizzano alcuni aspetti della situazione strutturale e congiunturale dei settori regolati, l'elettricità (cap. 2) e il gas (cap. 3), soffermandosi su quelli di maggiore rilievo per l'attività dell'Autorità.

I capitoli 4 e 5, speculari ai due precedenti, illustrano gli interventi di regolazione attuati nell'arco temporale compreso fra l'effettivo avvio dell'operatività (aprile 1996) e l'aprile scorso. Nella fase iniziale, alcune scadenze, definite dalla legge istitutiva e da altre norme, ed eventi imprevisti hanno indotto l'Autorità a operare prevalentemente sul versante della normativa tariffaria del settore elettrico. Nel settore del gas le attività hanno avuto carattere propeudeutico al prossimo riordino tariffario in vista del quale sono stati rilevati ed elaborati essenziali elementi informativi.

Il capitolo 6 riferisce sulle iniziative assunte dall'Autorità in materia di tutela dei consumatori e utenti e di regolazione della qualità del servizio. La tratta-

zione è comune ai due settori regolati.

Il capitolo 7 espone i rapporti istituzionali dell'Autorità con altri regolatori, con istituzioni italiane e internazionali, nonché sulle attività di consultazione e di partecipazione a convegni e seminari. Il capitolo 8 informa sull'organizzazione degli uffici, il personale, le risorse informatiche e la gestione finanziaria. La *Relazione* è completata da un Glossario dei principali termini tecnici, economici e giuridici ricorrenti nel testo. Seguono, in volume separato a scopo di consultazione, i principali provvedimenti a valenza esterna presi dall'Autorità e parte del materiale di natura istituzionale.

1. L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS: FINALITÀ E RUOLO ISTITUZIONALE

PRESUPPOSTI E ORIGINE DELLA LEGGE N. 481/95

I precedenti della legge n. 481/95

Tra il finire degli anni ottanta e l'inizio del decennio seguente, la necessità di riformare l'assetto normativo dei servizi di pubblica utilità è stata più volte affermata sia nei documenti del Governo e del Parlamento, sia nelle analisi economiche e istituzionali.

Nelle *Relazioni previsionali e programmatiche* di quel periodo veniva ribadita l'esigenza di coniugare l'efficienza dei servizi pubblici con il rafforzamento della qualità del servizio reso agli utenti, nel rispetto dei tassi programmati d'inflazione. I contratti di programma stipulati nel 1991 dal Governo con l'Enel e con le Ferrovie dello Stato - che stabilivano impegni su base pluriennale in capo al concessionario in materia di investimenti, qualità del servizio e sviluppo della domanda - introducevano il criterio del *price cap* per gli adeguamenti tariffari. Tale regola avrebbe trovato conferma con la delibera Cip del 18 dicembre 1991, che ne estendeva l'applicazione a tutti i settori di pubblica utilità in cui venissero conclusi contratti di programma.

L'avvio del processo di risanamento del bilancio pubblico e l'introduzione di criteri più rigorosi per la copertura con ricavi tariffari dei costi dei servizi forniti su base locale a mezzo di reti fisse ricevevano forte impulso sia dalla riforma delle autonomie locali (legge 8 giugno 1990, n. 142), sia dal decreto delegato sulla riforma della finanza decentrata (Dlgs 30 dicembre 1992, n. 504). In ambito istituzionale veniva affermata l'esigenza di rinnovare profondamente il quadro di regolazione dei servizi pubblici. Alcune iniziative in merito venivano promosse in sede parlamentare.

Nel 1992 alla Camera dei deputati veniva presentata una proposta (primo firmatario, l'on. Renato Strada) volta a introdurre forme di regolazione delle tariffe e della qualità dei "servizi di interesse pubblico a tutela degli interessi e dei diritti degli utenti"¹. Nel 1993 le commissioni parlamentari definivano un nuovo testo, proponendo la creazione di un'unica Agenzia, suddivisa in vari settori di intervento, con competenza sui servizi di ambito nazionale erogati su reti fisse. All'Agenzia venivano conferiti ampi poteri in materia di rilascio di concessioni e funzioni di consulenza nei confronti delle amministrazioni locali. Si stabiliva il criterio del *price cap* per le tariffe, che avrebbe dovuto basarsi sui costi dei "fattori produttivi".

Il disegno di legge modificava la legge istitutiva dell'Autorità garante della

concorrenza e del mercato: l'esclusione delle imprese di pubblica utilità dalla disciplina delle norme per la tutela della concorrenza sarebbe stata circoscritta alle sole "materie espressamente disciplinate da disposizioni di legge". La proposta avrebbe rovesciato l'impostazione della legge 10 ottobre 1990, n. 287, la quale prevede deroghe assai più ampie per tali imprese. Rimanevano peraltro poco chiari i rapporti funzionali tra i due organi di regolazione.

Il profilarsi della grave crisi finanziaria del 1992 e il conseguente avvio del processo di privatizzazione delle imprese pubbliche induceva il Governo ad assumere concrete iniziative legislative in materia di regolazione delle imprese di pubblica utilità. Nell'aprile del 1992 il Governo presieduto da Giuliano Amato aveva presentato in Parlamento una richiesta di delega per la costituzione di "Agenzie per i servizi pubblici": la formulazione assai ampia sembrava consentire di impiegare la delega per disciplinare l'assetto regolamentare sia dei servizi prodotti dalle amministrazioni pubbliche, sia di quelli venduti sul mercato dalle imprese di pubblica utilità. Nell'estate di quell'anno il Governo, accelerando le procedure di dismissione previste dalla legge 29 gennaio 1992, n. 35, promossa dall'esecutivo precedente, trasformava gli enti di gestione delle partecipazioni statali in società di diritto privato (DL 11 luglio 1992, n. 333, poi convertito nella legge 8 agosto 1992, n. 359).

Accenni all'esigenza di rivedere le "disposizioni in materia di regolazione" in vista della dismissione delle imprese produttrici di servizi a mezzo di reti fisse erano contenute nel *Libro verde sulle partecipazioni dello Stato*, presentato dal Ministro del tesoro nell'autunno del 1992. Anche il *Documento sul riordino delle partecipazioni pubbliche e sullo stato delle privatizzazioni*, predisposto dal Ministro del tesoro e approvato dal Governo nell'aprile 1993, sottolineava l'esigenza di anteporre alla vendita delle aziende pubbliche l'istituzione di organismi indipendenti di regolazione, definendone alcuni caratteri e annunciando la presentazione di un disegno di legge delega. Il piano di riordino prefigurava l'istituzione di autorità distinte, dotate di "elevata competenza tecnica", in grado di affrontare i problemi "con assoluta indipendenza rispetto agli operatori pubblici". Lo schema normativo, presentato alla Camera dei deputati nella primavera del 1993 poco prima delle dimissioni dell'esecutivo, prevedeva l'istituzione di quattro "agenzie indipendenti", con ampi poteri in materia tariffaria, di accesso al mercato e di qualità dei servizi.

Alla fine del 1993 il governo presieduto da Carlo Azeglio Ciampi riprendeva l'iniziativa in materia. Nell'ambito delle misure di razionalizzazione delle amministrazioni pubbliche contenute nel disegno di legge *a latere* della legge finanziaria per il 1994, veniva inserita una nuova richiesta di delega per "istituire organismi indipendenti per la regolazione dei servizi di rilevante interesse pubblico". In seguito la legge 24 dicembre 1993, n. 537, sopprimeva il Cip e dele-

gava (art. 1) il Governo a istituire, entro sei mesi, "organismi indipendenti per la regolazione di servizi di rilevante interesse pubblico", anche mediante il trasferimento di compiti già svolti da organi ministeriali.

All'inizio del 1994 veniva proposta un'autorità limitata al settore energetico in base alla delega concessa dalla legge n. 537/93. Uno schema di decreto legislativo, discusso dal Consiglio dei ministri, prevedeva un'autorità dotata di 110 unità, con sede in Roma, composta da un presidente e quattro membri, in carica per sette anni senza facoltà di riconferma. Oltre alle funzioni di natura tariffaria e autorizzativa, venivano attribuite competenze sulla Cassa congruaglio per il settore elettrico, i prezzi di cessione dell'energia prodotta con fonti rinnovabili e la revisione della riserva legale attribuita all'Eni per lo sfruttamento dei giacimenti di gas naturale nella pianura padana e nel tratto di mare prospiciente. Il decreto non venne tuttavia emanato, essendo nel frattempo terminata anticipatamente l'XI legislatura.

Formazione ed emanazione della legge n. 481/95

Con la XII legislatura, si affermava definitivamente il principio secondo cui l'istituzione di nuovi organismi di regolazione avrebbe dovuto precedere la privatizzazione delle imprese pubbliche. L'iniziativa legislativa tornava nelle mani del Parlamento. L'art. 1 *bis*, introdotto per impulso parlamentare nella normativa "sulle privatizzazioni" (legge 30 luglio 1994, n. 474, di conversione del DL 31 maggio 1994, n. 332), subordina espressamente "le dismissioni delle partecipazioni azionarie dello Stato e degli enti pubblici" in imprese operanti nei settori della difesa, dei trasporti, delle telecomunicazioni e delle fonti di energia, "alla creazione di organismi indipendenti" di regolazione delle tariffe e di controllo della qualità dei servizi.

Nel giugno 1994 il sen. Filippo Cavazzuti e altri firmatari presentavano in Parlamento un disegno di legge per l'istituzione di autorità indipendenti nel campo dei servizi di pubblica utilità⁴. Iniziava così il percorso che avrebbe condotto alla nascita della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Tale processo si situa in un contesto di ripensamento del ruolo dell'operatore pubblico nell'economia italiana. L'iniziativa parlamentare prendeva atto dell'inefficacia di interventi fondati sul "ricorso alla gestione diretta da parte dello Stato", ritenendo che i compiti di indirizzo e di regolazione fossero meglio perseguiti da autorità indipendenti dal potere politico. Il legislatore muoveva dall'esigenza di accrescere la concorrenza nei servizi svolti in regime di riserva pubblica, ricorrendo a moderni strumenti di regolazione dove essa non potesse ancora pienamente dispiegarsi: venivano menzionati standard tecnici compatibili con la qualità del servizio, meccanismi di tariffazione volti a incenti-

vare l'efficienza interna, prezzi di interconnessione alle reti non discriminatori ma allo stesso tempo compatibili con la redditività degli operatori.

L'iter di formazione della legge istitutiva dell'Autorità si è snodato attraverso quattro passaggi parlamentari: dalla presentazione del disegno di legge al Senato della Repubblica l'1 giugno 1994 fino alla definitiva approvazione alla Camera dei deputati il 9 novembre 1995.

Composto di sette articoli, il disegno di legge iniziale istituiva un'unica Agenzia di regolazione, suddivisa in tre aree operative (poste e telecomunicazioni, trasporti, energia e acqua). L'Agenzia era composta da un presidente e due membri, nominanti d'intesa dai presidenti delle due assemblee parlamentari, con mandato quinquennale rinnovabile una sola volta; veniva dotata di un organico di 200 unità; le spese di funzionamento erano poste a carico del bilancio pubblico. Il Governo si riservava la facoltà di attribuire all'Agenzia la prerogativa di individuare quali servizi di pubblica utilità prodotti dai settori indicati potessero essere soggetti a regolazione. Le sue funzioni erano molto estese: i poteri diretti riguardavano non solo la materia tariffaria, ma anche, con diversa intensità, le concessioni, le autorizzazioni, gli standard di servizio, la vigilanza e l'accesso, le segnalazioni e i pareri *de jure condendo*, la rappresentanza dello Stato nei rapporti con la Commissione europea relativamente alla disciplina comunitaria dei settori regolati.

Nel primo esame in Senato l'Agenzia mutava la sua denominazione in Autorità. In luogo di tre aree operative, erano istituiti tre organismi distinti; venivano meno le competenze nei settori idrico e postale, e si circoscrivevano quelle energetiche all'elettricità e al gas. In materia elettrica, venivano introdotte norme specifiche concernenti l'unicità territoriale della tariffa, le iniziative produttive conseguenti al provvedimento Cip n. 6/92 e la separazione contabile fra le fasi produttive del settore. Le procedure di nomina erano rese più complesse: il potere di nomina veniva attribuito al Presidente della Repubblica, su designazione del Governo, previa approvazione delle competenti Commissioni parlamentari. La durata del mandato dei componenti saliva da cinque a sette anni, ma si vietava il rinnovo della carica. Il provvedimento veniva approvato in aula il 15 marzo del 1995.

Durante la prima lettura da parte della Camera dei deputati⁵, le Autorità diventavano due, una competente per l'energia elettrica e il gas, l'altra per le telecomunicazioni; veniva meno l'Autorità per i trasporti. Tra le finalità della legge enunciate all'art. 1 figuravano anche obiettivi di natura sociale, ambientale e di impiego efficiente delle risorse; il secondo comma riaffermava i poteri del Governo sulle dismissioni delle imprese di pubblica utilità. Si precisavano le competenze in materia di accesso, qualità del servizio, trasparenza procedurale e consultazioni periodiche degli utenti ai sensi della legge n. 241/90. Le

attribuzioni relative alla tutela della concorrenza venivano ridimensionate rispetto alla versione approvata dal Senato, limitandole al potere di segnalazione all'Autorità garante per la concorrenza e il mercato. Il mandato dei componenti si riduceva nuovamente a cinque anni senza possibilità di rinnovo; al fine di consentire una equilibrata distribuzione sul territorio italiano degli organismi pubblici che svolgono funzioni di carattere nazionale, si stabiliva che nella medesima città non dovesse avere sede più di un'autorità. Il testo approvato in aula il 20 luglio comprendeva venti articoli.

La seconda lettura da parte del Senato⁶ fissava definitivamente a sette anni la durata del mandato dei componenti; rendeva più severe le norme sul conflitto di interessi e più elastiche quelle relative all'impiego di risorse di supporto e di collaborazione. Si poneva a carico dei soggetti esercenti l'onere del finanziamento dell'Autorità, assegnando al Ministro delle finanze il potere di stabilire annualmente l'entità dell'aliquota di contribuzione. Con riferimento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, venivano soppresse la proroga delle grandi concessioni idroelettriche, introdotta dalla Camera dei deputati in prima lettura. Il numero di articoli si riduceva a dodici, e poi a soli tre.

Licenziato dal Senato il 5 ottobre, il testo veniva trasmesso alla Camera dei deputati, che lo approvava senza modifiche il 9 novembre 1995⁷. La legge veniva promulgata il 14 novembre e pubblicata sul *Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale* del 18 novembre 1995, n. 270.

ISTITUZIONE E POTERI DELL'AUTORITÀ

Istituzione delle autorità indipendenti di regolazione dei pubblici servizi

La legge 14 novembre 1995, n. 481, istituisce le Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità competenti per l'energia elettrica e il gas, e per le telecomunicazioni.

I due primi articoli definiscono le linee generali a cui deve ispirarsi la normativa inerente le due Autorità. L'art. 3 della legge n. 481/95 detta disposizioni specifiche per l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, precisandone il quadro di regolazione settoriale. L'organismo indipendente per il settore delle telecomunicazioni, l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni, è stato disciplinato dalla legge 31 luglio 1997, n. 249, che definisce anche le norme per i servizi di telecomunicazione e di radiotelevisione, oltre ad apportare alcune deroghe e integrazioni all'art. 2 della legge n. 481/95.

Nell'esercizio delle proprie funzioni le due Autorità operano in piena autonomia, con indipendenza di giudizio e di valutazione. All'affermazione di questi caratteri sono indirizzate molte delle norme contenute nella legge n. 481/95, in

particolare quelle relative alle procedure di selezione e di nomina dei componenti, ai rapporti con altre istituzioni pubbliche e all'organizzazione interna. La legge istitutiva affida alle due Autorità funzioni di regolazione e di controllo sui settori di propria competenza (art. 2, comma 2). Le finalità a cui devono rispondere le autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, tenuto conto della normativa europea e degli indirizzi di carattere generale formulati dal Governo, sono le seguenti (art. 1, comma 1):

- garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità;
- garantire adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e di redditività;
- assicurare la fruibilità e la diffusione dei servizi in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale;
- definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti;
- promuovere la tutela degli interessi di utenti e consumatori.

Il sistema tariffario deve inoltre armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

Rapporti tra Autorità e altre istituzioni pubbliche

Alle Autorità sono attribuite funzioni di segnalazione nei confronti del Parlamento e del Presidente del Consiglio dei ministri ai quali ciascuna Autorità deve presentare una relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta (art. 2, comma 12, lettera i). Questo adempimento rappresenta il principale strumento con cui le Autorità riferiscono del proprio operato al Parlamento e al Governo, indicano i problemi da affrontare e possono suggerire eventuali misure d'intervento.

Il Governo, cui spettano le funzioni di indirizzo per il settore regolato (art. 2, comma 14), la legge riserva il compito di indicare all'Autorità, nell'ambito del *Documento di programmazione economico-finanziaria*, il quadro di esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità che corrispondono agli interessi complessivi del paese (art. 2, comma 21). La legge istitutiva chiama inoltre le amministrazioni pubbliche e le imprese a un dovere di collaborazione con le Autorità riguardante la trasmissione a queste ultime di notizie e di informazioni utili all'adempimento delle funzioni (art. 2, comma 22).

Nel perseguire le finalità enunciate all'art. 1 le Autorità provvedono a controllare che le condizioni e le modalità di accesso per i soggetti esercenti i servizi siano attuate nel rispetto dei principi della concorrenza e della trasparenza. In quanto organismi nazionali competenti per la regolazione e il controllo, esse svolgono attività consultiva e di segnalazione al Governo nelle materie di propria competenza anche ai fini della definizione, del recepimento e della attua-

zione della normativa europea (art. 2, comma 6).

Le Autorità possono a loro volta formulare osservazioni e proposte da trasmettere al Governo e al Parlamento sui servizi da assoggettare ai regimi di concessione o di autorizzazione e sulle relative forme di mercato, nonché proporre al Governo modifiche normative e regolamentari necessarie per adeguare la regolazione del settore all'evolvere delle caratteristiche del mercato, delle tecnologie e delle normative europee (art. 2, comma 12, lettera a).

L'art. 2, commi 33 e 34, della legge n. 481/95 regola i rapporti fra le Autorità di settore e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Le Autorità accertano, con riferimento ad atti e comportamenti delle imprese operanti nei settori sottoposti a controllo, la sussistenza di ipotesi di violazione delle disposizioni della legge n. 287/90. In caso di sussistenza segnalano tale circostanza all'Autorità garante per l'adozione dei provvedimenti di competenza di quest'ultima.

Infine, ai sensi dell'art. 1, comma 16, della legge 31 luglio 1997, n. 249, le Autorità collaborano, anche mediante scambi e informazioni, con le Autorità e le amministrazioni competenti degli Stati esteri al fine di agevolare le rispettive funzioni.

Funzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Per quanto riguarda l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), oggetto di questo capitolo della *Relazione*, l'art. 2, comma 14, della legge istitutiva trasferisce a essa tutte le funzioni amministrative esercitate da organi statali e da altre amministrazioni pubbliche relative alle sue attribuzioni, ivi incluse quelle in materia di tutela degli interessi degli utenti e dei consumatori. Lo stesso art. 2, ai commi 15 e 16, prevede che siano mantenuti in capo alle province autonome di Trento e di Bolzano e alla regione Valle d'Aosta i poteri in materia di concessioni di derivazioni di acque per scopi idroelettrici.

Relativamente ai servizi dell'energia elettrica e del gas, l'art. 3, comma 1, trasferisce all'Autorità le funzioni del Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: Cip), temporaneamente attribuite al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato dall'art. 5, comma 2, lettera b, del dPR 20 aprile 1994, n. 373, in seguito alla soppressione del Cip per effetto dell'art. 1 della legge n. 537/93.

La legge n. 481/95 prevede l'emanazione, entro 90 giorni dalla sua entrata in vigore, di uno o più regolamenti governativi ai sensi dell'art. 17, comma 2, della legge 23 agosto 1988, n. 400, volti a trasferire ulteriori competenze connesse con quelle attribuite all'Autorità dalla legge istitutiva. Tali regolamenti devono riorganizzare o sopprimere gli uffici e rivedere le piante organiche delle amministrazioni pubbliche interessate, mentre vengono a cessare le competen-

ze in materia del Comitato interministeriale della programmazione economica (art. 2, comma 32).

La tutela giurisdizionale avverso gli atti e i provvedimenti dell'Autorità è affidata alla giurisdizione esclusiva del giudice amministrativo. Avendo sede in Milano, i ricorsi sono proposti avanti il Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia.

Tariffe dei servizi regolati

All'Autorità sono affidati i compiti di stabilire e aggiornare le tariffe dei servizi dell'energia elettrica e del gas, i parametri e gli altri elementi di riferimento in relazione all'andamento del mercato. I soggetti erogatori presentano annualmente all'Autorità le proposte di aggiornamento per la verifica di conformità ai criteri indicati dalla legge (art. 2, comma 12, lettera e, e art. 3 commi 4 e 5).

La legge (art. 2, comma 17) afferma che per tariffe devono intendersi i prezzi massimi unitari dei servizi al netto delle imposte. Le variazioni di tali prezzi avvengono con il metodo del *price cap*, inteso come limite massimo della variazione dei prezzi dei servizi per un periodo pluriennale, in relazione a parametri prefissati.

Nel definire tali parametri l'Autorità deve tra l'altro fare riferimento (art. 2, comma 18):

- al tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat;
- all'obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività, fissato dall'Autorità su base almeno triennale.

L'Autorità deve inoltre tenere presenti come ulteriori elementi (art. 2, comma 19):

- i recuperi di qualità del servizio rispetto a standard fissati per un periodo almeno triennale;
- i costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- i costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

Limitatamente ai servizi di fornitura dell'energia elettrica, l'art. 3, comma 2, stabilisce che le tariffe da applicare per tipologia di utenza siano identiche sull'intero territorio nazionale. Lo stesso comma affida all'Autorità il compito di verificare i presupposti delle voci derivanti dalla reintegrazione degli oneri connessi con l'interruzione o la sospensione dei lavori delle centrali nucleari, nonché alla loro chiusura. L'Autorità accerta la congruità dei criteri adottati per determinare i rimborsi di tali oneri e, se del caso, può modificare o abro-

gare i provvedimenti precedentemente adottati dal Cip o dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato; accerta anche la fondatezza delle voci di costo utilizzate per la copertura finanziaria delle minori entrate connesse con le disposizioni fiscali introdotte in attuazione del piano energetico nazionale ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 91.

L'art. 3, comma 4, definisce le modalità di adeguamento annuale delle tariffe elettriche, al netto delle componenti riconducibili ai costi dell'approvvigionamento di combustibili, dell'energia importata, dell'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate e degli oneri nucleari. I soggetti esercenti definiscono la proposta di aggiornamento tariffario in base ai parametri stabiliti dall'Autorità e la trasmettono entro il 30 settembre di ogni anno all'Autorità stessa, che la verifica entro 45 giorni in base a un meccanismo di silenzio-assenso.

L'Autorità stabilisce le modalità per il recupero dei costi sostenuti dagli esercenti il servizio per assicurare la qualità dei servizi, la loro diffusione sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e uso efficiente delle risorse (art. 2, comma 12, lettera e). Per garantire la trasparenza delle tariffe, l'Autorità emana direttive per assicurare l'individuazione delle diverse componenti tariffarie, nonché dei tributi e altri oneri (art. 3, comma 3). All'Autorità spetta inoltre il compito di disciplinare con provvedimenti generali i sistemi di perequazione tra i diversi soggetti esercenti il servizio elettrico (art. 3, comma 6).

Qualità del servizio

Le direttive dell'Autorità riguardano la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti. Le direttive definiscono i livelli generali di qualità riferiti al complesso delle prestazioni e quelli specifici, riferiti alla singola prestazione da garantire all'utente. Tali direttive modificano o integrano, se del caso, i regolamenti di servizio adottati dagli esercenti (art. 2, comma 12, lettera h).

In materia di qualità e efficacia dei servizi l'Autorità dispone di poteri che comprendono (art. 2, comma 12):

- il controllo sull'adozione e verifica sul rispetto da parte dei soggetti esercenti di una Carta di servizio pubblico, in base alla Direttiva sui principi dell'erogazione dei servizi pubblici del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, con indicazione di standard dei singoli servizi (art. 2, comma 12, lettera p);
- la verifica della congruità delle misure adottate dai soggetti esercenti per assicurare parità di trattamento tra gli utenti, garantire la continuità della prestazione dei servizi, controllare periodicamente la qualità e l'efficacia delle prestazioni (acquisendo a tale scopo anche la valutazione degli utenti), garantire ogni informazione circa le modalità di prestazione dei servizi e i relativi livelli qualitativi, consentire a utenti e consumatori il più agevo-

le accesso agli uffici aperti al pubblico, ridurre il numero degli adempimenti richiesti semplificando le procedure per l'erogazione del servizio, assicurare la sollecita risposta a reclami, istanze e segnalazioni nel rispetto dei livelli qualitativi e tariffari (art. 2, comma 12, lettera n);

- la determinazione dei casi di indennizzo automatico da parte del soggetto esercente nei confronti dell'utente ove il medesimo soggetto non rispetti le clausole contrattuali o eroghi il servizio con livelli qualitativi inferiori a quelli stabiliti dal regolamento di servizio, dal contratto di programma o dalle direttive dell'Autorità (art. 2, comma 12, lettera g);

Per assicurare il rispetto delle norme e dei provvedimenti che regolano il servizio, la legge attribuisce all'Autorità il potere di:

- controllare lo svolgimento dei servizi con poteri di ispezione, di accesso, di acquisizione di documentazione e di notizie utili (art. 2, comma 12, lettera g);
- richiedere ai soggetti esercenti informazioni e documenti sulle loro attività (art. 2, comma 20, lettera a);
- effettuare controlli in ordine al rispetto delle convenzioni, dei contratti di programma e dei regolamenti di servizio (art. 2, comma 20, lettera b);
- ordinare al soggetto esercente la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti, imponendo l'obbligo di corrispondere un indennizzo (art. 2, comma 20, lettera d);
- irrogare, salvo che il fatto costituisca reato, sanzioni amministrative pecuniarie comprese fra 50 milioni e 300 miliardi di lire nei casi di inosservanza dei propri provvedimenti, di mancata comunicazione delle informazioni richieste anche nel corso di controlli e di non veridicità di tali informazioni. In caso di reiterazione di tali comportamenti l'Autorità ha la facoltà, qualora ciò non comprometta la fruibilità del servizio da parte degli utenti, di sospendere fino a sei mesi l'attività di impresa, o di proporre al Ministro concedente la sospensione o la decadenza della concessione (art. 2, comma 20, lettera c).

Concessioni

L'art. 2, comma 36, della legge n. 481/95 stabilisce che l'esercizio del servizio in concessione è disciplinato da convenzioni ed eventuali contratti di programma, stipulati tra l'amministrazione concedente e il soggetto esercente.

In questa materia, all'Autorità spetta proporre:

- al Ministro competente, gli schemi per il rinnovo e per l'eventuale variazione dei singoli atti di concessione o di autorizzazione, delle convenzioni e dei contratti di programma (art. 2, comma 12, lettera b);
- al Ministro competente, la sospensione o la decadenza della concessione nei casi in cui tali provvedimenti siano consentiti dall'ordinamento (art. 2, comma 12, lettera o, e art. 2, comma 20, lettera c);

- la modifica delle clausole delle concessioni e delle convenzioni (anche se relative all'esercizio in esclusiva), delle autorizzazioni, dei contratti di programma in essere e delle condizioni di svolgimento dei servizi, ove ciò sia richiesto dall'andamento del mercato o dalle ragionevoli esigenze degli utenti, definendo altresì le condizioni di accesso e di interconnessione alle reti, ove previsti dalla normativa vigente (art. 2, comma 12, lettera d).

Il Ministro competente, se respinge tali proposte, dovrà richiedere all'Autorità la formulazione di una nuova proposta, indicando esplicitamente i principi e i criteri ai quali attenersi; se non intende accogliere la seconda proposta dell'Autorità, deve proporre al Presidente del Consiglio dei ministri di decidere in difformità. Ciò può avvenire, previa deliberazione del Consiglio dei ministri, esclusivamente per gravi e rilevanti motivi di utilità generale.

Gli atti di concessione devono definire:

- gli obiettivi generali, gli scopi specifici e gli obblighi reciproci da perseguire nello svolgimento del servizio;
- le procedure di controllo e le sanzioni in caso di inadempimento;
- le modalità e le procedure di indennizzo automatico;
- le modalità di aggiornamento, revisione e rinnovo del contratto di programma o della convenzione.

Relativamente al settore dell'energia elettrica, si dispone (art. 3, comma 8) che le attività elettriche già esercitate dalle imprese degli enti locali restino affidate in concessione da parte del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato e che i rapporti tra tali imprese e l'Enel continuino a essere regolati dalle convenzioni stipulate ai sensi dell'art. 21 della legge n. 9/91.

Per le materie attinenti la concorrenza, è previsto che l'Autorità garante della concorrenza e del mercato esprima parere obbligatorio entro il termine di 30 giorni alle amministrazioni pubbliche competenti sulla definizione delle concessioni, dei contratti di servizio e degli altri strumenti di regolazione dell'esercizio dei servizi nazionali (art. 2, comma 34, della legge n. 481/95).

Separazione contabile e amministrativa

Affinché l'organismo di regolazione possa disporre di un quadro di informazioni affidabile e allo scopo di garantire una corretta allocazione dei costi dei singoli servizi offerti all'interno di imprese integrate, la legge conferisce all'Autorità il compito di definire le norme di separazione contabile e amministrativa.

Le norme devono consentire la verifica dei costi delle singole prestazioni per assicurare, tra l'altro, la loro corretta disaggregazione e imputazione per funzione svolta, per area geografica e per categoria di utenza, evidenziando separatamente gli oneri conseguenti dalla fornitura del servizio universale definito dalla convenzione. L'Autorità potrà così effettuare un confronto tra questi ser-

vizi e costi di natura analoga in altri paesi, assicurando la pubblicazione dei dati (art. 2, comma 12, lettera f).

La separazione amministrativa comporta l'identificazione di distinte unità operative nell'ambito del medesimo soggetto giuridico, a cui affidare la responsabilità gestionale e contabile di singole fasi o attività del servizio.

Per i soggetti esercenti il servizio elettrico la separazione contabile deve essere attuata entro due anni dall'entrata in vigore della legge 481/95 e deve riguardare il trattamento delle diverse fasi di generazione, di trasmissione e di distribuzione come se esse fossero gestite da imprese separate. Tali soggetti pubblicano nella relazione annuale sulla gestione uno stato patrimoniale e un conto profitti e perdite distinti per ogni fase (art. 3, comma 8).

Svolgimento dei servizi e obblighi di servizio pubblico

L'art. 2, comma 12, lettera c, della legge istitutiva stabilisce che l'Autorità effettui controlli affinché le condizioni e le modalità di accesso per i soggetti esercenti i servizi siano assicurate nel rispetto di condizioni di concorrenza e di trasparenza, anche al fine di prevedere l'obbligo di erogare il servizio in condizioni di uguaglianza, in modo che tutte le ragionevoli esigenze degli utenti siano soddisfatte, ivi comprese quelle degli anziani e dei disabili, garantendo altresì il rispetto dell'ambiente, la sicurezza degli impianti, la salute degli addetti. Tali obblighi sono definiti nel dettaglio dai singoli atti di concessione e convenzione; i relativi costi devono essere individuati nella contabilità delle imprese.

L'art. 2, comma 37, prevede che ciascun gestore del servizio predisponga un regolamento di servizio nel rispetto di quanto stabilito dalla legge, dalle direttive dell'Autorità, nonché dalla convenzione e dal contratto di programma.

Tutela degli interessi di consumatori e utenti

All'Autorità sono affidate funzioni e poteri in materia di tutela degli interessi dei consumatori e utenti, richiamati nelle finalità generali della legge istitutiva (art. 1, comma 1). Tra questi funzioni e poteri rientrano quelli di:

- valutare di reclami, istanze e segnalazioni presentate dai consumatori o utenti in relazione al rispetto dei livelli qualitativi e tariffari (art. 2, comma 12, lettera m);
- gestire le procedure di conciliazione o arbitrato nei casi di controversie sorte fra soggetti erogatori e utenti, sulla base di appositi regolamenti governativi da emanarsi ai sensi dell'art. 17, comma 1, della legge n. 400/88, che ne definiscano i criteri, le condizioni, i termini e le modalità.

I regolamenti devono prevedere i casi in cui le procedure di conciliazione o di arbitrato possano essere rimesse in prima istanza alle commissioni arbitrali e conciliative istituite presso le Camere di commercio. Fino alla scadenza del termine fissato per l'inizio di tali procedure, sono sospesi i termini per il ricorso in sede giurisdizionale che, se proposto, è improcedibile. Il verbale di con-

ciliazione o la decisione arbitrale costituiscono titolo esecutivo.

Nella tutela degli interessi dei consumatori e utenti rientrano anche i compiti informativi di carattere generale definiti dall'art 2, comma 12, lettera i, e lettera l, al fine di:

- pubblicizzare e diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di scelta da parte degli utenti;
- studiare l'evoluzione del settore e dei singoli servizi, anche per modificarne le condizioni tecniche, giuridiche ed economiche relative allo svolgimento o all'erogazione.

I poteri attribuiti all'Autorità in materia di tutela degli interessi dei consumatori e utenti sono rilevanti. Essi riguardano, oltre alla già citata facoltà di ordinare la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti, la possibilità di:

- imporre modifiche alle modalità di esercizio dei servizi o ai regolamenti di servizio (art.2, comma 12, lettera m);
- adottare, nell'ambito delle procedure di conciliazione e arbitrato, provvedimenti temporanei volti a garantire la continuità del servizio e a far cessare forme di abuso o di improprio svolgimento da parte del soggetto esercente (art. 2, comma 20, lettera e).

I componenti dell'Autorità

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è organo collegiale, costituito dal presidente e da due membri, nominati con decreto del Presidente della Repubblica, previa deliberazione del Consiglio dei ministri su proposta del Ministro competente. Le nomine non possono essere effettuate se sulle designazioni non vi è il previo parere favorevole, espresso a maggioranza qualificata, delle competenti Commissioni parlamentari.

I componenti di ciascuna Autorità (art. 2, commi 8 e 11) vengono scelti fra persone dotate di riconosciuta professionalità e competenza nel settore; durano in carica sette anni, senza possibilità di riconferma. Le loro indennità sono fissate con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro del tesoro. Per evitare l'insorgere di situazioni di conflitto di interessi, la legge stabilisce che i componenti dell'Autorità non possono, a pena di decadenza, esercitare, direttamente o indirettamente, alcuna attività professionale o di consulenza, essere amministratori o dipendenti di soggetti pubblici o privati né ricoprire altri uffici pubblici di qualsiasi natura, ivi compresi incarichi elettivi o di rappresentanza nei partiti politici, né avere interessi diretti o indiretti nelle imprese operanti nel settore di competenza dell'Autorità.

Al fine di rafforzare ulteriormente l'indipendenza dei componenti l'Autorità, è previsto che per almeno quattro anni dalla cessazione dell'incarico essi non possano intrattenere rapporti con le imprese operanti nel settore di competen-

za. La violazione di tale divieto è punita con una sanzione pecuniaria a carico del componente e dell'imprenditore (art. 2, comma 9). I componenti e i funzionari dell'Autorità nell'esercizio delle loro funzioni sono pubblici ufficiali e sono tenuti al segreto d'ufficio (art. 2, comma 10).

La legge istitutiva traccia con chiarezza la distinzione fra funzioni di indirizzo e di controllo nelle materie regolate, attribuite al vertice dell'Autorità, e compiti di gestione corrente, attribuite ai dirigenti (art. 2, comma 10).

Procedimenti di competenza dell'Autorità

L'Autorità disciplina con proprio regolamento, da emanarsi ai sensi del Capo III della legge 7 agosto 1990, n. 241, audizioni periodiche delle associazioni di consumatori e utenti, delle associazioni ambientaliste, delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori, nonché sulla soddisfazione degli utenti e l'efficacia dei servizi (art. 2, comma 23).

La legge n. 481/95 attribuisce altresì al Governo la competenza a definire, con uno o più regolamenti emanati ai sensi dell'art. 17, comma 1, della legge n. 400/88, le procedure relative alle attività svolte dall'Autorità, atte a garantire agli interessati la piena conoscenza dell'istruttoria, il contraddittorio, in forma scritta e orale, e la verbalizzazione. La pubblicità degli atti e dei procedimenti dell'Autorità è assicurata attraverso un apposito *Bollettino* pubblicato dalla Presidenza del Consiglio dei ministri.

Acquisizione di personale

Il reclutamento del personale di ruolo previsto nella pianta organica, che non può eccedere le ottanta unità, avviene mediante pubblico concorso, con eccezione del personale il cui inquadramento non richiede un titolo di studio superiore alla scuola dell'obbligo (art. 2, comma 29).

Oltre al personale di ruolo, possono essere assunti fino a quaranta dipendenti con contratto a tempo determinato di durata non superiore a due anni, rinnovabile non più di due volte. Per agevolare la fase di avvio dell'attività e limitatamente a essa, la legge consente il ricorso a un'apposita selezione volta a verificare il possesso di requisiti di competenza, professionalità ed esperienza per un reclutamento nella misura massima del 50 per cento dei posti di ruolo. L'art. 1, comma 21, della legge n. 249/97 ha confermato che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas può avvalersi, per motivate esigenze, di dipendenti dello Stato o di altre amministrazioni pubbliche o di enti pubblici.

L'Autorità può inoltre dotarsi di esperti e collaboratori esterni in numero non superiore a dieci, per specifici obiettivi e profili professionali, con contratti a tempo determinato di durata non superiore a due anni, rinnovabili per non più di due volte.

Il personale dipendente, anche con contratto a tempo determinato, non può assumere altro impiego o incarico o esercitare altra attività professionale,

anche se a carattere occasionale; non può inoltre avere interessi diretti o indiretti nelle imprese del settore. La violazione di tali divieti costituisce causa di decadenza dall'impiego ed è punita, ove il fatto non costituisca reato, con una sanzione amministrativa pecuniaria (art. 2, comma 31).

Organizzazione dell'Autorità

All'Autorità è riconosciuta autonomia organizzativa, contabile e amministrativa. Il rendiconto della gestione dell'Autorità è soggetto al controllo della Corte dei conti; il bilancio preventivo e il rendiconto della gestione sono pubblicati nella *Gazzetta Ufficiale*. Con riferimento all'autonomia contabile, l'art. 2, comma 21, della legge n. 249/97 ha disposto che si applichi anche all'Autorità per l'energia elettrica e il gas la deroga alle norme relative alla contabilità generale dello Stato.

Le norme relative all'organizzazione interna devono essere adottate con regolamenti dell'Autorità che disciplinano:

- l'organizzazione e il funzionamento;
- la pianta organica del personale di ruolo, che non può eccedere le ottanta unità;
- l'ordinamento delle carriere, nonché il trattamento giuridico ed economico del personale sulla base dei criteri fissati dal contratto di lavoro in vigore per l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (fatte salve specifiche esigenze funzionali e organizzative).

Nel disciplinare l'organizzazione e il funzionamento, l'art. 2, comma 10 della legge n. 481/95 delinea alcune disposizioni generali. Per garantire responsabilità e autonomia nello svolgimento delle procedure istruttorie, obbliga all'applicazione dei principi della legge n. 241/90 e del Dlgs del 3 febbraio 1993, n. 29, relativi all'individuazione del responsabile del procedimento.

COSTITUZIONE E AVVIAMENTO DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Insedimento e avvio delle attività

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas si è insediata con la prima riunione del 4 dicembre 1996, in seguito alla nomina dei componenti, avvenuta con dPR del 7 ottobre 1996, registrato alla Corte dei conti l'11 novembre 1996.

Il Presidente (prof. Pippo Ranci) e i due componenti (prof. Giuseppe Ammassari e prof. Sergio Garribba) sono stati designati dal Presidente del Consiglio dei ministri nel mese di giugno del 1996. Le loro candidature sono state successivamente sottoposte al vaglio delle Commissioni parlamentari competenti, che hanno espresso il loro gradimento nel settembre 1996.

La localizzazione e istituzione degli uffici, la selezione di un primo nucleo di

personale e dei necessari strumenti di lavoro hanno permesso l'avvio delle attività nei primi mesi del 1997 (cfr. Cap. 8).

I primi atti dell'Autorità hanno riguardato l'adozione, in base all'autonomia definita dalla legge istitutiva, dei regolamenti per il proprio funzionamento, in particolare quelli relativi all'organizzazione e funzionamento (delibera 11 dicembre 1996, n. 5), al personale e l'ordinamento delle carriere (delibera 18 dicembre 1996, n. 7) e alla contabilità e lo schema dei conti (delibere 4 dicembre 1996, n. 3, e 30 maggio 1997, n. 59).

Il 23 aprile 1997, in seguito alla pubblicazione del regolamento di organizzazione e funzionamento si è conclusa la fase costitutiva e all'Autorità sono state trasferite tutte le funzioni prima esercitate dalle diverse amministrazioni dello Stato (art. 2, comma 14, e art. 3, comma 1, della legge n. 481/95).

Regolamenti e procedimenti di competenza dell'Autorità

L'Autorità ha adottato regolamenti per disciplinare il rapporto con le rappresentanze degli interessi e lo svolgimento dei procedimenti per l'adozione di provvedimenti normativi.

L'art. 2, comma 23, della legge istitutiva prevede infatti che l'Autorità disciplini con proprio regolamento, da emanarsi ai sensi del Capo III della legge n. 241/90, audizioni periodiche delle formazioni associative, rilevazioni sulla soddisfazione degli utenti e l'efficacia dei servizi e audizioni speciali. Con proprie delibere, l'Autorità ha pertanto approvato i regolamenti relativi alle audizioni periodiche e speciali (delibera 16 maggio 1997, n. 44) e le disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione delle decisioni (delibera 30 maggio 1997, n. 61). Ai sensi dell'art. 2, comma 24, lettera a) e b), della legge istitutiva dovranno essere emanati da parte della Presidenza del Consiglio regolamenti relativi ai procedimenti individuali, a conciliazioni e arbitrati e al trasferimento delle competenze.

Nell'esercitare la propria autonomia regolamentare in materia, l'Autorità ha in concreto ampliato il sistema di garanzie fornito dalla legge n. 241/90. Questo orientamento si basa su alcune disposizioni della stessa legge riferite a provvedimenti di natura generale. In particolare:

- l'art. 2, comma 12, lettera e, secondo cui l'Autorità: *"verifica la conformità ai criteri di cui alla presente lettera delle proposte di aggiornamento delle tariffe annualmente presentate e si pronuncia, sentiti eventualmente i soggetti esercenti il servizio"*;
- l'art. 2, comma 12, lettera h, che conferisce all'Autorità il potere di emanare *"le direttive concernenti la produzione ed erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi definendo ... sentiti i soggetti esercenti il servizio e i rappresentanti degli utenti e dei consumatori, eventualmente differenziandoli per utente e per tipo di prestazione"*.

Le scelte compiute sono state orientate a rafforzare le garanzie di tutela degli interessi offerte dall'istituto della consultazione degli utenti e degli esercenti. Le audizioni periodiche sono state finalizzate all'acquisizione e discussione delle osservazioni presentate dalle formazioni associative, rappresentative degli interessi sociali coinvolti nel processo di regolazione (consumatori, ambientalisti, sindacati e imprese) sugli interventi di carattere generale programmati. Nell'ambito dei procedimenti volti alla predisposizione di provvedimenti di natura normativa è stata prevista la diffusione di documenti di consultazione al fine di acquisire osservazioni scritte e, ove ritenuto opportuno, la convocazione in audizione speciale, anche individuale, dei soggetti direttamente interessati ai provvedimenti stessi.

La definizione delle norme procedurali per la formazione dei provvedimenti ha contribuito a precisare l'impianto organizzativo dell'Autorità durante la fase costitutiva. L'emanazione di tali norme poggia sul riconoscimento di una fonte esterna per l'inquadramento delle procedure amministrative dell'Autorità. Infatti, l'art. 2, comma 24, lettera a, della legge n. 481/95 stabilisce che, attraverso uno o più regolamenti governativi, siano disciplinate *"le procedure relative alle attività svolte dalle Autorità idonee a garantire agli interessati la piena conoscenza degli atti istruttori, il contraddittorio, in forma scritta e orale e la verbalizzazione"*.

L'interpretazione letterale di questa disposizione sembra attribuire al regolamento governativo il potere di disciplinare, con un ampio mandato, le procedure relative all'insieme delle attività svolte dalle Autorità. Tuttavia, il riferimento al principio del contraddittorio consente di superare una lettura restrittiva: secondo i principi sui procedimenti amministrativi definiti dalla legge n. 241/90, il contraddittorio dovrebbe riguardare i soli provvedimenti individuali; esso non è invece applicabile ad atti normativi con efficacia generale, sia pure nei confronti di soggetti appartenenti a categorie predeterminate (esercenti, utenti, consumatori), atti che di norma non producono conseguenze dirette sulla posizione giuridica dei singoli destinatari. Appare pertanto legittima un'interpretazione estensiva, secondo cui l'Autorità gode di autonomia nella disciplina dei procedimenti per la formazione di atti normativi.

Il finanziamento dell'Autorità

In base all'art. 2, comma 38, lettera b della legge n. 481/95, soggetti all'obbligo di contribuzione sono gli esercenti dei servizi regolati. Il finanziamento è assicurato mediante un contributo versato dai soggetti esercenti i servizi, di importo non superiore all'uno per mille dei ricavi dell'ultimo esercizio. Le modalità del versamento sono fissate con decreto del Ministro delle finanze emanato di concerto con il Ministro del tesoro. Il livello dell'aliquota, successivamente alla prima determinazione effettuata con il regime di cui sopra, è

adeguato dal Ministro delle finanze *"in relazione agli oneri atti a coprire le effettive spese di funzionamento"* dell'Autorità.

La scelta operata dal legislatore configura un regime parafiscale, basato sull'impostazione ai soggetti regolati di prestazioni patrimoniali commisurate al fabbisogno dell'Autorità. A essa viene attribuita autonomia finanziaria, ossia la capacità di determinare le occorrenze necessarie; la potestà impositiva, intesa come capacità di imporre le prestazioni patrimoniali, di determinare la base imponibile e di fissare la misura dell'aliquota, è invece affidata ai Ministri del tesoro e delle finanze.

Una questione di rilievo sorta nella fase di avvio è stata l'individuazione dei destinatari dell'obbligo di contribuzione. Il mandato istituzionale dell'Autorità e la nozione di servizio di pubblica utilità giustificano la coincidenza fra l'area dei soggetti passivi e quella dei soggetti destinatari della regolazione. Ciò induce a identificare i servizi regolati nell'insieme di attività economiche produttive di utilità di interesse generale, ossia l'intero settore, indipendentemente dall'applicazione del regime concessorio o autorizzativo. Gli obblighi di finanziamento rimarrebbero immutati anche in un assetto di mercato diverso da quello attuale: sebbene la liberalizzazione dei settori necessariamente riduca il peso degli interventi di determinazione tariffaria, essa non comporterebbe alcun ridimensionamento dei poteri di regolazione finalizzati a garantire l'accesso alle reti e la tutela degli interessi generali.

PRINCIPI ECONOMICI DELLA REGOLAZIONE E NATURA GIURIDICA DELL'AUTORITÀ

I principi economici della regolazione dei pubblici servizi

Il problema della regolazione

La legge n. 481/95 ha istituito la prima autorità italiana di regolazione di pubblici servizi con compiti di promozione dell'efficienza e di tutela degli interessi degli utenti. Gli obiettivi fondamentali di promozione della concorrenza, di efficienza ed economicità nella gestione, di qualità e diffusione dei servizi che guidano l'azione dell'Autorità, identificano anche i principi ispiratori della moderna regolazione economica.

Un'autorità indipendente rappresenta una delle forme istituzionali assunte dall'intervento pubblico nell'economia. A fianco della tutela della concorrenza, la regolazione costituisce una delle modalità con cui l'operatore pubblico interviene sui mercati, correggendone le imperfezioni. I due strumenti non sono in generale alternativi, bensì complementari: possono essere accomunati dall'obiettivo di promozione della concorrenza, come accade con la legge istitutiva dell'Autorità che inserisce quel principio tra le finalità generali delle misure tariffarie.

La ricerca dei presupposti e delle conseguenze degli interventi di regolazione ha avuto un ruolo centrale nel dibattito di politica economica. Sul piano istituzionale, un punto fermo è stato rappresentato dall'introduzione della legislazione anti-monopolistica negli Stati Uniti a cavallo dei due secoli (*Sherman Act*, 1890 e *Clayton Act*, 1914). Nell'ultimo trentennio la discussione ha trattato alimento prima dai importanti contributi di economisti anglosassoni, poi dalla riflessione critica sul ruolo economico dello Stato, stimolata dal progresso tecnologico e dall'affermarsi di orientamenti di politica economica più favorevoli che in passato all'iniziativa privata.

Nella maggior parte delle attività produttive l'operare del mercato e l'impulso della concorrenza sono sufficienti a far sì che l'attività economica, nel perseguire obiettivi privati, possa conseguire in misura ragionevole anche obiettivi sociali. Il sistema dei prezzi equilibra domanda e offerta, garantendo l'efficienza allocativa: le imprese sono indotte a comprimere i costi di produzione dei beni e dei servizi; tali riduzioni si riflettono nei prezzi e il benessere della collettività è reso massimo.

L'intervento del regolatore diviene necessario quando il mercato non è in grado di giungere spontaneamente all'equilibrio concorrenziale. Si hanno allora casi di "fallimento del mercato", che la tassonomia di scuola riconduce alla presenza di monopolio naturale (conseguenza di rendimenti di scala crescenti), di un rilevante potere di mercato (per l'esistenza di barriere all'entrata, di pratiche collusive o di comportamenti volti a costituire una posizione dominante), di asimmetrie informative (riguardanti ad esempio la qualità intrinseca dei beni scambiati) o di esternalità (interdipendenze involontarie fra i comportamenti degli agenti). Tutte queste fattispecie sono rilevanti nei servizi energetici a rete: si pensi ai costi non recuperabili derivanti dalle reti fisse necessarie per trasportare energia elettrica e gas; all'ampia quota di mercato che i principali esercenti i servizi detengono in molti paesi, anche laddove l'accesso è già stato liberalizzato; alle difficoltà degli utenti a garantirsi adeguati standard qualitativi e di sicurezza nella fornitura di quei servizi; agli effetti sull'ambiente delle emissioni associate alla produzione di elettricità o all'estrazione del gas.

I compiti fondamentali del regolatore sono definiti dai limiti del mercato ora richiamati. Consistono nell'offrire al consumatore un servizio migliore a parità di prezzo, restituendogli il "benessere" che gli viene sottratto da prezzi troppo elevati a causa sia di rendite monopolistiche, sia di inefficienze favorite dalla mancanza di stimolo competitivo; nel promuovere la concorrenza e nel tutelarla laddove essa sia già presente; nel garantire l'efficacia e la qualità del servizio; nel definire regole (tariffarie, tributarie, amministrative) capaci di limitare gli effetti avversi sull'ambiente delle attività economiche.

In un mondo complesso, dove operano imprese dotate di un rilevante potere di

controllo dell'informazione sui costi e la tecnologia, la regolazione deve superare i vincoli informativi. Un aiuto determinante proviene dall'integrazione di un mercato nazionale in un mercato continentale. Nel primo, la dimensione di un operatore può essere eccessiva perché si abbia competizione, mentre lo stesso operatore può correttamente competere nel secondo. Per questa ragione la liberalizzazione in Europa coincide con la creazione del mercato interno.

Le soluzioni istituzionali

Sul piano del disegno istituzionale sono possibili soluzioni diverse. Per la generalità dei settori, il decisore pubblico delega a un'autorità *antitrust*, in Europa, o ai giudici, oltreoceano, l'obiettivo di sostegno della concorrenza; può talvolta intervenire direttamente sugli assetti produttivi, disarticolandoli. Per i settori che forniscono servizi in rete solitamente la delega investe un'*autorità di regolazione*: un organismo di portata tipicamente settoriale, che in parte si sostituisce al mercato fissando in via amministrativa tariffe e condizioni del servizio, in parte usa gli stessi poteri di determinazione amministrativa per promuovere la concorrenza, laddove le condizioni tecnologiche e di costo ne consentano il funzionamento ma ne precludano, nell'immediato, uno sviluppo spontaneo.

Tra l'autorità garante della concorrenza e l'autorità di regolazione non vi è quindi dicotomia, ma complementarità e interazione. La prima vigila sul rispetto della concorrenza e suggerisce di ampliarne la portata; la seconda opera per accrescerne l'estensione, come quando determina le condizioni e i prezzi di accesso alle reti. Misure di deregolazione divengono possibili una volta che siano stabilite condizioni sufficientemente concorrenziali.

Le soluzioni possono diversificarsi tra settori e tra contesti nazionali per tenere conto delle specificità dei diversi assetti. Alcune porzioni del settore regolato possono essere liberalizzate prima di altre, permettendo l'ingresso di imprese in concorrenza con quelle già presenti nel mercato. In altri casi la concorrenza potrà realizzarsi con il ricorso a meccanismi di asta competitiva per il mercato, come nell'affidamento in concessione. In altri casi ancora, la promozione della concorrenza può assumere la forma di un confronto comparativo tra la condotta di operatori distinti in contesti territoriali distinti (*yardstick competition*).

L'indipendenza del regolatore

Il regolatore è esposto a sfide diverse rispetto ad altri soggetti della politica economica. Proprio perché il suo mandato è più circoscritto e i suoi obiettivi meglio definiti, è più stringente il confronto fra costi e benefici, fra oneri amministrativi e maggiore benessere sociale. L'efficacia della sua condotta dipende crucialmente dalla capacità di sfuggire al rischio di "cattura", ossia di eccessiva influenza da parte dell'impresa regolata. Il rischio di soggiacere a interessi particolari può rilevare anche per altre attività di politica economica: tuttavia, esso è maggiore nel caso della regolazione, dove gli interlocutori sono

spesso poco numerosi e molto potenti, e comunque in grado di condizionare l'equilibrio di mercato.

Un tratto qualificante del moderno regolatore è la sua indipendenza dal potere politico. Essa si rende necessaria affinché l'interesse pubblico di promozione della concorrenza, dell'efficienza e della qualità sia perseguito in condizioni di certezza e di stabilità, condizioni che la competizione politica non può per sua natura garantire. L'indipendenza si sostanzia non solo nell'autonomia dagli altri organi di governo, ma anche nell'elevata competenza tecnica e professionale necessaria per attuare interventi mirati con strumenti definiti.

Svincolato dal ciclo politico e investito di compiti circoscritti, il regolatore indipendente può meglio sfuggire ai dilemmi tipici della politica economica: il conflitto fra regole e discrezionalità, la difficoltà di associare univocamente strumenti a obiettivi, il mantenimento della coerenza delle scelte nel corso del tempo.

La sua indipendenza non è tuttavia priva di limiti. Vi sono, in primo luogo, quelli individuati dal mandato istitutivo. Nel contesto italiano assume particolare rilievo la presenza, accanto all'obiettivo primario di promozione dell'efficienza, di finalità di indirizzo generale, di obiettivi sociali e ambientali. La legge n. 481/95 ne fa menzione esplicita all'art. 1, citando le normative europee e gli indirizzi programmatici definiti dal Governo; prevede all'art. 2 (comma 19) che i parametri utili alla determinazione delle tariffe includano i costi derivanti da eventuali ampliamenti degli obblighi di servizio universale e da politiche orientate alla modulazione della domanda.

In secondo luogo, vi sono i limiti derivanti dai controlli che di norma l'ordinamento statale pone alle autorità di regolazione. Per non ledere l'equilibrio istituzionale, l'indipendenza richiesta dalla natura di organo tecnico deve essere opportunamente bilanciata da adeguate forme di supervisione (*accountability*). Nel contesto definito dalla legge n. 481/95 un primo, tipico strumento di controllo consiste nell'obbligo delle autorità di rendere conto del proprio operato al Parlamento e al Governo attraverso la presentazione di una Relazione annuale; un secondo vaglio è il riscontro operato *ex post* dalla Corte dei conti sul rendiconto annuale. Su un piano più generale, se ne può intravedere un'ulteriore espressione nel ruolo dei destinatari dell'azione amministrativa: i soggetti regolati o comunque interessati agli interventi di regolazione, ferma restando la facoltà di ricorrere alla giurisdizione amministrativa, hanno infatti la possibilità di rafforzare la loro capacità di interlocuzione attraverso il coinvolgimento nella formazione delle decisioni garantito dalla legge istitutiva e dalle procedure regolamentari di cui l'Autorità si è dotata.

Una cattiva regolazione può produrre danni per l'eccessiva onerosità delle regole che impone, per le lentezze e le distorsioni che può introdurre più o meno consapevolmente. Nato per correggere le inadeguatezze del mercato, un regolatore

può generare inconvenienti anche maggiori. È perciò importante che la regolazione sia condotta con la massima attenzione ai suoi effetti e con la ricerca costante della massima semplicità. Le imprese che vi sono soggette dovrebbero essere stimolate a innovare e a rispondere alle mutevoli esigenze del consumatore, non meno di quanto lo siano imprese libere di agire in contesti di mercato.

Carattere istituzionale dell'autorità di regolazione

La nozione di servizio pubblico

La nozione di servizio pubblico implica una fornitura di cui è garantita l'accessibilità, in termini di quantità richiesta e di equità del prezzo, a tutti gli utenti. Un assetto concorrenziale consente di norma di cogliere gran parte di questi risultati, ma le caratteristiche di essenzialità dei servizi che vengono definiti come pubblici richiedono sempre qualche garanzia direttamente assicurata dalle norme, *a fortiori* in presenza di mercati non concorrenziali e per l'utenza di minore dimensione che si trova in condizioni di inferiorità informativa e contrattuale. La garanzia di prezzo si concretizza nella fissazione di una tariffa massima: non contrasta con essa un'offerta di standard qualitativi più stringenti rispetto a quelli minimi garantiti, a prezzi corrispondentemente più elevati, purché si tratti di un'opzione che l'utente può scegliere o rifiutare.

L'evoluzione dei modi dell'intervento pubblico nell'economia ha profondamente modificato il significato della nozione di servizio pubblico. L'aspetto più significativo di questa evoluzione consiste probabilmente nel riconoscimento della presenza di un interesse pubblico generale in ogni sfera dell'agire economico: non esisterebbero attività economiche in cui sia in causa il solo interesse particolare e contrapposto delle parti.

Secondo alcuni, questo fenomeno potrebbe comportare il superamento della distinzione tradizionale tra attività private regolate dal diritto comune e attività di servizio di pubblica utilità. In determinati settori, l'esistenza di un interesse collettivo all'efficienza, alla tutela dell'ambiente e dei consumatori richiederebbe di affiancare agli organismi di garanzia della concorrenza specifici istituti di regolazione settoriale. Tale esigenza sarebbe rafforzata dai processi di privatizzazione e di liberalizzazione in atto. In base a queste considerazioni, la stessa nozione di servizio pubblico in senso tradizionale manterrebbe significato giuridico solamente nelle situazioni di riserva legale.

Per quanto riguarda l'identificazione sostanziale delle attività economiche regolate, il testo della legge n. 481/95 fa propendere per l'inclusione in tale ambito di tutte le fasi del servizio, non solo di quelle dove sia direttamente coinvolta l'utenza finale.

Le stesse finalità primarie indicate dalla legge istitutiva (tutela ambientale,

gestione efficiente delle risorse, promozione della concorrenza) implicano che l'azione del regolatore si rivolga all'intero settore produttivo. In secondo luogo, la legge istitutiva conferisce all'Autorità poteri riguardanti tutte le fasi: produzione (con il potere di emanare direttive sulla produzione del servizio, ex art. 2, comma 12, lettera h), trasmissione (disciplina delle le condizioni di accesso e di interconnessione alle reti, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera d); distribuzione e vendita, con le norme diffuse che collocano gli utenti fra i destinatari dell'azione regolativa.

La stessa convenzione di concessione delle attività elettriche all'Enel (approvata successivamente all'entrata in vigore della legge n. 481/95) afferma che *"restano fermi, per le materie relative alla produzione ed alla erogazione del servizio, e per tutte le altre materie oggetto della presente convenzione, i poteri attribuiti alla Autorità dalla legge 481/95"*.

Strumenti e vincoli del regolatore

L'efficacia dei meccanismi su cui si basa la regolazione dipende crucialmente dalla capacità di incidere sui comportamenti d'impresa. Nel caso della regolazione dei prezzi e delle tariffe, l'efficacia è modesta nel caso di una regolazione che si limiti a garantire un tasso di profitto equo, perché equivale sostanzialmente al riconoscimento dei costi medi; è massima negli schemi a prezzo prefissato, come quelli di *price cap*, dove l'impresa rimane la beneficiaria di ultima istanza dei risparmi di costo. Oltre alla sua parsimonia informativa, possibili meriti del *price cap* sono la natura di regola rivolta al futuro piuttosto che retrospettiva, la certezza nella definizione *ex ante* del ritardo di regolazione, la flessibilità applicativa di cui gode l'impresa se il vincolo è imposto in termini medi.

L'impiego degli strumenti incontra alcuni vincoli. Vi sono, in primo luogo, vincoli di natura informativa. Questi derivano dalla dipendenza del regolatore dall'informazione privata dell'impresa, o comunque da flussi informativi che richiedono verifiche complesse. Ciò accade quando l'impresa regolata può determinare strategicamente variabili non osservabili agevolmente, come alcune componenti dei costi di produzione e della qualità del servizio, oppure se essa gode di vantaggi informativi in merito alle possibilità tecnologiche.

Costituiscono vincoli anche l'onerosità di prevedere in modo esauriente e dettagliato tutte le possibili situazioni e relazioni, incluse quelle conseguenti dalla regolazione stessa. Vi sono infine vincoli istituzionali, in quanto l'ambito della regolazione è necessariamente limitato dalle leve che la legge pone a disposizione del regolatore, dall'orizzonte temporale in cui essa si dispiega, dalle norme procedurali che deve osservare.

L'interazione fra strumenti e vincoli caratterizza anche la legge istitutiva delle autorità indipendenti in Italia. Essa privilegia (all'art. 2, comma 18) il metodo

del *price cap* "per la determinazione della tariffa": pur non facendo uso esplicito di dati relativi ai costi e ai profitti dell'impresa, quel metodo richiede tuttavia che il regolatore disponga di informazioni indipendenti e affidabili per poter individuare l'entità del recupero di efficienza da imporre all'impresa: una misura troppo stringente la penalizzerebbe fino a causarne la fuoriuscita dal mercato, una regola troppo blanda la assimilerebbe a un monopolista non regolato.

L'obiettivo di promozione dell'efficienza deve armonizzarsi, come detto, con gli indirizzi di politica economica indicati dal Governo. Inoltre, accanto all'efficienza la legge n. 481/95 indica la finalità di promozione della qualità del servizio (art. 1), prevedendo strumenti dettagliati per il suo perseguimento (art. 2, comma 12, lettere da g a n).

Tre ragioni conferiscono rilievo alla regolazione della qualità intesa in senso ampio, inclusiva della tutela del rapporto d'utenza. Vi è in primo luogo la giustificazione economica: poiché il costo di produzione della qualità non è nullo, l'impresa regolata potrebbe eludere il vincolo tariffario riducendo il contenuto qualitativo del servizio a parità di prezzo. Un secondo motivo deriva dal mutamento tecnologico e dalla diffusione di nuove modalità contrattuali: ciò consente la diffusione di servizi ausiliari rispetto a quelli universali, rendendo possibile una selezione degli utenti in base alle preferenze per la qualità, che tuttavia non può essere arbitraria. Infine, vi sono importanti profili di sicurezza ambientale e di efficienza nell'impiego delle risorse da tutelare nelle forniture di elettricità e di gas.

In linea di principio il regolatore è in grado di agire efficacemente nonostante i vincoli indicati se egli ne ha consapevolezza piena, se fissa obiettivi realistici, se investe risorse nella raccolta delle informazioni utilizzando anche confronti internazionali, se opera maturando l'esperienza accumulata nel corso del tempo.

La regolazione nel caso italiano

In Italia più che altrove vi erano ragioni cogenti, di carattere generale, che imponevano di definire un nuovo assetto di regolazione dei servizi di pubblica utilità: l'esigenza di avviare le privatizzazioni in presenza di vincoli stringenti di finanza pubblica; l'impulso alla liberalizzazione dei mercati proveniente dall'Unione europea; l'esigenza di colmare il *deficit* di concorrenza del sistema economico nel suo insieme.

A queste motivazioni se ne uniscono di più specifiche, concernenti l'assetto industriale dei due servizi regolati. Nel caso dell'elettricità, la presenza di un operatore dominante accresce il rischio che il futuro riassetto proprietario non si accompagni a una vera liberalizzazione del mercato; in quello del gas, accanto alle condizioni monopolistiche che caratterizzano alcune fasi del set-

tore, si pone l'esigenza di promuovere il riordino della distribuzione finale e di definire un sistema tariffario più trasparente di quello attuale.

La promozione della concorrenza richiede che il sistema tariffario sia anche in grado di accelerare la transizione verso il mercato, in linea con gli indirizzi europei; ciò presuppone che esso sia flessibile, cioè sia in grado di sostenere modifiche anche rilevanti nell'assetto dei settori regolati. L'efficienza impone di favorire una corretta allocazione delle risorse: sia raccordando più strettamente i prezzi ai costi, sia definendo corrette regole contabili e gestionali, affinché le tariffe possano svolgere la loro funzione segnaletica e siano possibili recuperi di produttività. Il compito di rafforzare la qualità dei servizi stimola il ricorso a strumenti innovativi, come direttive, standard di servizio e analisi comparative che, accanto alla tutela dell'utente, rafforzano la consapevolezza dei diritti di cittadinanza nei confronti dei servizi pubblici.

Un aspetto qualificante le Autorità istituite con la legge n. 481/95 consiste nella titolarità di una funzione di regolazione dei comportamenti economici. Questa funzione mira a ricercare un equilibrio tra interessi individuali e finalità di interesse generale, non sufficientemente garantite dall'autonomia negoziale offerta dal diritto comune, basato su limiti generali negativi e su meccanismi repressivi.

Le Autorità sono innanzitutto dotate dei poteri fondamentali di amministrazione attiva, tipici del regolatore tradizionale: funzioni normative di natura sia modale (qualità del servizio, modalità di produzione ed erogazione), sia economica (regolazione tariffaria). Vi si affiancano compiti di natura conoscitiva, che raccordano le funzioni normative con quelle sanzionatorie, garantendo la completezza e l'efficacia dell'azione.

La legge n. 481/95 perfeziona il modello della regolazione sul piano dei processi decisionali e della tutela del consumatore. Riguardo ai processi decisionali, le disposizioni della legge istitutiva e l'assetto procedurale di cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas si è dotata accrescono l'efficacia del meccanismo, già invalso nella prassi della regolazione, della consultazione, traducendolo in una forma incisiva di partecipazione dei soggetti interessati alla formazione dei provvedimenti.

Il secondo piano riguarda la tutela effettiva del consumatore. La regolazione specifica sugli obblighi di correttezza che le norme di diritto comune impongono agli operatori economici; tale tutela viene poi rafforzata dai poteri di sanzione e controllo. Questi poteri, graduati per incisività e peso, dovrebbero ricondurre i comportamenti degli operatori entro i limiti delle disposizioni comportamentali che ne disciplinano l'attività. Tuttavia, il principale limite di questo assetto risiede nel fatto che, nel caso di violazione delle norme, il consumatore rimane in condizioni di debolezza rispetto alle controparti esercenti

il servizio: i meccanismi ordinari della giustizia civile non sono in genere sufficienti ad assicurare una tutela efficace a causa degli elevati costi di accesso ai livelli di giudizio e della lentezza che caratterizza i processi decisionali. Sotto questo profilo, il regime di regolazione definito dalla legge n. 481/95 propone soluzioni particolarmente innovative. Da una parte si arricchiscono gli strumenti dell'azione amministrativa di un potere cautelare di intervento nei rapporti negoziali, che può spingersi fino a ordinare la cessazione di comportamenti lesivi; dall'altra, l'Autorità viene investita di una funzione sostanzialmente giurisdizionale, anche se priva delle sue caratteristiche formali, attuata con strumenti di conciliazione e arbitrato tra gli utenti del servizio e gli esercenti in base a procedure che il Governo dovrà definire. Queste attribuzioni modificano in profondità i poteri di regolazione, completando la gamma degli strumenti di tutela con leve di portata assai più dissuasiva rispetto a quelle ordinarie.

L'AUTORITÀ NEL CONTESTO INTERNAZIONALE: MODELLI A CONFRONTO

Le autorità indipendenti nel mondo

Con l'istituzione di un'autorità indipendente per la regolazione dei servizi dell'energia elettrica e del gas e l'avvio della revisione dell'assetto proprietario e di mercato del settore elettrico, l'Italia si è allineata a un processo in atto, a partire dalla fine degli anni ottanta, in molti paesi avanzati. Dopo gli Stati Uniti, pionieri della riforma con la creazione delle *Public Utility Commissions* e dell'organo federale di regolazione del settore energetico (FERC, *Federal Energy Regulatory Commission*), i paesi anglosassoni, latino-americani e nordeuropei sono fra i primi ad adottare, alla fine degli anni ottanta, il nuovo modello di regolazione. Nella seconda metà degli anni novanta la riforma del settore elettrico e l'istituzione di organismi di regolazione indipendenti si diffondono anche in altri paesi europei, fra cui l'Italia.

I processi di liberalizzazione, ristrutturazione e privatizzazione che investono il settore energetico (e più in generale alcuni dei settori di pubblica utilità) si accompagnano infatti ad una revisione radicale delle "regole del gioco" e quindi dei tradizionali sistemi di regolazione settoriale. Al diretto controllo governativo, attuato attraverso uno o più ministeri o commissioni interministeriali, si sostituiscono nuove istituzioni di regolazione caratterizzate da gradi, più o meno elevati, di indipendenza e autonomia. Queste si affiancano spesso, con compiti specifici, agli organi preposti alla tutela della concorrenza.

Va rilevato che, come emerge dalla tavola 1.1, l'innovazione istituzionale dei

TAV. I - REGOLATORI INDIPENDENTI NEL SETTORE ENERGETICO

PAESE	ANNO DI ISTITUZIONE	SETTORE/I	SOGGETTO DI REGOLAZIONE
ARGENTINA	1990	elettricità	ENRE, <i>Entidade Nacional de Regulacion de Electricidad</i>
		gas	ENERGAS
AUSTRALIA			
NEW SOUTH WALES	1992	tutti i servizi di pubblica utilità	IPART, <i>Independent Pricing and Regulatory Tribunal</i>
VICTORIA	1993		<i>Office of the Regulator General</i>
CANADA			
ALBERTA	1995	energia	<i>Alberta Energy and Utilities Board</i>
BRITISH COLUMBIA	1980	energia	<i>British Columbia Utilities Commission</i>
CILE	1982	energia	CNE, <i>Comisión Nacional de Energia</i>
FINLANDIA	1995	elettricità	SÄHKOMARKKINAKESKUS
REGNO UNITO	1989 1986	elettricità gas	OFFER, <i>Office of Electricity Regulation</i> OFGAS, <i>Office of Gas Regulation</i>
ITALIA	1995	elettricità e gas	Autorità per l'energia elettrica e il gas
NORVEGIA	1990	energia e acqua	NVE, <i>Norges Vassdrags-og Energiverk</i>
PORTOGALLO	1995	elettricità	ERSE, <i>Entidade Reguladora do Sector Eléctrico</i>
SPAGNA	1994	elettricità	CNES, <i>Comisión Nacional del Sistema Eléctrico</i>
STATI UNITI	1987	energia servizi di pub- blica utilità	FERC, <i>Federal Energy Regulatory Commis- sion (organo federale)</i> <i>Public Utilities Commission (organr statali)</i>
SVEZIA	1991	elettricità	NUTEK

modelli di regolazione non è un fenomeno generalizzato in Europa. Paesi come la Francia, la Germania, l'Olanda e il Belgio mantengono infatti strutture di regolazione di stampo tradizionale.

Nei paesi extraeuropei le autorità di regolazione tendono ad avere competenza su tutto il settore energetico, come nei casi dell'autorità federale degli Stati Uniti e delle autorità canadesi. Le autorità statali statunitensi e australiane invece hanno spesso competenze su più settori di pubblica utilità. In Europa le autorità si caratterizzano come organi tecnici con specifiche competenze spesso mono-settoriali, anche all'interno dello stesso comparto energetico, come nel Regno Unito. In pochi paesi, tra cui Italia e Norvegia, è stata compiuta la scelta di incaricare un'unica autorità della regolazione di due diversi settori. Nella maggior parte dei paesi l'istituzione del regolatore indipendente ha coinciso, sotto il profilo temporale e normativo, con l'avvio di una profonda

ristrutturazione del settore elettrico, tipicamente caratterizzato da condizioni di monopolio pubblico, per promuoverne una graduale apertura alla concorrenza. L'*Electricity Act* inglese del 1989 ha istituito l'*Office of Electricity Regulation* (Offer) e avviato la riforma del settore; la *Ley de Ordenacion del Sistema Eléctrico Nacional*, la prima legge di riforma del settore elettrico spagnolo del 1994, ha istituito la *Comisión del Sistema Eléctrico Nacional* (CSEN, poi trasformata in CNES con la nuova riforma del settore nel novembre 1997). Nei paesi scandinavi la legge per l'energia norvegese del 1991 ha istituito la NVE così come ha fatto l'analoga legge svedese del 1991 per NUTEK e quella finlandese nel 1995 per *Sähkömarkkinakesus*.

Ruolo e competenze del regolatore indipendente vengono definiti con precisione rispetto a un nuovo contesto di regolazione: il regolatore partecipa all'avvio della riforma stessa ed è parte attiva anche nelle fasi successive del processo di riforma. Nel caso italiano, l'istituzione dell'Autorità ha invece preceduto l'avvio del processo di ristrutturazione del settore elettrico, a cui essa parteciperà con una funzione consultiva.

Il problema della definizione della responsabilità politica di ultima istanza (la cosiddetta *accountability*) delle autorità indipendenti è stato affrontato nei diversi paesi in modo diverso in funzione delle rispettive caratteristiche istituzionali e amministrative. In paesi come la Spagna e la Finlandia l'autorità ministeriale mantiene, anche se con modalità diverse, poteri di controllo sull'efficacia del regolatore. Nel Regno Unito il regolatore è un'agenzia statale indipendente che condivide, almeno sul piano formale, la responsabilità dei propri poteri con il Governo (*Secretary of State for Energy, Department of Trade and Industry*, DTI). In Portogallo l'autorità di regolazione è affiancata da commissioni, di nomina ministeriale, con funzioni, di vigilanza e controllo oltre che consultive. Negli Stati Uniti, la FERC è l'organismo federale di raccordo dei singoli regolatori statali. In Italia l'indipendenza del regolatore risulta al confronto particolarmente tutelata dal legislatore.

Modelli istituzionali a confronto

I regolatori indipendenti, sorti in questi anni soprattutto nel settore elettrico, si caratterizzano per diversi gradi di indipendenza e autonomia che fanno riferimento a modelli differenti in termini di natura dell'organo, carattere dell'indipendenza, competenze e poteri, procedure di trasparenza. La tavola 1.2, relativa a quattro autorità europee di regolazione del servizio elettrico, consente di mostrare alcune differenze.

Natura dell'organo

Nella maggior parte dei casi le autorità di regolazione sono organi collegiali: in

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 12 QUATTRO AUTORITÀ A CONFRONTO

	ITALIA (AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS)	SPAGNA (CNES)	REGNO UNITO (OFFER)	PORTOGALLO (ERSE)
RAPPORTO CON IL GOVERNO	Organo indipendente	Organo indipendente sottoposto al controllo di efficacia da parte del Ministero dell'industria e energia in cui è inserito	Organo indipendente inserito nel DTI (<i>Department of Trade and Industry</i>)	Organo indipendente
NATURA DELL'ORGANO	Organo collegiale com- posto da 1 presidente e 2 membri	Commissione compo- sta da 8 membri e 1 presidente	Organo monocratico <i>Director General of Electricity Supply (DGES)</i>	Organo collegiale com- posto da 1 presidente e 2 membri, affiancato da due organi consulti- vi (Consiglio Consultivo e Consiglio Tariffario) e un organo di controllo (Consiglio Fiscale)
PROCEDURE	Nomina del Presidente della Repubblica su proposta del Presidente del Consiglio previa ap- provazione dalle Com- missioni parlamentari competenti	Nomina per Decreto Reale su proposta del Ministero dell'industria previa approvazione delle Commissioni par- lamentari competenti	Nomina diretta da par- te del Ministro dell'in- dustria	Nomina diretta da parte del Consiglio dei ministri
DURATA	7 anni	6 anni	5 anni	5 anni per il Presidente e 3 anni per gli altri membri la prima volta (in futuro per tutti 5 anni)
RINNOVABILITÀ	Non rinnovabile	Rinnovabili una sola volta per altri 6 anni I membri della Commissione vengono comunque parzialmen- te rinnovati (4 o 5 membri) ogni tre anni	Rinnovabile una volta	Rinnovabile
NOMINA				
RIMOZIONE DALL'INCARICO	Non sono previste clausole specifiche di rimozione	Dimissioni accettate dal Governo, incapacità permanente emersa posteriormente alla nomina; condanna per reato doloso previa in- dagine e proposta mo- tivata dal Ministero dell'industria e avallata dal Governo	Incapacità o comporta- mento scorretto	Incapacità permanente o sopravvenuta dopo l'incarico, colpa grave comprovata
INCOMPA- TIBILITÀ CON IL MANDATO	Ogni attività profes- sionale e non Interessi economici diretti o in- diretti nelle imprese regolate	Regime generale di in- compatibilità stabilito dalla legge per tutte le altre cariche dello Stato	Carica esclusiva di ogni altro impegno profes- sionale Incompatibilità di inte- ressi economici o fi- nanziari nei settori re- golati	Carica esclusiva di ogni altro impegno professionale (eccetto la docenza) e sotto- stante al regime gene- rale di incompatibilità stabilito dalla legge per le alte cariche dello Stato. Incompatibilità con interessi economici o finanziari nei settori
ALTRE NORME A TUTELA DELL'INDI- PENDENZA	Per quattro anni dopo l'incarico divieto di col- laborazione, consulenze o impiego in imprese nel settore regolato	Divieto per due anni dopo la decadenza del- l'incarico di assumere attività professionali in relazione con il settore regolato		

↓
CONTINUA

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 12 QUATTRO AUTORITÀ A CONFRONTO

	ITALIA (AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS)	SPAGNA (CNES)	REGNO UNITO (OFFER)	PORTOGALLO (ERSE)
MODALITÀ DI FINANZIAMENTO	Contributo parafiscale sui ricavi dei soggetti regolati (massimo 1 per mille)	Contributo percentuale a carico di tutti i consumatori (0,5 per mille sulla tariffa elettrica)	Contributo sui ricavi dei soggetti regolati	Contributo sulla tariffa di trasmissione
RICORSO AVVERSO LE DECISIONI	Vie amministrative	Via giudiziaria ordinaria	Le controversie tra soggetti regolati e autorità di regolazione vengono giudicate dalla MMC (<i>Monopoly and Merger Commission</i>)	Ricorso amministrativo
TARIFFE	Definisce le tariffe e le aggiorna con il metodo del <i>price-cap</i>	Propone al Governo le tariffe dei settori regolati	Stabilisce le tariffe e la loro revisione periodica	Stabilisce le tariffe e i loro aggiornamenti
QUALITÀ	Definisce e sorveglia gli standard di qualità	Propone al Governo direttive sugli standard tecnici	Stabilisce gli standard (generali e specifici) di qualità del servizio e ne sorveglia l'applicazione	Stabilisce gli standard di qualità in collaborazione con il Direttore Generale dell'Energia (Min. Affari Economici)
FUNZIONI PRINCIPALI	CONCESSIONI	Propone al Ministero dell'Industria gli schemi di concessione, le modifiche o il rinnovo degli atti	Fornisce proposte e pareri al Governo	Rilascia le concessioni (<i>licenses</i>) per i nuovi entranti
	ASSETTI DI MERCATO	Fornisce osservazioni e proposte al Governo e al Parlamento	Fornisce pareri al Governo e al Parlamento partecipando al processo di definizione della legislazione del settore	Adotta decisioni, in accordo col Governo, in attuazione del suo compito primario di favorire la concorrenza
	CONSUMATORI E UTENTI	Valuta reclami degli utenti e modifica le condizioni di erogazione del servizio	Nessuna competenza diretta	Protegge gli interessi dei consumatori in materia di prezzo, qualità e continuità del servizio. Valuta i reclami degli utenti
POTERI	Richiesta di informazioni; ispezione, sanzioni	Richiesta di informazioni; ispezione	Richiesta di informazioni; ispezione	Tutela i consumatori in materia di qualità, prezzo e garanzia del servizio. Valuta i reclami degli utenti
PROCEDURE DI TRASPARENZA	Richiesta di informazioni; ispezione, sanzioni	Richiesta di informazioni; ispezione	Richiesta di informazioni; ispezione	Richiesta di informazioni; ispezione, sanzioni
RAPPORTI CON L'AUTORITÀ ANTITRUST	Richiesta di informazioni; ispezione, sanzioni	Richiesta di informazioni; ispezione	Richiesta di informazioni; ispezione	Richiesta di informazioni; ispezione, sanzioni

genere commissioni composte da un numero variabile di membri e da un presidente, che adottano decisioni a maggioranza. Il Regno Unito rappresenta un caso particolare dove il regolatore è un soggetto individuale (*Director General of Electricity Supply* di Offer, e *Director General of Gas Supply* di Ofgas). L'ampio spazio che il modello del regolatore individuale britannico lascia alle responsabilità di questo soggetto, tra l'altro dotato di poteri regolatori forti, ha sollevato non poche perplessità, solo in parte mitigate dalla condivisione da parte del Governo, almeno sul piano formale, dei principali poteri.

In Spagna, a garanzia della trasparenza dell'azione e del controllo dell'operato l'autorità è affiancata da commissioni in rappresentanza dell'amministrazione statale, delle amministrazioni autonome e delle parti sociali ed economiche coinvolte nella regolazione (soggetti regolati, consumatori, ambientalisti). Queste hanno specifiche funzioni consultive formalizzate in alcuni ambiti decisionali dell'autorità; i pareri sono obbligatori ma non vincolanti e devono essere in ogni caso resi pubblici.

In Portogallo le commissioni consultive hanno anche funzioni di controllo amministrativo e finanziario. Fino all'anno 2000, il Consiglio Consultivo dovrà approvare il bilancio dell'Autorità; dopo tale data dovrà vigilare che eventuali aumenti del bilancio non superino il tasso d'inflazione. Un altro organismo, il Consiglio Fiscale, nominato dai Ministri dell'economia e delle finanze, ha compiti di controllo finanziario e amministrativo.

Le procedure volte ad assicurare un'adeguata trasparenza hanno carattere fortemente innovativo. Oltre ai normali obblighi di pubblicazione delle decisioni e della relazione annuale, le consultazioni e audizioni con i soggetti coinvolti nelle decisioni del regolatore e, in Spagna e in Portogallo, l'interazione con specifici organi consultivi sono meccanismi che accomunano i regolatori indipendenti.

Grado di indipendenza dei regolatori

Benché formalmente indipendente dal Governo, in molti paesi il regolatore mantiene un rapporto (anche se solo di inserimento nella struttura) con il Ministero dell'industria o dell'energia.

Le diverse procedure di nomina e le modalità di finanziamento consentono di cogliere il grado di indipendenza e autonomia di cui effettivamente gode l'autorità di regolazione. Nel caso italiano e spagnolo, i commissari e il presidente vengono nominati dal vertice dello Stato (rispettivamente Presidente della Repubblica e Re) su proposta del Consiglio dei ministri, previa approvazione delle Commissioni parlamentari competenti. Nel Regno Unito e in Portogallo le nomine spettano al Governo e non richiedono l'iter dello scrutinio parlamentare. In tutti i paesi i candidati sono scelti fra persone di comprovata professionalità e neutralità rispetto ai settori regolati; quest'ultimo requisito è garan-

tito da norme piuttosto stringenti sul conflitto di interessi, concernenti l'incompatibilità con impegni professionali e pubblici di ogni genere e con interessi economici diretti e indiretti nei settori regolati. In Italia e in Spagna è espressamente vietata l'interazione professionale con i soggetti regolati per alcuni anni dopo la scadenza dell'incarico. In Italia il mandato, anche se più lungo di quello spagnolo, è l'unico non rinnovabile. Spicca nel caso dell'autorità italiana l'assenza nella legge istitutiva di specifiche clausole per la rimozione anticipata dall'incarico.

A garanzia della loro autonomia, le autorità di regolazione indipendenti non gravano in genere direttamente sul bilancio statale, ma sono finanziate con un contributo di natura parafiscale a valere sui ricavi dei soggetti regolati (Italia e Regno Unito) o sulle tariffe (Spagna e Portogallo).

Competenze e poteri

Le competenze dei regolatori indipendenti sono definite non solo dall'ampiezza degli ambiti di intervento (tariffe, standard di qualità, concessioni, assetti di mercato e protezione dei consumatori) ma anche e soprattutto dalla natura delle funzioni e degli strumenti. Si spazia dalla funzione consultiva, più o meno vincolante, rivolta al Governo e al Parlamento alla funzione normativa. A un estremo troviamo il modello inglese, che ha poteri normativi non solo sulle tariffe e sugli standard di qualità ma anche sulle concessioni e sugli assetti di mercato, all'altro il modello spagnolo in cui i poteri della Commissione sono di natura consultiva in tutti gli ambiti. I modelli italiano e portoghese si collocano in una posizione intermedia.

La possibilità per il regolatore elettrico inglese di adottare decisioni in materia di struttura di mercato che possono tradursi, come è accaduto, in scelte fondamentali per il futuro assetto del settore (anche se condivise almeno formalmente dal Governo) è da considerarsi un caso atipico che non trova riscontro non solo in altri paesi, ma anche nelle omologhe autorità britanniche preposte ai settori del gas e delle telecomunicazioni.

I poteri dei regolatori riguardano essenzialmente la richiesta di informazioni e le ispezioni in alcuni casi rafforzati da poteri di sanzione. Si tratta di poteri, in particolare quello di richiesta di informazioni essenziali per l'acquisizione dei dati necessari per lo svolgimento dei compiti di regolazione.

Note

- 1 AC n. 2258.
- 2 L'esclusione riguarda le imprese pubbliche e in monopolio legale che *"esercitano la gestione di servizi di interesse economico generale ovvero operino in regime di monopolio sul mercato"*, tuttavia temperata dalla precisazione che essa riguarda l'ambito *"strettamente connesso all'adempimento degli specifici compiti loro affidati"* (art. 8, comma 2, della legge n. 287/90).
- 3 AC n. 2579.
- 4 *Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione dell'Agenzia di regolazione dei servizi di pubblica utilità*, AS n. 359, XII legislatura.
- 5 AC 2231-387-959/A, recante anche due proposte di legge di contenuto analogo, ma maggiormente orientate alla tutela degli interessi dei consumatori (n. 387, primo firmatario on. Massimo Scalia, e n. 959, primo firmatario on. Aldo Rebecchi).
- 6 AS 359/B.
- 7 AS 2231/B.

PAGINA BIANCA

2. LO STATO DEI SERVIZI: L'ENERGIA ELETTRICA

Il settore elettrico italiano si appresta ad affrontare una fase di transizione caratterizzata da una graduale apertura del mercato, dall'uscita dal monopolio pubblico e dall'integrazione in un più ampio sistema elettrico europeo. L'analisi che segue è la rappresentazione di un quadro in evoluzione, destinato a mutare rapidamente in seguito agli interventi del Governo e del Parlamento, relativamente agli assetti del settore, e dell'Autorità, relativamente alla regolazione delle tariffe della qualità del servizio, e alla progressiva introduzione di meccanismi concorrenziali.

Nel descrivere lo stato del servizio elettrico si è quindi inteso dare particolare rilievo agli aspetti che, nella prospettiva di una maggiore apertura alla concorrenza, sembrano essere i più critici nel passaggio da un sistema monopolistico nazionale a un sistema di mercato europeo continentale.

L'età media avanzata degli impianti di generazione, l'elevato grado di dipendenza dall'olio combustibile (caso unico fra i paesi industriali avanzati) e la modesta presenza di impianti a tecnologia avanzata rappresentano alcuni degli elementi di debolezza del sistema produttivo nazionale e rendono possibili ampi margini di miglioramento nei rendimenti termodinamici.

I sussidi trasversali e incrociati fra fasce di utenza e di consumo ("fascia sociale" e regimi agevolati) introducono distorsioni in un sistema di prezzi che non riflette adeguatamente i costi di produzione e impedisce, soprattutto in un contesto concorrenziale, la corretta allocazione delle risorse. La struttura progressiva della tariffa all'utenza domestica, che pure ha contribuito al contenimento dei consumi e quindi al risparmio energetico, rappresenta anch'essa un meccanismo non adeguato sotto il profilo dell'efficienza economica. Il confronto internazionale illustra quanto i livelli dei prezzi dell'energia elettrica, al netto e al lordo delle imposte, penalizzino in modo particolare le piccole e medie imprese, l'artigianato e il settore terziario. Concorre a tale effetto anche il peso fiscale sull'elettricità, particolarmente elevato in Italia rispetto ad altri paesi europei, e inoltre particolarmente complesso e poco armonizzato con il sistema tariffario, specialmente nella prospettiva di una sua riforma.

Ulteriori elementi di debolezza sono individuabili sul piano della tutela ambientale e dell'innovazione tecnologica. I problemi di adeguamento ambientale degli impianti di generazione e i limiti, soprattutto in termini di costi e scarsa selettività, del sistema vigente di incentivi alla produzione da fonti rinnovabili sono in proposito indicativi.

L'assenza di rilevazioni sullo stato della qualità del servizio elettrico e l'esi-

genza di una sua regolamentazione che superi i limiti insiti nello strumento vigente, la Carta dei servizi, rappresenta una delicata area di intervento su cui l'azione dell'Autorità è destinata a incidere profondamente.

LA STRUTTURA DEL SERVIZIO ELETTRICO

Il ruolo del settore elettrico nell'economia italiana

L'industria elettrica influisce in maniera rilevante su diversi aggregati macroeconomici. Il fatturato delle aziende di produzione e di distribuzione elettrica nel 1996 può essere stimato pari a oltre 39.000 miliardi di lire (di cui oltre 36.000 in capo all'Enel) e contribuisce a circa l'8 per cento del fatturato lordo del settore industriale.

Il valore aggiunto ai prezzi di mercato del settore della produzione e distribuzione di energia elettrica, che la contabilità nazionale aggrega ai comparti del gas, vapore e acqua, ha contribuito nel 1996 per il 7,5 per cento alla formazione del valore aggiunto dell'industria in senso stretto e per il 2 per cento a quello dell'intera economia. Gli investimenti del settore sono stati pari a oltre 7.500 miliardi di lire (di cui 7.347 miliardi attribuibili all'Enel), circa il 3 per cento degli investimenti fissi lordi.

Minore è invece il rilievo occupazionale del settore. Nel 1996 gli addetti del settore sono risultati pari a oltre 100.000 unità, di cui oltre 95.000 dell'Enel, con un'incidenza del 3,6 per cento sull'occupazione dell'industria in senso stretto e dello 0,75 su quella totale. Negli ultimi anni gli occupati sono diminuiti costantemente, in conseguenza di politiche aziendali di ridimensionamento del personale, sia dell'Enel, sia degli altri operatori.

Il settore elettrico ha importanti riflessi anche sul saldo commerciale. Alle importazioni di energia elettrica, quale fonte secondaria, si aggiungono quelle dei combustibili utilizzati come fonti primarie nelle centrali termoelettriche. Il 56 per cento della produzione termoelettrica è infatti realizzato con olio combustibile. La dipendenza del fabbisogno interno di energia (consumo interno lordo) dalle importazioni raggiunge l'80 per cento, una quota maggiore di quella che si osserva negli altri paesi europei.

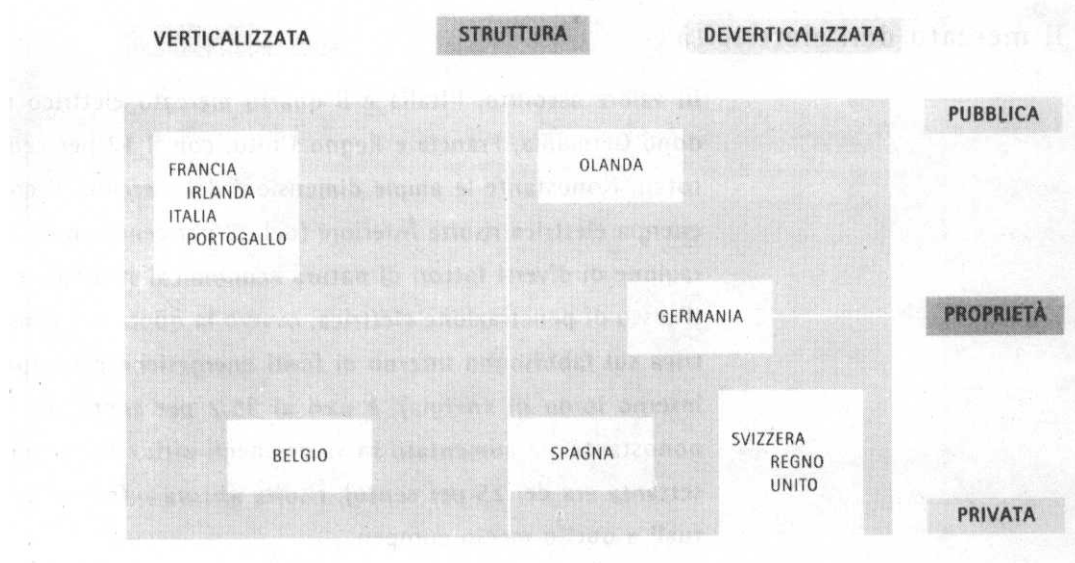
Il servizio elettrico in Italia

Il servizio elettrico può essere gestito secondo diverse modalità organizzative: può far capo a un unico proprietario che provvede alla gestione e al coordinamento delle diverse fasi (modelli verticalmente integrati), oppure a soggetti

proprietari diversi per ciascuna fase (modelli organizzativi decentrati o disintegrati verticalmente), oppure l'integrazione può riguardare solo alcune fasi (modelli misti). Riguardo al regime proprietario delle imprese, si distinguono sistemi elettrici a carattere prevalentemente pubblico (dove lo Stato o gli enti locali detengono la maggioranza assoluta o la quota di controllo del capitale di una porzione rilevante delle imprese del settore), a carattere privato o misto. Nel panorama europeo, il settore elettrico italiano rappresenta un sistema verticalmente integrato, a prevalenza di capitale pubblico (Fig. 2.1).

L'Enel SpA è l'operatore dominante del mercato italiano. Nel 1992 l'Ente nazionale per l'energia elettrica (costituito nel 1962) è stato trasformato in una società per azioni, posseduta interamente dal Ministero del tesoro. La società di diritto privato svolge funzioni di gestore della rete nazionale di tra-

FIG. 2.1 CLASSIFICAZIONE DEI PRINCIPALI SISTEMI ELETTRICI EUROPEI SECONDO IL GRADO DI INTEGRAZIONE E L'ASSETTO PROPRIETARIO DOMINANTE



smissione, di acquirente unico dell'energia prodotta e di dispacciatore; ha il monopolio nella trasmissione e una posizione dominante nella produzione e distribuzione.

Negli anni recenti la situazione di bilancio dell'Enel si è caratterizzata per un ampliamento degli utili lordi. I conti economici registrano utili dal 1986, dopo le perdite intervenute dal 1973, in seguito all'insufficiente adeguamento delle tariffe alle mutate condizioni di prezzo sui mercati internazionali delle fonti energetiche. Negli ultimi cinque esercizi la redditività sul capitale (Roe) è cresciuta, passando dall'1,8 per cento del 1992 al 4,8 per cento del 1996, favori-

ta dal miglioramento della gestione operativa e soprattutto di quella finanziaria. La redditività del capitale investito è passata dal 10,1 per cento del 1992 all'11,5 del 1996 e la redditività delle vendite è passata dal 20,0 per cento al 22,6 per cento nello stesso periodo, mentre il livello di capitalizzazione è aumentato di oltre la metà, attestandosi su un valore del 77,9 per cento rispetto al 37,6 per cento del 1992. Gli oneri finanziari hanno ridotto la loro incidenza sul fatturato dal 12,6 per cento al 6,8 per cento tra il 1992 e il 1996. Nell'ultimo esercizio considerato, l'indebitamento risulta composto per il 98 per cento a medio e lungo termine e dalla restante quota del 2 per cento da titoli a breve termine.

Sia l'Enel, sia alcune delle maggiori imprese elettriche degli enti locali presentano una struttura verticalmente integrata, operando nella generazione e nella distribuzione. In alcuni casi le imprese degli enti locali operano congiuntamente nella distribuzione di elettricità e nella fornitura di altri servizi pubblici, tra cui quelli a rete, come il gas e l'acqua.

Il mercato dell'elettricità

In valore assoluto, l'Italia è il quarto mercato elettrico nell'Unione Europea, dopo Germania, Francia e Regno Unito, con il 12 per cento circa dei consumi totali. Nonostante le ampie dimensioni del mercato, il consumo *pro capite* di energia elettrica risulta inferiore (del 23 per cento circa) alla media europea in ragione di diversi fattori di natura economica, strutturale e istituzionale.

Il tasso di penetrazione elettrica, ovvero la quota del consumo di energia elettrica sul fabbisogno interno di fonti energetiche per impiego finale (consumo interno lordo di energia), è pari al 35,2 per cento nel 1997. Tale rapporto, nonostante sia aumentato in valore negli ultimi venti anni (a metà degli anni settanta era del 25 per cento), risulta ancora inferiore di alcuni punti percentuali a quello medio europeo.

Dopo i tassi di crescita dell'ordine del 9,5 per cento, registrati nelle fasi di espansione tra il 1963 e il 1973, la dinamica dei consumi elettrici si è in seguito attestata su valori contenuti in pochi punti percentuali, riflettendo sia la progressiva maturità del mercato, sia il rallentamento del tasso di crescita dell'economia. Nel 1997 si è registrato un sostenuto incremento della domanda elettrica (3,7 per cento), superiore alla dinamica dei due anni precedenti (+ 1,0 per cento nel 1996 e + 2,6 per cento nel 1995). L'aumento ha riflesso l'accelerazione dei consumi per usi industriali, su cui ha principalmente agito l'espansione della produzione industriale di mezzi di trasporto e di beni di consumo durevole.

Nel 1997, in base a dati preliminari, la produzione netta di elettricità ha supe-

rato i 240.000 GWh (Tav. 2.1). Quasi l'80 per cento della produzione è di origine termica convenzionale; la produzione idroelettrica incide per il 19 per cento, mentre gli apporti delle fonti eoliche, solari e geotermiche non raggiungono l'1 per cento. Alla disponibilità interna concorrono inoltre, per circa

TAV. 2.1 **BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA**

Anno 1997; valori provvisori

DISPONIBILITÀ	GWh	COMPOSIZIONE PERCENTUALE
PRODUZIONE IDRICA NETTA	46.272	19,3
PRODUZIONE TERMICA NETTA	190.316	79,2
PRODUZIONE GEOTERMICA NETTA	3.672	1,5
PRODUZIONE EOLICA E FOTOVOLTAICA NETTA	106	0,0
TOTALE PRODUZIONE NETTA	240.366	100,0
POMPAGGI (-)	6.703	
PRODUZIONE INTERNA DESTINATA AL CONSUMO	233.663	85,7
IMPORTAZIONI NETTE	38.837	14,3
RICHIESTA TOTALE INTERNA	272.500	100,00
<i>CONSUMI</i>		
AGRICOLTURA	4.350	1,7
INDUSTRIA	134.600	52,9
TERZIARIO	57.000	22,4
USI DOMESTICI	58.550	23,0
TOTALE CONSUMI	254.500	100,0
PERDITE	18.000	6,6
RICHIESTA TOTALE INTERNA	272.500	100,0

Fonte: Elaborazione su dati Enel

il 14 per cento, importazioni nette di quasi 39.000 GWh. Al netto dei pompaggi, l'elettricità immessa sulla rete è stata di oltre 272.000 GWh.

Le importazioni provengono per il 90 per cento dalla Francia e dalla Svizzera; il restante 10 per cento affluisce dall'Austria e dalla Slovenia. A partire dai primi anni ottanta il saldo negativo degli scambi di energia elettrica con l'estero è quasi quadruplicato: il ricorso alle importazioni, originariamente resosi necessario per soddisfare il fabbisogno energetico in presenza di difficoltà di adeguare l'offerta interna, si è accentuato con la sospensione dei programmi di sviluppo dell'energia nucleare, anche favorito dalla natura dei contributi energetici-

ci relativi all'onere termico vigenti sino al giugno 1997.

Sempre nel 1997, il 52,9 per cento della disponibilità interna (al lordo delle perdite, pari a 18.000 GWh, il 6,6 per cento della richiesta interna) è stato assorbito dal settore industriale, il 23,0 per cento dagli usi domestici, il 22,4 per cento dal terziario e l'1,7 per cento dal settore agricolo. Al settore industriale è imputabile una quota di consumi (52,9 per cento) maggiore di quella degli altri principali paesi europei; di contro, l'assorbimento nei servizi si colloca fra il 7 e il 20 per cento al di sotto di quello che si osserva in Germania, Francia e Gran Bretagna.

Il servizio elettrico

Il servizio elettrico viene abitualmente suddiviso in tre fasi:

- *generazione*, concernente la produzione di energia elettrica, attraverso l'impiego di tecnologie e di fonti energetiche diverse;
- *trasmissione*, attività relativa al trasporto dell'elettricità attraverso la rete delle linee ad alta e altissima tensione. Comprende il *vettoriamiento*, con cui si intende l'attività di trasporto per conto terzi fino all'utente, e il *dispacciamento*, con cui si fa riferimento all'ordinamento operativo secondo criteri tecnici o economici degli impianti di generazione per fare fronte, istante per istante, alla richiesta di energia elettrica a livello nazionale;
- *fornitura*, che comprende la *distribuzione*, relativa all'erogazione di energia elettrica ai punti di prelievo e la *vendita*, attività di commercializzazione dell'energia elettrica all'utenza finale; quest'ultima comprende le attività di misurazione del consumo, fatturazione ed esazione.

A fianco di queste fasi si colloca la fornitura di altri servizi tra cui l'*approvvigionamento* delle fonti primarie, i *servizi ancillari o ausiliari di rete* (servizi connessi alla gestione delle reti di trasmissione/distribuzione quali riserva statica, servizi dinamici, regolazione di tensione), il *servizio di allacciamento* (deviazione della linea di distribuzione dalla rete al punto di prelievo dell'utente) e i *servizi post-contatore* (servizi a valore aggiunto connessi con l'utilizzo dell'energia elettrica da parte dell'utente finale).

Le fasi della trasmissione e della distribuzione, che presuppongono l'esistenza di una rete fissa, rappresentano un caso di monopolio naturale: è in generale inefficiente dal punto di vista dei costi duplicare la rete nella stessa area geografica. Ciò non esclude l'esistenza di reti a media tensione a livello regionale gestite da operatori diversi. L'attività di dispacciamento, ossia il coordinamento centralizzato dei flussi di sistema, viene normalmente gestita da un unico operatore nazionale; tuttavia, non vi sono

ragioni economiche che giustifichino la sua coincidenza con il proprietario della rete di trasmissione.

Nelle altre fasi del servizio elettrico, possono operare più imprese, anche se l'entrata di nuovi operatori può incontrare limiti di natura strutturale o contrattuale. La costruzione di nuove centrali elettriche comporta esborsi finanziari con tempi lunghi di recupero dell'investimento iniziale; allo stesso modo, la vendita di energia elettrica richiede elevati investimenti commerciali. Tuttavia, in entrambi i casi, la scala minima efficiente, che differisce a seconda della fonte primaria impiegata, nel caso della produzione, e del tipo di rete commerciale, nel caso della vendita, è molto inferiore alle dimensioni di un mercato nazionale, di ampiezza rilevante come nel caso dell'Italia. Inoltre, nel settore della generazione il progresso tecnologico ha abbassato la soglia dell'investimento minimo efficiente, con un conseguente allentamento dei vincoli finanziari, consentendo quindi l'entrata di operatori anche di dimensioni non grandi.

Generazione

Nella fase di generazione operano oltre 500 soggetti giuridici (compresi gli autoproduttori). L'attuale grado di concentrazione è elevato: l'Enel controlla infatti il 80,7 per cento del mercato, gli autoproduttori il 14,4 per cento, le imprese degli enti locali il 4,1 per cento e le altre imprese lo 0,8 per cento. Gli autoproduttori comprendono circa 200 società a prevalente capitale privato; le altre imprese (produttori indipendenti) sono più di 300, in prevalenza società a capitale privato proprietarie di piccoli impianti di derivazione idroelettrica (Tav. 2.2).

TAV 22 **POTENZA ELETTRICA EFFICIENTE NETTA PER CATEGORIA DI PRODUTTORI**
Confronto 1992-96. Dati in MW e valori percentuali

IMPIANTI	1992		1996		variazione percentuale 1996/92
	MW	%	MW	%	
ENEL	50.888	82,6	55.106	80,7	3,1
IMPRESE ELETTRICHE DEGLI ENTI LOCALI	2.580	4,2	2.784	4,1	2,8
ALTRE IMPRESE	363	0,6	556	0,8	7,9
AUTOPRODUTTORI	7.794	12,6	9.832	14,4	10,8
TOTALE	61.625	100,0	68.278	100,0	4,1

Fonte: Elaborazione su dati Enel

Dall'inizio degli anni '90, in conseguenza della contemporanea disponibilità tecnologica di nuove centrali alimentate da fonti rinnovabili, da un lato, e di incentivi statali a iniziative private (leggi dell'1 gennaio 1991, n. 9, e n. 10) a questi stessi impianti e alle fonti assimilate, dall'altro, si è assistito a uno sviluppo della produzione elettrica ottenuta con cogenerazione e cicli combinati. L'incidenza di questi ultimi è ancora modesta, ed è di fatto limitata agli impianti di proprietà privata. Essa è tuttavia destinata a rafforzarsi nel medio periodo, grazie alla realizzazione di programmi di costruzione o di riconversione di circa 20 impianti di questo tipo, secondo i programmi annunciati nel *Rapporto ambientale* dell'Enel per il 1996.

Il parco di generazione italiano è caratterizzato dal peso preponderante delle centrali termoelettriche che costituiscono il 70 per cento del totale del parco contro una media europea del 52,7 per cento, e da una minore presenza di quelle idroelettriche, che rappresentano poco meno del 30 per cento, una quota maggiore a quella che si riscontra in media in Europa (circa il 25 per cento). Sono invece assenti gli impianti elettronucleari, in conseguenza delle decisioni governative e parlamentari seguite all'incidente nucleare di Chernobyl e al *referendum* del 1987 sull'abrogazione degli incentivi alla localizzazione di nuovi impianti (Tav. 2.3).

TAV. 2.3 POTENZA ELETTRICA EFFICIENTE NETTA PER TIPO DI IMPIANTO

Confronto 1992-96. Dati in MW e valori percentuali

IMPIANTI	1992		1996		variazione percentuale 1996/92
	MW	%	MW	%	
IDROELETTRICI	19.351	31,4	19.876	29,1	2,7
TERMOELETTRICI	42.274	68,6	48.363	70,8	14,4
Tradizionali	41.803	67,8	47.878	70,1	14,5
Geotermoel.	471	0,8	485	0,7	3,0
EOLICI E SOLARI	0	0,0	39	0,1	-
TOTALE	61.625	100,0	68.278	100,0	10,8

Fonte: Elaborazione su dati Enel

Il parco di generazione è caratterizzato da una età media relativamente elevata, pari a oltre 22 anni nel caso degli impianti di produzione dell'Enel. Qualora si faccia più correttamente riferimento alla capacità installata, l'età scende a circa 19 anni: vi concorre l'aumento della dimensione media d'impianto intervenuto tra gli anni '50 e lo scorso decennio (da circa 70 MW a oltre 300 MW),

controbilanciato solo parzialmente dalla flessione della capacità media verso i 270 MW per impianto in atto dal 1990. Circa il 20 per cento della capacità è entrato in esercizio nel decennio in corso, una percentuale analoga a quella attivata prima del 1970.

All'interno della generazione termoelettrica un ruolo preponderante è svolto da impianti convenzionali a olio combustibile, i cui consumi incidono per oltre il 50 per cento sul complesso delle fonti primarie, contro una media europea inferiore al 10 per cento. Nel 1996 gli approvvigionamenti di olio combustibile dell'Enel sono stati assicurati per 5,2 milioni di ton. dai paesi produttori, per 3,5 milioni dalle compagnie petrolifere estere, per 6,4 milioni dai raffinatori nazionali e 7,5 milioni di tonnellate da *traders*. L'apporto nazionale si sta contraindendo a causa di difficoltà dei raffinatori nazionali nell'adeguare le caratteristiche del prodotto a requisiti qualitativi sempre più stringenti da parte della società elettrica.

Secondo dati elaborati dall'Enel, nel quinquennio 1992-96 il rendimento medio degli impianti termoelettrici di proprietà della società sarebbe aumentato dello 0,7 per cento, portando l'efficienza termodinamica al 37,6 per cento. Questo livello appare in linea con quelli che si riscontrano in ambito internazionale: una stima del rendimento termodinamico della generazione da impianti termoelettrici nell'anno 1995, espressa dal rapporto fra l'elettricità prodotta e l'*input* di combustibili fossili, colloca infatti l'Italia su un livello lievemente superiore a quello medio dei paesi dell'UE. L'efficienza complessiva del parco di generazione risulta tuttavia limitata dalla modesta dotazione di impianti di generazione a ciclo combinato.

I costi variabili di generazione dell'energia elettrica differiscono significativamente a seconda della fonte primaria impiegata. A determinare i differenziali di costo concorrono differenze nelle quotazioni internazionali delle fonti primarie, le caratteristiche della tecnologia e il diverso rendimento energetico dei processi e degli impianti. Stime di larga massima indicano che il costo variabile unitario dell'elettricità ottenuta dall'Enel con gas naturale è pari a circa due volte il costo della generazione a carbone, la fonte termica di maggiore convenienza relativa; in posizione intermedia si situa il costo della generazione con olio combustibile. Al di sopra del limite superiore dell'intervallo si collocerebbe il prezzo delle importazioni basate su contratti di lungo termine con garanzia di fornitura, che di fatto incorpora una parte del costo fisso dell'impianto; di contro, le importazioni marginali, flussi compensativi negoziati nel brevissimo periodo prevalentemente con la Francia (paese caratterizzato da modesti costi variabili di generazione) avrebbero un prezzo in linea con quello dell'energia ottenuta con carbone.

L'eterogeneità e i diversi rendimenti del parco di generazione, che si riflettono

nei differenziali di costo unitario, possono comportare vincoli di capacità, in presenza di modifiche dell'andamento temporale della domanda e del profilo di carico.

Trasmissione

L'Enel ha la proprietà dell'intera rete ad altissima tensione (380 kV) e svolge le funzioni di dispacciamento e vettoriamento; nell'alta tensione (220 kV) la proprietà dell'Enel riguarda il 94,6 per cento delle infrastrutture, mentre il restante 5,4 per cento è controllato dalle principali imprese elettriche degli enti locali e dagli autoproduttori.

Nel 1996, la rete italiana di trasmissione, che presenta una diversa "magliatura" tra Nord e Sud, aveva raggiunto un'estensione di 8.973 km (linee a 380 kV) e di 10.826 km (linee ad 220 kV). In tale anno, le perdite sulla rete di trasmissione e di distribuzione sono state del 6,6 per cento dell'energia richiesta, con una lieve riduzione rispetto al quadriennio precedente.

La capacità di interconnessione della rete italiana con i paesi confinanti è di circa 10.000 MW, la più elevata nell'Unione Europea, pari a oltre il 15 per cento della potenza installata netta. I principali collegamenti sono con la Francia (per 4.400 MW) e con la Svizzera (3.800 MW), mentre la quota restante si ripartisce fra l'Austria e la Slovenia'. Nel 1997 la capacità effettiva di scambio definita su base contrattuale, al netto delle cessioni occasionali o *spot*, è stata di circa 4.300 MW (pari al 43 per cento della capacità di trasporto), di cui 3.500 circa per contratti pluriennali e 800 per contratti annuali; nello stesso anno i corrispondenti flussi d'importazione sono ammontati a circa 36.000 GWh, per quasi due terzi provenienti dalla Svizzera e per circa un terzo dalla Francia.

Fornitura

Alla domanda finale di elettricità concorre l'energia distribuita dall'Enel, per l'83,7 per cento, e dalle imprese elettriche degli enti locali e dei produttori indipendenti (per il 6,6 per cento, complessivamente). Il residuo 9,7 per cento è rappresentato dai consumi degli autoproduttori. Le maggiori imprese elettriche comunali sono localizzate a Torino, Milano, Brescia e Roma, dove affiancano l'Enel nella fornitura all'utenza.

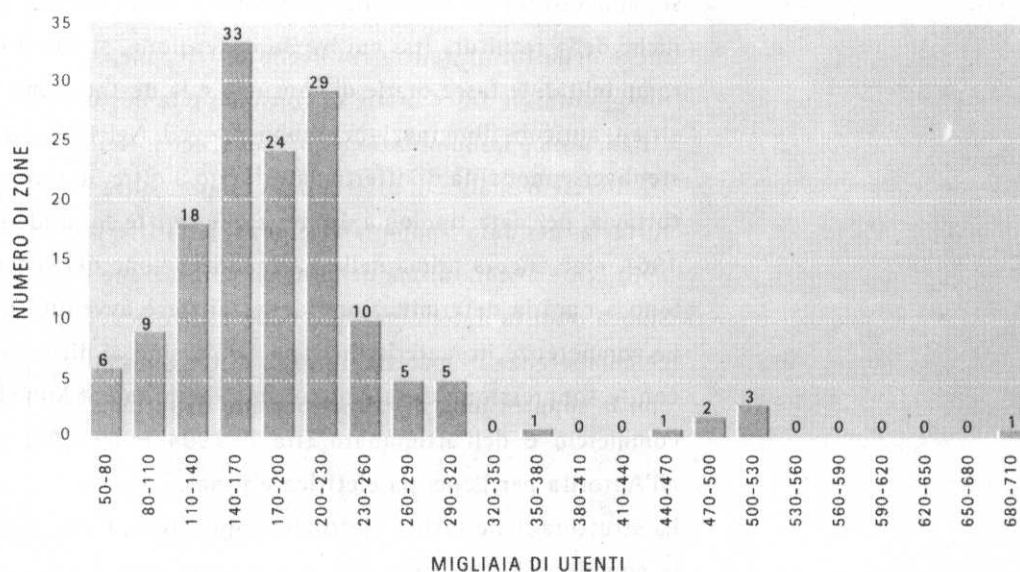
L'assetto della distribuzione elettrica dell'Enel è suddiviso in aree territoriali (compartimenti, distretti e zone, fino al 1997). Tale configurazione riflette prevalentemente scelte di natura organizzativa il cui intento principale è stato quello di ricalcare da vicino la suddivisione amministrativa del territorio nazionale. I livelli di costo e di efficienza della distribuzione elettrica differiscono significativamente sul piano territoriale. La necessità di perequazione imposta dal

vincolo di unicità territoriale della tariffa e, in futuro, la possibilità di ricorrere gradualmente a forme di concorrenza comparativa fra distributori operanti in aree geografiche diverse richiedono di valutare quanta parte dei divari rifletta differenziali oggettivi nelle condizioni del mercato locale.

Gli uffici dell'Autorità hanno avviato un'analisi dei costi sostenuti dall'Enel per la distribuzione di energia elettrica e delle loro differenze territoriali, come passo iniziale di uno studio che verrà esteso alle aziende degli enti locali.

L'anno preso a riferimento dallo studio è stato il 1996. L'attività di distribuzione era allora organizzata su 8 compartimenti, a loro volta suddivisi in 24 distretti e in 147 zone. A livello zonale, il numero di utenti serviti è assai variabile, con una prevalenza di bacini di piccola dimensione (Fig. 2.2).

FIG. 2.2 DISTRIBUZIONE DELLE ZONE ENEL PER CLASSI DI NUMEROSITÀ DELL'UTENZA



Fonte: Elaborazione su dati Enel

Il costo diretto unitario di distribuzione è esprimibile dal rapporto fra il costo per utente e i consumi fisici per utente. La minore variabilità territoriale del numeratore fa sì che le differenze nei consumi *pro capite* tra le varie aree del paese si riflettano quasi interamente in corrispondenti differenze del costo unitario dell'energia venduta: questo elemento tende a prevalere sull'effetto che lega in relazione inversa i costi fissi alla densità demografica. Sebbene la variabilità interzonale dei costi in parte rifletta differenti caratteristiche degli ambiti territoriali serviti, vi è anche indizio di significativi divari nei livelli di efficienza delle zone.

L'analisi quantitativa mostra che il costo di distribuzione dipende soprattutto

dal costo dei fattori di produzione e dal numero di clienti serviti. Tra i fattori che caratterizzano il territorio servito, l'ampiezza appare quello più significativo. Il costo diretto della distribuzione di energia elettrica risulta essere pari a circa un quarto dei costi totali e a un terzo dei costi diretti complessivi dell'azienda (al netto degli oneri finanziari, degli oneri tributari e dei costi comuni). Con un'opportuna allocazione dei costi non direttamente attribuibili, si può valutare che il costo totale di distribuzione ammonti a circa un terzo dei costi dell'Enel; oltre i tre quarti di questi ultimi sono riferibili alle zone dove ha un peso preponderante la gestione di reti e impianti.

TARIFFE E COSTI DELL'ENERGIA ELETTRICA

Le tariffe di fornitura di energia elettrica si differenziano in funzione di diversi parametri fra cui la potenza installata, l'entità del consumo, le specifiche tecniche della fornitura (tra cui livello di tensione, stabilità della frequenza, interrompibilità), le fasce orarie di consumo e la destinazione d'uso (usi civili, industriali, agricoli, illuminazione pubblica, ecc.). Nel 1997, la combinazione di queste diverse modalità di offerta dava luogo a oltre 50 tipologie tariffarie in Italia; tuttavia, per data tipologia di utenza, le tariffe sono identiche sul territorio dal 1961, cioè ancora prima della nazionalizzazione del sistema elettrico.

Sino a oggi la determinazione delle tariffe è avvenuta per via amministrativa. Le competenze in materia, in capo al Cip sino al dicembre 1993, sono passate, con la soppressione di tale organismo dapprima al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (fra il 1994 e il 1997) e dal 23 aprile 1997 all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La struttura delle tariffe elettriche applicate in Italia presenta tratti di notevole complessità. Nel 1974 alle vere e proprie tariffe di fornitura - articolate in una componente fissa, legata alla disponibilità della potenza (quota fissa) e in una variabile in relazione diretta ai consumi, volta a coprire i costi variabili di natura non energetica - si è aggiunto il cosiddetto sovrapprezzo termico ordinario. Tale sovrapprezzo mirava a permettere il trasferimento sul prezzo di fornitura delle variazioni dei costi di approvvigionamento dei combustibili attraverso un meccanismo di adeguamento semiautomatico. Sul prezzo finale incidono inoltre oneri fiscali (accise e IVA).

Nel corso degli anni, al sovrapprezzo termico si erano aggiunti altri sovrapprezzi, introdotti con finalità diverse dalla copertura degli oneri termici (ripiamento del conto onere termico presso la Ccse, finanziamento delle fonti rinnovabili e copertura di oneri conseguenti alla cessazione dei programmi di sviluppo dell'energia nucleare. Ne era derivata una situazione di scarsa trasparen-

za e di notevole distorsione nelle modalità di copertura dei costi di produzione e fornitura dell'elettricità, aggravata dalla presenza di numerose agevolazioni e dalla complessità del trattamento fiscale.

L'intervento normativo attuato dall'Autorità nel mese di giugno 1997 (delibera n. 70/97, cfr. Cap. 4 per una trattazione di maggiore dettaglio) ha modificato profondamente la struttura delle tariffe elettriche, agendo in particolare sui sovrapprezzi. Per effetto del provvedimento dell'Autorità, dal 1° luglio dello scorso anno la gran parte dei sovrapprezzi è stata infatti riassorbita nella tariffa; contestualmente, è stata disposta una revisione dei meccanismi che ne regolano la determinazione e l'aggiornamento periodico. Le tariffe di fornitura, al netto delle imposte indirette, si presentano ora suddivise in due parti distinte: la cosiddetta *parte A*, che, in estrema sintesi, comprende la precedente componente variabile della tariffa e i sovrapprezzi di natura non termica, e la cosiddetta *parte B*, destinata principalmente a finanziare gli oneri termici sostenuti dal sistema elettrico nazionale attraverso un meccanismo di ripartizione degli introiti radicalmente rivisto rispetto al passato.

Nel sistema tariffario italiano vi sono categorie di utenza o singole utenze che godono di condizioni tariffarie speciali per la fornitura di energia elettrica. Tali condizioni sono stabilite per legge o fissate da provvedimenti amministrativi che, per alcune categorie, sono in via di superamento o esaurimento. Le principali agevolazioni riguardano le forniture per usi domestici e alcune forniture industriali. L'analisi delle categorie d'utenza che godono, nell'attuale regime tariffario, di condizioni agevolate è stata oggetto di attenzione da parte degli uffici dell'Autorità quale attività propedeutica alle azioni intraprese nel corso del 1997.

La "fascia sociale"

I due parametri in base ai quali la normativa vigente individua gli utenti domestici da ammettere alle agevolazioni tariffarie sono la tipologia di prelievo, in termini sia di potenza impegnata, sia di energia elettrica consumata, e la residenza anagrafica nell'abitazione a cui la fornitura si riferisce; non si fa invece riferimento al reddito dell'unità familiare. Le agevolazioni sono concesse agli utenti che appartengono alla cosiddetta "fascia sociale", vale a dire utenti residenti in abitazioni con potenza impegnata non superiore ai 3 kW e con livelli di consumo inferiori a 150 kWh/mese effettuati nell'abitazione di residenza. La normativa prevede un trattamento agevolato sia sulla quota fissa della tariffa (lire/mese), sia sulla componente variabile della tariffa (lire/kWh). I consumi agevolati degli utenti domestici sono inoltre esentati da tutte le imposte e addizionali, con l'eccezione dell'IVA.

Per quanto riguarda la quota fissa per utente:

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 25 DISTRIBUZIONE PER CLASSI DI CONSUMO DEGLI UTENTI DOMESTICI ENEL

Anno 1996

CLASSI DI CONSUMO	UTENTI (migliaia)	CONSUMI ANNUALI (GWh)	CONSUMO MEDIO MENSILE (kWh)
DOMESTICI RESIDENTI FINO A 1,5 kW	794	871	91,3
FINO A 75 kWh	434	117	22,5
DA 75 A 150 kWh	183	244	111,1
DA 150 A 225 kWh	102	226	184,6
DA 225 A 300 kWh	45	141	261,1
OLTRE 300 kWh	30	143	397,2
DOMESTICI RESIDENTI DA 1,5 kW A 3,0 kW	17.191	42.405	205,6
FINO A 75 kWh	1.875	902	40,1
DA 75 A 150 kWh	4.137	5.992	120,7
DA 150 A 220 kWh	4.749	11.171	196,0
DA 220 A 295 kWh	3.435	10.607	257,3
DA 295 A 370 kWh	1.711	6.605	321,7
OLTRE 370 kWh	1.285	7.128	462,3
NON RESIDENTI FINO A 3 kW	3.679	2.905	65,8
OLTRE 3 kW	674	2.941	263,6
TOTALE	22.338	49.122	219,9

Fonte: Elaborazione su dati Enel

La struttura tariffaria riconosce ad ogni utente domestico residente condizioni agevolate su una parte (150 kWh mensili) dei consumi. Peraltro, al crescere dei consumi oltre una determinata soglia, la quantità fatturata alle aliquote agevolate viene progressivamente ridotta, fino al suo totale esaurimento (cosiddetto "recupero").

Per gli utenti con potenza impegnata fino a 3 kW il recupero della fascia sociale inizia a un livello di consumi pari ai 220 kWh e si completa a 370 kWh. In sostanza, per ogni kWh consumato oltre 220 e fino a 370 kWh, non solo l'utente paga la tariffa intera del rispettivo scaglione di consumo, ma perde progressivamente anche l'agevolazione sui consumi dei primi due scaglioni. Sugli stessi consumi si procede anche al recupero delle agevolazioni sulla quota fissa. Oltre i 370 kWh vige la tariffa piena.

Per gli utenti residenti con potenza impegnata fino a 1,5 kW, il meccanismo è analogo ma le soglie di recupero sono inferiori, per cui il recupero opera da 150 kWh/mese a 300 kWh/mese.

Il 3,6 per cento e il 77,0 per cento degli utenti domestici serviti nel 1996

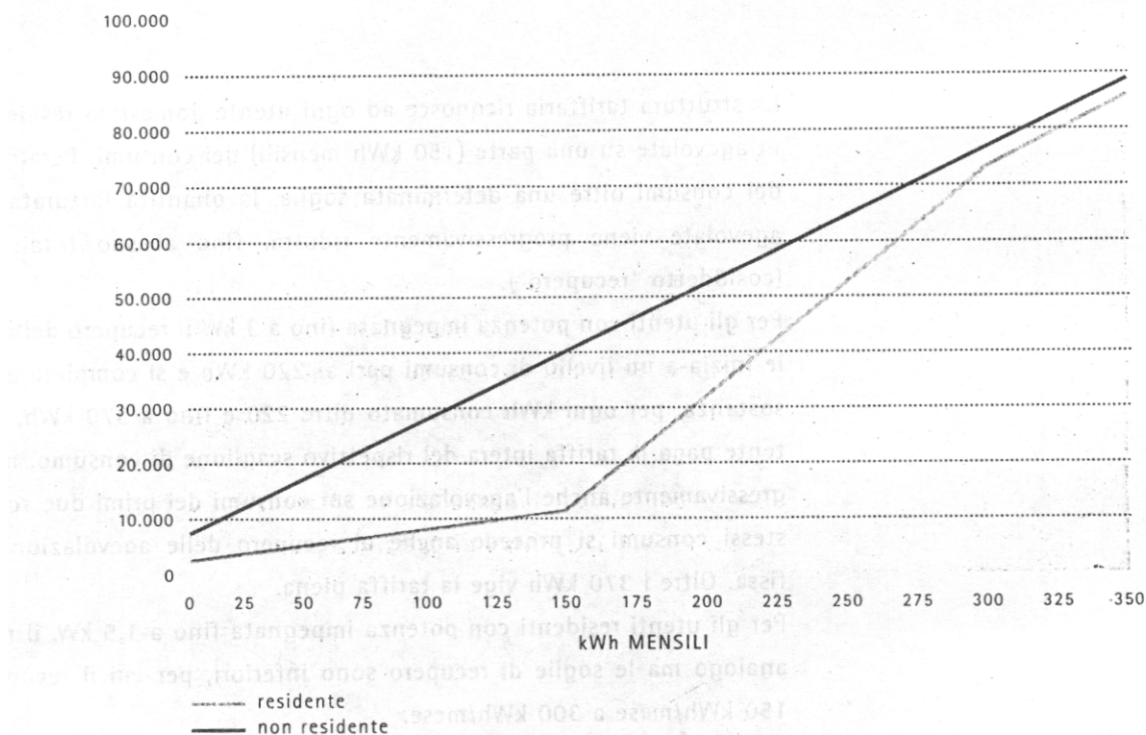
dall'Enel aveva in essere un contratto per residenti con potenza impegnata fino a 1,5 kW e da 1,5 a 3 kW; il consumo medio per utente è stato rispettivamente di 91 e 206 kWh/mese. I consumi medi delle restanti tipologie di utenza, gli utenti non residenti fino a 3 kW (16,4 per cento) e gli utenti con oltre 3 kW (3,0 per cento) sono rispettivamente pari a 66 e a 264 kWh; cfr. Tav. 2.5).

Nel 1996 il 63 per cento degli utenti domestici residenti dell'Enel con potenza impegnata di 3 kW ha beneficiato interamente dell'agevolazione, avendo consumato meno di 220 kWh/mese, mentre il 93 per cento ne ha beneficiato solo in parte, a causa del meccanismo di recupero parziale (avendo consumato più di 220 kWh/mese e meno di 370 kWh/mese) e il 7 per cento non ha goduto di alcuna agevolazione. Per gli utenti residenti con potenza impegnata fino a 1,5 kW, le percentuali sono rispettivamente pari al 77, al 96 e al 4 per cento. Nel complesso, poco più della metà degli utenti domestici dell'Enel nel 1996 ha beneficiato interamente delle agevolazioni previste per le utenze economicamente in stato di bisogno.

Il meccanismo di recupero delle agevolazioni introduce elementi di non linearità nella tariffa applicata agli usi domestici residenti e nel conseguente esbor-

FIG. 2.3 CONFRONTO FRA SPESA MENSILE PER L'ENERGIA ELETTRICA DELL'UTENTE DOMESTICO (RESIDENTE E NON RESIDENTE) CON IMPEGNO DI POTENZA FINO A 1,5 kWh

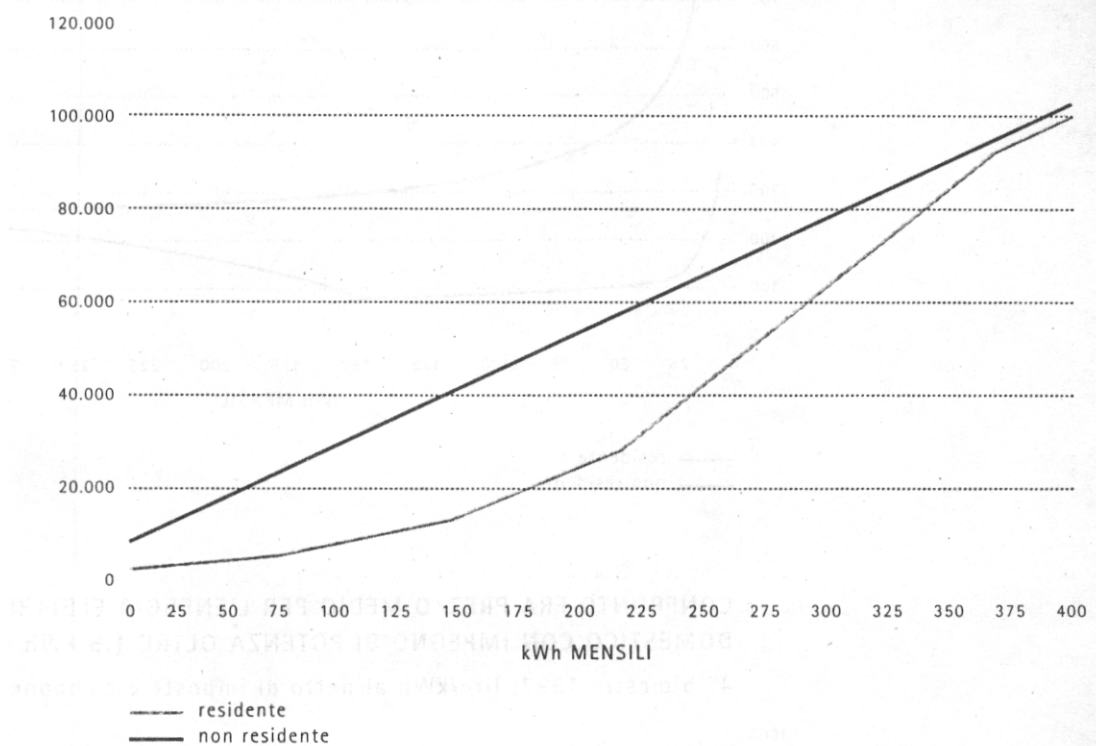
4° bimestre 1997; lire/mese al netto di imposte e componenti A1, A2, A3



so complessivo (Figg. 2.3 e 2.4). Il prezzo medio praticato agli utenti domestici (lire/kWh) presenta un lungo tratto crescente nella fascia di consumo che,

FIG. 2.4 CONFRONTO FRA SPESA MENSILE PER L'ENERGIA ELETTRICA DELL'UTENTE DOMESTICO (RESIDENTE E NON RESIDENTE) CON IMPEGNO DI POTENZA OLTRE 1,5 kWh E FINO A 3 kWh

4° bimestre 1997; lire/mese al netto di imposte e componenti A1, A2, A3



pur essendo al di fuori della fascia sociale, ancora beneficia almeno in parte delle agevolazioni; il rilievo della progressività tariffaria è accentuato dal fatto che essa opera nel segmento di consumo in cui ricade il consumo medio e oltre il 50 per cento di quello complessivo dell'utenza residente (Figg.2.5 e 2.6).

**Distorsioni allocative
della fascia sociale:
i sussidi incrociati**

L'attuale articolazione dei prezzi delle forniture domestiche determina forme di "sussidio incrociato" all'interno della stessa classe di fornitura: la tariffa "piena" è abbastanza elevata da coprire non solo il costo del servizio, ma anche l'agevolazione costituita dalle tariffe ridotte.

Il trasferimento incrociato emerge dal confronto fra costi e ricavi tariffari

FIG. 2.5 CONFRONTO FRA PREZZO MEDIO PER L'ENERGIA ELETTRICA DELL'UTENTE DOMESTICO (RESIDENTE E NON RESIDENTE) CON IMPEGNO DI POTENZA FINO A 1,5 kWh

4° bimestre 1997; lire/kWh al netto di imposte e componenti A1, A2, A3

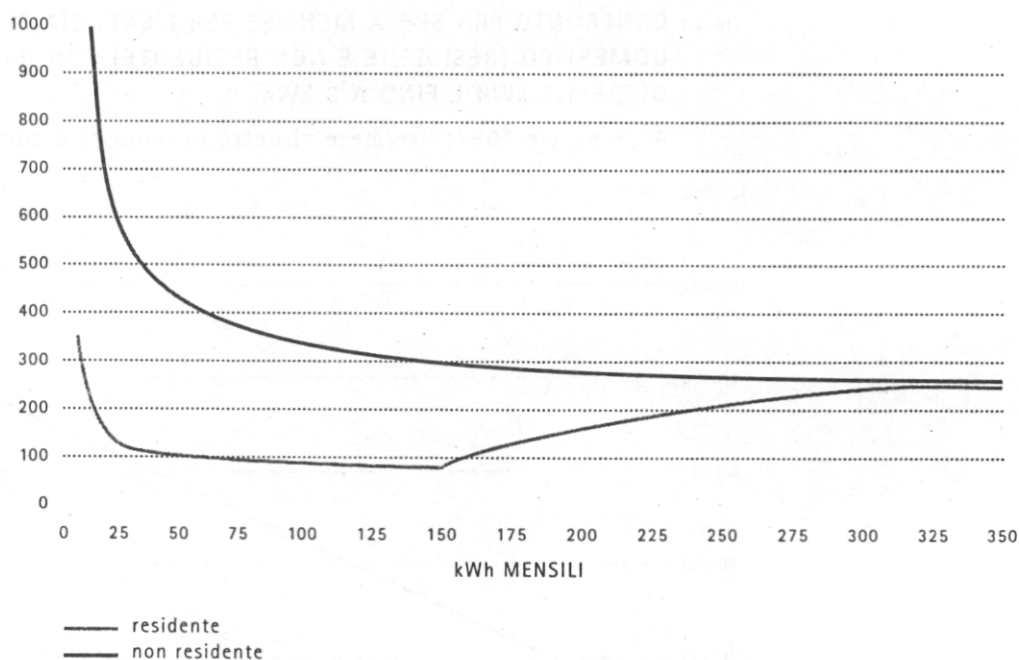
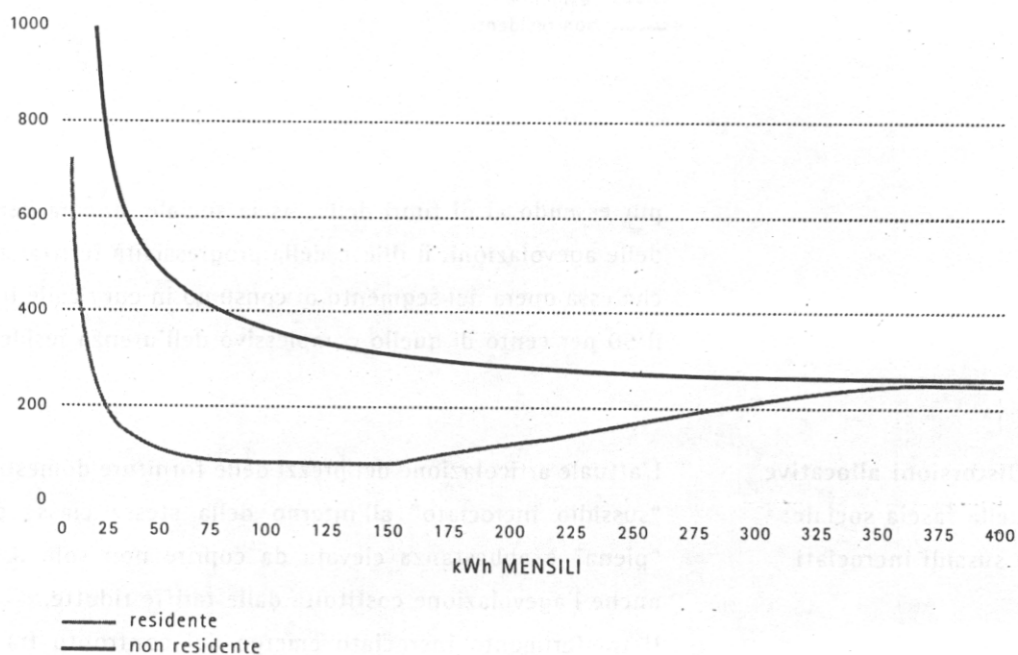


FIG. 2.6 CONFRONTO FRA PREZZO MEDIO PER L'ENERGIA ELETTRICA DELL'UTENTE DOMESTICO CON IMPEGNO DI POTENZA OLTRE 1,5 kWh E FINO A 3 kWh

4° bimestre 1997; lire/kWh al netto di imposte e componenti A1, A2, A3



riportato nella Tavola 2.6, elaborata in base ai soli dati dell'Enel relativi al 1996. Gli indici di copertura sono stati calcolati rapportando al costo attri-

TAV 2.6 PARTECIPAZIONE DEGLI UTENTI DOMESTICI ALLA COPERTURA DEI COSTI A ESSI ATTRIBUITI

Anno 1996

CLASSI DI POTENZA E DI CONSUMO	PERCENTUALE DEI CONSUMI	PERCENTUALE DEGLI UTENTI	INDICE DI COPERTURA DEI COSTI*
RESIDENTI FINO A 3 kW	88	81	86
FINO A 75 kWh	2	10	26
DA 75 A 150 kWh	12	19	38
DA 150 A 225 kWh	24	23	57
DA 225 A 300 kWh	22	16	99
OLTRE 300 kWh	28	13	151
NON RESIDENTI FINO A 3 kW	6	16	118
OLTRE 3 kW	6	3	165
TOTALE UTENTI DOMESTICI	100	100	93

* Rapporto percentuale tra i ricavi tariffari (relativi alla quota fissa, alla parte A della tariffa, al netto delle componenti inglobate e delle quote prezzo, e alla parte B della tariffa) al netto delle imposte e i costi totali

Fonte: Elaborazione su dati Enel

buito all'utenza domestica i ricavi tariffari destinati alla copertura di tale costo: quota fissa, parte A della tariffa al netto delle componenti inglobate, parte B della tariffa. La parte dei costi totali, sia fissi che variabili, da attribuire all'utenza domestica è stata determinata sulla base del profilo di prelievo di questa tipologia di utenza. Questi costi sono poi stati attribuiti alle classi di impegno e di consumo in funzione del numero di utenti, dell'impegno di potenza e del consumo di energia.

La tavola mostra anche che il complesso degli utenti domestici copre pressoché interamente i costi del servizio. Gli utenti residenti con consumi mensili fino a 225 kWh e potenza fino a 3 kW sono sussidiati a carico degli altri utenti domestici, di quelli non residenti e di quelli residenti con potenza impegnata superiore ai 3 kW.

Va rilevato che il calcolo sintetizzato nella tavola 2.6 è basato sui soli utenti serviti dall'Enel e sulle imputazioni dei costi effettuate dall'Enel stesso. Non è infatti ancora operativa alcuna separazione contabile fra le varie categorie di consumo, né sono attualmente disponibili meccanismi di verifica della correttezza delle imputazioni di bilancio.

Regimi tariffari speciali per utenze industriali

Gli utenti industriali ammessi ai regimi tariffari speciali sono le Ferrovie dello Stato (di seguito FS), la Società Terni e sue aventi causa, i produttori di alluminio primario e i produttori di alcuni settori a elevato consumo di elettricità. A questi regimi speciali si aggiungono alcuni trattamenti preferenziali motivati dalla peculiarità della tipologia del prelievo. I regimi tariffari speciali oggi in vigore per queste utenze sono sintetizzati nelle Tavole 2.7 e 2.8. Nella tavola 2.7 il livello della tariffa media normale corrisponde al prezzo che si dovrebbe applicare in assenza di tali regimi, per forniture con le stesse caratteristiche di prelievo e uguali livelli di consumo.

Ferrovie dello Stato

Alle FS si applicano le condizioni speciali di fornitura previste dal DPR 22 maggio 1963, n. 730, art. 4, comma 2, per compensare l'ente ferroviario del trasferimento all'Enel degli impianti elettrici al momento della nazionalizzazione delle società elettriche. Il prezzo di vendita risulta riferito agli oneri che le FS avrebbero sostenuto per l'esercizio degli impianti trasferiti. Inoltre, le tariffe si differenziano in funzione dell'uso che le FS fanno di questa energia: trazione o servizi.

TAV 2.7 REGIMI TARIFFARI SPECIALI PER UTENTI INDUSTRIALI

CATEGORIE DI UTENZA	PARTE A DELLA TARIFFA	COMPONENTI A1, A2 E A3	PARTE B DELLA TARIFFA
FERROVIE DELLO STATO			
FS Trazione fino a 3300 GWh/a	Soggette in misura ridotta	Soggette solo alla componente A3 bis	Totale esenzione
FS Trazione oltre 3300 GWh/a	Soggette in misura normale	Soggette alle componenti A1 e A3 in misura ridotta e alla componente A2 in misura normale	Soggette in misura ridotta
FS Servizi fino a 152 GWh/a	Soggette in misura ridotta	Soggette solo alla componente A3 bis	Totale esenzione
SOCIETÀ TERNI E SUE AVENTI CAUSA (FINO A 1600 GWh/a)	Soggette in misura ridotta	Soggette solo alla componente A3 bis	Totale esenzione
ALLUMINIO PRIMARIO	Soggetti in misura normale	Soggetti in misura ridotta	Soggetti in misura ridotta
SETTORI AD ELEVATO CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA	Soggetti in misura ridotta	Soggetti in misura normale	Soggetti in misura normale
UTENZE SOTTESE E COMUNI RIVIERASCHI	Soggette in misura normale	Soggette solo alla componente A3 bis	Totale esenzione
ALTRE UTENZE (TITOLARI DI CONCESSIONI IDROELETTRICHE)	Soggetti in misura normale	Totale esenzione	Totale esenzione

Fonte: Normativa nazionale

TAV. 28 REGIMI TARIFFARI SPECIALI NELL'UTENZA INDUSTRIALE: DIMENSIONE DELLE AGEVOLAZIONI

CATEGORIA DI UTENZA	CONSUMO 1996 GWh	TARIFFA MEDIA ORDINARIA (Lire/kWh)	TARIFFA MEDIA AGEVOLATA (Lire/kWh)
FERROVIE DELLO STATO			
FS Trazione	4.892	102,15	33,65
FS Servizi	342	195,83	147,64
SOCIETÀ TERNI E SUE AVENTI CAUSA	1.600	102,49	24,42
ALLUMINIO PRIMARIO	2.636	83,94	37,44
SETTORI AD ELEVATO CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA	3.850	93,80	87,68

Note:

- I livelli di tariffa comprendono le componenti inglobate nella parte A della tariffa e la parte B
- Per le FS trazione la tariffa media normale è stata calcolata considerando il prezzo di una fornitura multioraria di 4892 GWh con le stesse caratteristiche di prelievo e le componenti A inglobate nella tariffa e la parte B per la generalità delle forniture in alta tensione.
- Per le FS servizi i consumi corrispondenti sono attribuiti per metà a forniture in media tensione e per metà a forniture in bassa tensione. La tariffa media normale è calcolata come media ponderata delle tariffe medie applicate alle forniture in media tensione e alle forniture in bassa tensione, ponderata rispetto ai consumi.
- Per i rimanenti tre settori ad elevato consumo di energia elettrica, i consumi sono attribuiti a forniture in alta tensione tranne che per 74 GWh attribuiti a forniture in media tensione. L'aliquota della tariffa media normale è stata calcolata come media ponderata tra l'aliquota della tariffa media alta tensione e quella della tariffa in media tensione, con pesi espressi dai rispettivi consumi

Fonte: Normativa nazionale

Per la trazione, le forniture fino a 3.300 GWh annue:

- godono di un trattamento più favorevole per quanto riguarda la tariffa al netto delle componenti inglobate nella parte A e della parte B;
- sono esentate dal pagamento delle componenti A1, A2 e A3 inglobate nella parte A della tariffa;
- sono soggette alla componente A3 bis.

Gli ulteriori consumi oltre la soglia dei 3.300 GWh sono soggetti alle componenti inglobate nella parte A ed alla parte B della tariffa. Fatta eccezione per la componente A2, le aliquote applicate sono tuttavia inferiori a quelle previste per la generalità degli utenti allacciati in alta tensione.

Per le FS servizi, le forniture fino a 152 GWh annue godono delle stesse condizioni di quelle per trazione fino a 3.300 GWh.

Società Terni e sue aventi causa

Analogamente alle FS, per tale categoria di utenza si applicano le speciali condizioni di fornitura previste dall'art. 6 del dPR 21 agosto 1963, n. 1165 relativo al trasferimento all'Enel degli impianti elettrici della società Terni al momento della nazionalizzazione delle società elettriche.

Sulla base del dPR, l'Enel è tenuta a fornire alla società Terni e alle società sorte dalla privatizzazione di quest'ultima una determinata quantità di energia elettrica, a un prezzo di fornitura pari a quello praticato mediamente nel periodo 1959-61 dal settore elettrico alla Terni per attività diverse dalla produzione di elettricità. L'art. 20, comma 4, della legge n. 9/91 ha prorogato dal 31 dicembre 1992 (data di scadenza media delle concessioni idroelettriche) fino al 2001 le condizioni di fornitura speciali a prezzi e quantità invariate. Nei sei anni successivi i prezzi dovranno essere gradualmente riallineati ai livelli normali. L'agevolazione accordata alla società Terni e ai suoi aventi causa consiste nell'esenzione dal pagamento delle componenti A1, A2, A3 della parte B della tariffa e nel pagamento della componente A3 bis per forniture pari a circa 1.600 GWh annui.

Settori a elevato consumo di energia elettrica

L'attuale regime tariffario relativo alle forniture per la produzione di alluminio primario prevede l'applicazione di speciali aliquote per le componenti inglobate nella parte A e della parte B della tariffa fino al 31 dicembre 2005, secondo quanto disposto dal DM del 19 dicembre 1995 e successivamente prorogato. Tuttavia, la preesistente agevolazione relativa alla parte A netta è stata abolita dal decreto; attualmente, tali forniture sono soggette a una normale tariffa multioraria. La fornitura di elettricità per la produzione di alluminio a tariffe agevolate ma comunque superiori ai costi marginali di generazione elettrica nei due casi in cui trova applicazione (si tratta di impianti ubicati in Sardegna e in Veneto), è stata giustificata in base alla considerazione che essa consente comunque di attenuare l'eccesso di capacità elettrica in aree strutturalmente eccedentarie³. Altri utenti a elevato consumo di energia elettrica comprendono le aziende produttrici di zinco elettrolitico, gli stabilimenti per la produzione specializzata di alcune ferroleghie nonché per l'elettrolisi dei cloruri alcalini, per i quali, ai sensi dei provvedimenti Cip 30 dicembre 1982, n. 58, 13 aprile 1984, n. 12, 3 agosto 1984, n. 26 e 14 dicembre 1993, n. 15, sono previste riduzioni della parte A netta della tariffa; tali agevolazioni si ridurranno gradatamente fino al 30 giugno 1999.

Il provvedimento Cip n. 15/93 ha stabilito che la riduzione della componente poi conferita nella parte A netta della tariffa fosse portata al 45 per cento dall'1 luglio 1994 e gradualmente ridotta di nove punti percentuali all'anno, fino al suo completo esaurimento.

I trattamenti preferenziali accordati ai settori a elevato consumo di energia elettrica, come quelli di cui godono le produzioni di alluminio primario, vennero istituiti negli anni settanta quando, dopo il brusco aumento del prezzo del

petrolio sui mercati internazionali, il controllo delle tariffe elettriche venne orientato a sostenere la posizione competitiva di alcuni settori ad alta intensità energetica.

Ulteriori regimi tariffari speciali riguardano i prelievi di energia delle cosiddette utenze "sottese" (ossia delle utenze ubicate in prossimità di dighe) e dei comuni rivieraschi⁴, destinati a uso esclusivo di pubblici servizi, e le forniture regolate da convenzioni di cui alla legge n. 529/82⁵. Queste utenze erano esonerate dal pagamento del sovrapprezzo termico; la delibera n. 70/97 ha confermato l'esenzione dall'applicazione della parte B. I titolari di concessioni idroelettriche i cui impianti sono stati trasferiti all'Enel sono stati esentati dal pagamento anche dalle componenti inglobate nella parte A della tariffa, confermando il trattamento in vigore in precedenza. Le utenze sottese e i comuni rivieraschi sono stati esentati dalle componenti A1, A2 e A3 inglobate nella parte A della tariffa e assoggettate alla componente A3bis.

LA FISCALITÀ INDIRETTA

Il regime fiscale delle forniture di energia elettrica vigente in Italia presenta notevole complessità. La situazione riflette obiettivi che nel corso degli anni sono stati attribuiti alla fiscalità energetica, tra cui controllo della domanda e delle importazioni, risparmio energetico, finanziamento degli enti territoriali, redistribuzione del reddito.

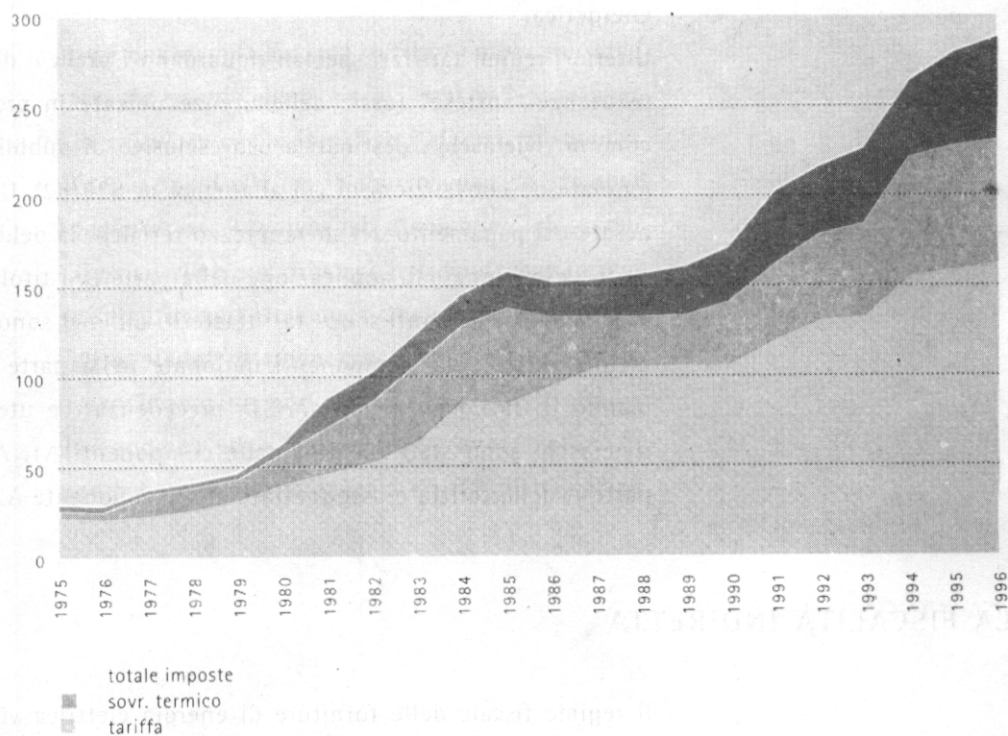
Le origini

La coesistenza di un'imposizione ordinaria relativamente elevata con agevolazioni estese risale al periodo successivo alla crisi petrolifera dei primi anni settanta. Vi concorsero la finalità di contemperare la ricerca di fonti di gettito relativamente stabili rispetto al ciclo con quella di attenuare il carico fiscale su determinate fasce di utenza, per ragioni redistributive (utenze domestiche) e di sostegno settoriale (forniture per altri usi). L'incidenza della fiscalità sul prezzo finale delle forniture domestiche si è comunque innalzata prima sul finire degli anni ottanta, quando vennero istituite le addizionali comunali e provinciali, poi negli ultimi anni, in relazione a pressanti esigenze di riequilibrio del bilancio pubblico (Fig. 2.7).

Il sovrapporsi di regimi tributari diversi non appare più giustificabile sul piano allocativo. La necessità di un riordino scaturisce dall'opportunità di rafforzare le finalità di tutela ambientale del prelievo, dall'impulso all'armonizzazione delle accise che si registra in ambito europeo e dall'esigenza di raccordare i meccanismi tributari con quelli tariffari.

FIG. 2.7 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI DOMESTICI

Lire/kWh; valori medi annui



Fonte: Elaborazione su dati Enel

Tassazione dei combustibili per la generazione elettrica

Il trattamento tributario dei combustibili impiegati nella generazione di elettricità va distinto da quello relativo ai consumi. Entrambi sono disciplinati dal *Testo Unico sulle accise* (Dlgs. 26 ottobre 1995, n. 504), che ha dato sistemazione alla legislazione.

Per quanto riguarda la generazione, olio combustibile e gasolio sono soggetti a un'accisa che incide per oltre il 15 per cento sul rispettivo prezzo lordo; l'impiego

TAV. 2.9 ACCISE GRAVANTI SUI COMBUSTIBILI IMPIEGATI NELLA GENERAZIONE ELETTRICA IN ITALIA

Anno 1997

FONTE PRIMARIA	UNITÀ DI MISURA	PRODUZIONE	AUTOPRODUZIONE
OLIO COMBUSTIBILE	lire /ton	28.400	1.000
GASOLIO	lire/1.000 lt	23.800	840
GPL		ESENTE	ESENTE
METANO		ESENTE	ESENTE
CARBONE		NON SOGGETTO	NON SOGGETTO

Fonte: Legislazione nazionale

per autoconsumo fruisce di un'agevolazione rilevante. Gpl e metano sono esenti dal tributo, mentre nel caso del carbone non è prevista alcuna tassazione (Tav. 2.9). Trattamenti preferenziali per gas naturale e carbone impiegati nella generazione elettrica si riscontrano nella maggior parte dei paesi europei; in Italia è minore che altrove il prelievo sull'olio combustibile (Tav. 2.10).

TAV 2.10 ACCISE GRAVANTI SUI COMBUSTIBILI IMPIEGATI NELLA GENERAZIONE ELETTRICA: CONFRONTO TRA PAESI DELL'UE

PAESI	ANNO O TRIMESTRE DI RIFERIMENTO	OLIO COMBUSTIBILE PESANTE Lire/ton	GAS NATURALE Lire/10'Kcal	CARBONE Lire/ton
AUSTRIA	1994	0	0	0
BELGIO	III 1996	10.023	0	0
DANIMARCA	III 1996	0	non disponibile	non disponibile
FINLANDIA	III 1996	68.273	non disponibile	38.348
FRANCIA	III 1996	34.765	non disponibile	0
GERMANIA	1994	54.725	41.691	0
GRECIA	III 1996	83.070	non disponibile	non disponibile
IRLANDA	II 1996	25.893	0	0
ITALIA	III 1996	28.400	0	0
LUSSEMBURGO	1996	non disponibile	non disponibile	non disponibile
OLANDA	I 1996	65.239	16.464	22.834
PORTOGALLO	1996	0	non disponibile	0
SPAGNA	III 1996	25.736	0	non disponibile
SVEZIA	1993	28.266	non disponibile	non disponibile
REGNO UNITO	1990	17.555	0	0

Fonte: Elaborazione su dati IEA

Tassazione dei consumi elettrici

Il regime di tassazione dell'energia elettrica differisce a seconda dei suoi impieghi. L'elemento caratterizzante l'imposizione sulle forniture domestiche è l'agevolazione prevista per i consumi effettuati in fascia sociale. In analogia con la struttura tariffaria, le agevolazioni sono inversamente proporzionali all'ammontare dei consumi, secondo il medesimo meccanismo di decumulo dei chilowattora agevolati applicato per la tariffa. Tenendo conto dei trattamenti agevolati, si può stimare che nel 1995 l'incidenza implicita del prelievo sul prezzo finale dell'elettricità per usi domestici fosse dell'ordine del 25 per cento. Si tratta di un livello di imposizione maggiore di quello riscontrabile nei principali paesi europei, ma comunque più contenuto di quello relativo a gas naturale e benzina (Tav. 2.11).

TAV. 211 TASSAZIONE DI ALCUNI PRODOTTI ENERGETICI: CONFRONTO TRA PAESI DELL'UE
Anno 1995

PAESI	ENERGIA ELETTRICA PER USI DOMESTICI			PREZZO FINALE: COMPONENTE FISCALE		
	ALIQUOTA IVA IN %	ACCISA Lire/kWh	PREZZO FINALE Lire/kWh	ELETTRICITÀ IN %	GAS NATURALE IN %	BENZINA SENZA PIOMBO IN %
AUSTRIA	20,0	0,0	268,7 (*)	16,7	16,7	67,2
BELGIO	21,0	2,7	283,8 (*)	17,9	21,0	72,3
DANIMARCA	25,0	125,1	340,1	56,8	20,0	70,7
FINLANDIA	22,0	0,0	177,2	18,0	25,6	74,2
FRANCIA	20,6	14,3	271,6	21,5	16,4	80,2
GERMANIA	15,0	22,6	333,3	19,8	19,2	76,3
GRECIA	18,0	0,0	184,6	15,3	n.d.	69,9
IRLANDA	12,5	0,0	215,3	11,2	11,1	66,3
ITALIA	10,0	41,8	275,7	24,0	42,6	73,2
LUSSEMBURGO	6,0	0,0	238,4	5,8	5,7	67,2
OLANDA	17,5	5,6	221,5	17,3	19,4	74,1
PORTOGALLO	5,0	0,0	294,5	4,8	n.d.	70,9
SPAGNA	16,0	0,0	316,2	13,8	15,1	67,6
SVEZIA	25,0	20,6	153,9	33,4	n.d.	73,5
REGNO UNITO	8,0	0,0	202,4	7,4	7,4	73,6
MEDIE UE	16,1	15,5	251,8	18,9	18,3	71,8

(*) Anno 1994

Fonte: Elaborazione su dati IEA

Le forniture per usi diversi sono tassate con aliquote differenziate per classi di potenza e scaglioni di consumo; il profilo delle aliquote è cedente, in analogia con quello tariffario. Un tratto caratteristico dell'attuale assetto sono le agevolazioni accordate a particolari settori e impieghi. Tali trattamenti riguardano principalmente le forniture a edifici destinati a usi agricoli, le forniture soggette a tariffa multioraria e una parte degli autoconsumi dell'industria. Fruisce dell'esenzione integrale l'energia prodotta con fonti rinnovabili o assimilate in impianti di piccola dimensione. Nel 1996 godevano dell'esenzione dall'accisa erariale circa 63.000 GWh (di cui 21.000 per uso domestico), pari a quasi un quarto dell'elettricità immessa sulla rete italiana.

Struttura dell'imposizione sui consumi di elettricità

Sia per le forniture domestiche, sia per gli altri usi, il prelievo si articola in quattro tributi: imposta erariale e relativa addizionale, addizionale comunale ed IVA. Per gli usi domestici, la struttura dell'imposizione è la seguente:

- *imposta erariale*: grava sui consumi eccedenti la fascia sociale (utenti con potenza impegnata non superiore a 3kW e con consumi inferiori a 150 kWh/mese effettuati nell'abitazione di residenza), con l'aliquota di 9,1 lire per kWh;
- *addizionale erariale*: prevede aliquote differenziate fra utenti residenti (8 lire/kWh, per consumi eccedenti la fascia sociale) e non residenti (11,50 lire/kWh per la totalità dei consumi); il gettito è destinato al finanziamento degli enti locali;
- *addizionale comunale*: colpisce i consumi con un'aliquota di 28 lire/kWh, esclusa la fascia sociale (l'omologa addizionale provinciale non è invece applicata alle forniture domestiche);
- *imposta sul valore aggiunto*: grava sulla totalità della bolletta, incluse le quote fisse, le fatturazioni in fascia sociale e le altre imposte; dal febbraio del 1995 l'aliquota è del 10 per cento.

Per gli altri usi, si ha invece la struttura seguente, in cui è anche presente un'addizionale provinciale:

- *l'imposta erariale* grava in misura maggiore sui primi 200.000 kWh mensili (soggetti all'aliquota di 4,10 lire/kWh) rispetto ai consumi eccedenti tale limite (2,45 lire/ kWh);
- *l'addizionale erariale* presenta aliquote differenziate a seconda della potenza installata: 4,10 lire/kWh fino a 30 kW, 10,10 lire/kWh da 31 a 3.000 kW, e 4,10 lire/kWh oltre 3.000 kW;
- *l'addizionale comunale* colpisce le utenze con potenza installata fino a 200 kW con un'aliquota di 6,50 lire/kWh, limitatamente ai primi 200.000 kWh consumati; la medesima tipologia di consumi è inoltre soggetta a un'*addizionale provinciale*, con un'aliquota di 11,50 lire/kWh;
- le aliquote dell'*imposta sul valore aggiunto* sono pari al 10 per cento nel caso delle attività manifatturiere, estrattive e editoriali, e al 20 per gli altri usi, inclusa l'illuminazione pubblica.

Finalità ambientali e proposte di armonizzazione europea

Il tentativo più ambizioso di impiegare la fiscalità energetica per fini di tutela dell'ambiente è stato compiuto nei primi anni novanta, con la proposta di introdurre a livello europeo un prelievo proporzionale al contenuto di anidride carbonica (la cosiddetta *carbon tax*).

Le linee guida contenute nella proposta di Direttiva avanzata dalla Commissione CEE nel 1992 prevedevano un tributo volto a colpire i consumi di energia, in particolare le emissioni di anidride carbonica⁶. La tassa si prefiggeva di limitare le emissioni di gas che si ritiene possano contribuire al cosiddetto *effetto serra*

e di accrescere l'efficienza nell'impiego dell'energia, stabilizzando entro l'anno 2000 le emissioni sui livelli del 1990. Il gettito della nuova imposta avrebbe dovuto essere "re-impiegato" per mitigare l'imposizione sul lavoro, permettendo così di cogliere i frutti di un "doppio dividendo": correzione delle esternalità ambientali e sostegno all'occupazione. Giudicata restrittiva e dannosa per la competitività dell'industria europea da parte di alcuni stati membri, la proposta non venne mai incorporata in un accordo operativo.

Le difficoltà di giungere a un accordo sono alla base di iniziative più recenti, anch'esse sorte in sede europea, volte ad armonizzare le accise sui prodotti energetici piuttosto che a introdurre forme di tassazione esplicita delle emissioni nocive. La necessità di riformare il trattamento tributario dell'energia elettrica scaturisce anche dall'esigenza di coordinamento fra politica tariffaria e politica tributaria, destinata a divenire ancora più stringente con le profonde modifiche del sistema di tariffazione che a breve verranno varate: il valore segnaletico dei nuovi schemi verrebbe di molto attenuato se la struttura del cuneo fiscale non venisse armonizzata con quella delle tariffe.

Un recente schema di Direttiva presentato per iniziativa del prof. Monti dalla Commissione Europea al Consiglio propone di intervenire sulla tassazione dell'energia, ricorrendo a un sistema di aliquote minime su tutti i prodotti energetici, ivi inclusi i combustibili solidi. La proposta si inserisce nell'azione di coordinamento dell'imposizione indiretta, avviata nel 1985 con il *Libro Bianco* sulla creazione del mercato unico europeo: non prefigura nuovi prelievi, ma estende il criterio di armonizzazione minima a tutte le fonti energetiche, sia primarie, sia secondarie. Verrebbero in tal modo tassati in tutti i paesi europei il carbone, il gas naturale e l'elettricità, oltre all'olio combustibile e agli altri derivati del petrolio. L'ampliamento dei prodotti tassati mira a contenere le distorsioni allocative e la concorrenza fiscale fra i paesi membri.

Per quanto concerne in particolare il prelievo sull'elettricità, la Commissione Europea propone di colpire il prodotto finale (*output tax*), in luogo dei combustibili impiegati nella generazione (*input tax*). Si intende in tal modo uniformare la tassazione secondo il criterio del paese di destinazione, differenziare le aliquote in funzione del settore di impiego e alleggerire in tal modo il carico tributario sui settori *electricity intensive*. A sfavore del criterio suggerito dalla Commissione Europea sta tuttavia l'impossibilità di distinguere l'elettricità in base alla fonte primaria da cui proviene.

Va rilevato che le aliquote vigenti in Italia sono già più elevate delle soglie minime proposte nella Direttiva: non solo per gli idrocarburi, ma anche per l'elettricità e il gas. Per la prima, viene indicata un'aliquota minima di 1 ECU per MWh; è previsto che tale aliquota salga a 2 e a 3 ECU per MWh, a partire dal gennaio del 2000 e del 2002, rispettivamente; ai cambi attuali, tali valori corrispondono a 1,9 lire, a 3,8 e

5,7 lire/ kWh, a fronte di un prelievo di 9,1 lire/kWh per la sola imposta erariale gravante sugli utenti non garantiti dalla fascia sociale. Anche per il metano per riscaldamento l'accisa minima è crescente nel tempo: si passa da valori iniziali di 0,20 ECU per GJ, a 0,45, fino a 0,70 nel 2002, corrispondenti a 15, 33 e 52 lire/mc. Queste aliquote si confrontano con un livello attuale di oltre 330 lire/mc per la sola imposta di consumo applicata alle forniture domestiche nel Centro-Nord*.

PREZZI E CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA

Tariffe elettriche e indici dei prezzi al consumo

Nell'ambito delle elaborazioni sui prezzi al dettaglio (prezzi al consumo e costo della vita), l'Istat rileva mensilmente un insieme di prezzi di prodotti energetici. In particolare, all'interno della categoria "spesa per l'abitazione" del "costo della

TAV. 2.12 INDICI MENSILI DEL COSTO DELLA VITA E DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA (3kW)

Anni 1996-97; numeri indice 1995=100

MESI	1996				1997			
	prezzo nominale		prezzo reale (*)		prezzo nominale		prezzo reale (*)	
		var. %		var. %		var. %		var. %
GENNAIO	101,2	-	98,8	-	91,6	0,1	87,2	-0,1
FEBBRAIO	101,2	0,0	98,5	1,4	91,6	0,0	87,1	-0,1
MARZO	101,2	0,0	98,3	0,4	91,6	0,0	87,0	-0,1
APRILE	101,2	0,0	97,7	-0,6	91,6	0,0	86,9	-0,1
MAGGIO	101,2	0,0	97,3	-0,4	91,6	0,0	86,7	-0,3
GIUGNO	101,2	0,0	97,1	-0,2	91,6	0,0	86,7	0,0
LUGLIO	87,8	-13,2	84,4	-13,1	91,1	-0,5	86,2	-0,5
AGOSTO	88,7	1,0	85,2	0,9	91,1	0,0	86,2	0,0
SETTEMBRE	88,7	0,0	85,0	-0,3	91,1	0,0	86,0	-0,2
OTTOBRE	88,7	0,0	84,9	-0,1	91,1	0,0	85,8	-0,2
NOVEMBRE	91,5	3,2	87,3	2,9	92,2	1,1	86,6	0,8
DICEMBRE	91,5	0,0	87,2	-0,1	92,2	0,0	86,6	0,0
MEDIA ANNUA	95,3	-4,7	91,8	-8,2	91,5	-3,8	86,6	-5,2

(*) Rapporto tra indice del prezzo nominale e indice del costo della vita

Fonte: Elaborazione su dati Istat

vita" - l'indice che presenta la maggiore tempestività di aggiornamento - vengono inclusi l'energia elettrica, il gas per il riscaldamento e il gas per cottura cibi. La voce energia elettrica è costruita aggregando su base territoriale indicatori di spesa da parte delle famiglie, considerando le diverse tipologie contrattuali (in base alla potenza installata) e fasce di consumo annuo; nel paniere di spesa sono comprese le quote fisse e le imposte; i dati di base sono tratti da informazioni elaborate dall'Enel.

Nel 1997 l'indice dei prezzi dell'energia elettrica ha subito una diminuzione del 3,8 per cento rispetto alla media dell'anno precedente: alla caduta dell'indice ha concorso la forte riduzione ereditata dal 1996, determinatasi in luglio in seguito al DM dell'8 agosto 1996, che aveva rivisto le aliquote ordinarie di sovrapprezzo termico, e la più lieve diminuzione registratasi dodici mesi più tardi, effetto del provvedimento di razionalizzazione dei sopraprezzi assunto dall'Autorità alla fine di giugno. In presenza di un aumento del costo della vita dell'1,8 per cento, la voce energia elettrica è pertanto diminuita di oltre il 5 per cento in termini reali. Andamenti analoghi si erano registrati nel 1996, con riduzioni del 4,7 per cento in termini nominali e dell'8,2 in termini reali (Tav. 2.12). L'andamento in corso d'anno è stato pressoché stabile. Nel secondo semestre il prezzo dell'energia elettrica rilevato dall'Istat è aumentato dello 0,7 per cento: la riduzione di circa mezzo punto percentuale intervenuta a luglio per effetto del provvedimento citato è stata più che compensata dall'aumento di circa un punto percentuale rilevato a novembre, a seguito dei successivi provvedimenti dell'Autorità.

Le statistiche dell'Enel offrono informazioni sui prezzi medi per di fornitura dell'energia elettrica nell'aggregato delle vendite e distintamente per categoria di utenza (Tav. 2.13). Nel 1997 il prezzo medio per kWh, al netto delle imposte, del totale delle cessioni effettuate dall'Enel è stato di 178 lire, con un aumento del 2 per cento rispetto all'anno precedente. Considerando la sola utenza diretta, il prezzo medio è stato di 183,5 lire (2,2 per cento), a sintesi di livelli superiori a 200 lire per illuminazione pubblica e usi domestici e di circa 170 lire nel caso degli usi diversi.

La disaggregazione delle forniture fa emergere la progressività delle tariffe domestiche in relazione alla potenza installata e, di contro, il profilo degressivo di quelle per usi diversi: il prezzo medio praticato all'utenza fino a 30 kW risulta quasi tre volte più elevato di quello delle forniture con oltre 500 kW. La divaricazione della struttura dei prezzi si è ampliata nell'ultimo biennio: a una flessione dell'1,7 per cento dei prezzi per usi domestici ha fatto riscontro un aumento del 3,3 per cento negli altri usi, con andamenti differenziati all'interno delle due categorie che hanno accentuato le caratteristiche di progressività della prima e di degressività della seconda.

TAV. 2.13 PREZZI MEDI PER VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA AL NETTO DELLE IMPOSTE
Valori in Lire/kWh

	1996	1997	VARIAZIONE PERCENTUALE
ILLUMINAZIONE PUBBLICA	195,6	203,6	4,1
USI DOMESTICI	225,0	221,2	-1,7
Fino a 3kW residenti	203,5	198,2	-2,6
Fino a 3kW non residenti	451,1	446,1	-1,1
Totale fino a 3kW	219,1	214,4	-2,1
Oltre 3 kW	318,0	327,1	2,9
FORNITURE IN LOCALI E LUOGHI DIVERSI DALLE ABITAZIONI	168,7	174,3	3,3
Fino a 30kW	296,9	304,7	2,6
Da 30kW a 500kW	189,6	195,1	2,9
Oltre 500kW	111,8	117,4	5,1
F.S. PER TRAZIONE	33,1	34,2	3,3
TOTALE UTENTI DIRETTI	179,6	183,5	2,2
RIVENDITORI NAZIONALI	57,6	57,7	0,1
TOTALE UTENTI NAZIONALI	174,6	178,1	2,0
FORNITURE ALL'ESTERO	95,6	100,2	4,8
TOTALE GENERALE	174,5	178,0	2,0

Fonte: Elaborazione su dati Enel

La spesa per l'energia elettrica nei consumi delle famiglie

I consumi energetici rappresentano una quota relativamente contenuta dei consumi finali delle famiglie italiane: 3,5 per cento nel 1996 (Tav. 2.14). Si tratta di una quota nettamente inferiore rispetto a tutte le altre voci di spesa e pari ad un quarto circa dei consumi per l'abitazione. Nel decennio 1987-96 la quota dei consumi energetici è rimasta praticamente costante. Tenuto conto della forte riduzione dei prezzi reali delle due componenti principali dei consumi energetici (energia elettrica e gas) negli anni seguenti il *controshock* petrolifero del 1986 (circa il 30 per cento nel decennio in esame), i consumi di energia in quantità sono risultati in crescita tra il 1987 e il 1996, essendo infatti aumentati a un tasso superiore a quello del PIL.

La spesa per l'energia elettrica ha un peso non trascurabile sul bilancio energetico delle famiglie italiane in quanto rappresenta circa un terzo della spesa media per i consumi energetici medi mensili (Tav. 2.15). Dai dati dell'indagine campionaria sui consumi delle famiglie condotta annualmente dall'Istat, la

TAV. 2.14 CONSUMI FINALI DELLE FAMIGLIE ITALIANE

Valori percentuali

	1986	1996
ALIMENTARI	22,4	17,3
VESTIARIO E CALZATURE	10,1	8,6
ABITAZIONE	10,6	14,5
ENERGIA	3,6	3,5
APPARECCHI, UTENSILI E MOBILI PER LA CASA	9,1	8,8
SALUTE	5,6	5,6
TRASPORTI	11,1	10,9
COMUNICAZIONI	1,2	1,5
RICREAZIONE, ISTRUZIONE E CULTURA	8,6	8,6
ALTRO	17,7	19,7
TOTALE CONSUMI FINALI	100,0	100,0

Fonte: Relazione generale sulla situazione economica del paese

TAV. 2.15 SPESA MENSILE MEDIA PER FAMIGLIA PER COMBUSTIBILI ED ENERGIA ELETTRICA E SUA INCIDENZA SULLA SPESA TOTALE*

Anno 1996

	LIRE	VALORI PERCENTUALI
ENERGIA ELETTRICA	52.474	1,6
GAS	75.908	2,3
KEROSENE E ALTRI COMBUSTIBILI	11.978	0,4
RISCALDAMENTO CENTRALIZZATO	20.471	0,6
ALTRI (CARBONE E LEGNA)	9.318	0,2
TOTALE CONSUMI ENERGETICI	170.149	5,1

Nota:

La maggiore incidenza dei consumi energetici sulla spesa totale indicata dalla tabella rispetto a quella riportata dalla Tav.2.16 riflette alcune differenze nelle modalità di stima dei dati fra l'indagine sui bilanci delle famiglie e la contabilità nazionale. Tali differenze sono principalmente riconducibili al trattamento di poste frutto di imputazione contabile, relative ai fitti figurativi e alle prestazioni sanitarie.

Fonte: Elaborazione su dati Istat

spesa media mensile per energia elettrica risultava di oltre 52.000 lire nel 1996, con un'incidenza dell'1,6 per cento sulla spesa mensile complessiva per consumi.

Tale incidenza varia a seconda del reddito disponibile, passando da un massimo

del 3 per cento per le famiglie appartenenti alla fascia di reddito familiare mensile più bassa (fino a 1.500.000 lire) a un minimo dell'1 per cento per le famiglie appartenenti alla fascia con reddito mensile più alto (oltre 5.500.000 lire). L'incidenza risulta decrescente rispetto al reddito anche in virtù di una struttura tariffaria in cui le agevolazioni per l'utenza domestica sono, sotto il profilo sociale, assai poco mirate. E' ragionevole, infatti, ipotizzare che a una crescita di livelli di reddito familiare disponibile corrisponda un consumo crescente di energia: nel caso dell'energia elettrica la crescita della spesa è però molto più contenuta che nel caso del gas (Cap. 3). La rilevanza delle agevolazioni sembrerebbe pertanto accentuare la relativa rigidità dei consumi di energia elettrica rispetto al reddito, connessa alla sua complementarità con il possesso di beni durevoli di impiego domestico ormai largamente diffusi. Il 70 per cento delle famiglie italiane risulta, infatti, possedere almeno tre dei quattro principali beni di consumo durevole di uso domestico⁹. La spesa media mensile aumenta, infatti, dallo scaglione di reddito più basso al più alto di circa il 60 per cento mentre nel caso del gas, dove sono previste agevolazioni più mirate, quasi quadruplica.

Per evidenti motivi climatici, nel Mezzogiorno la spesa media mensile per consumi energetici delle famiglie risulta, in valori assoluti, inferiore di circa il 33 per cento rispetto alla spesa media nazionale. Tuttavia, l'energia elettrica assorbe da sola ben oltre il 50 per cento del bilancio energetico mensile delle famiglie residenti nelle regioni meridionali, una quota praticamente doppia rispetto a quella delle famiglie residenti nelle regioni settentrionali (Tav. 2.16). La minore diffusione del gas e il maggior utilizzo di beni durevoli a elevato consumo di energia, soprattutto per il riscaldamento (scaldabagno elettrico e stufa elettrica), possono spiegare in larga misura il diverso profilo di consumo

TAV. 2.16 **STRUTTURA DELLA SPESA ENERGETICA DELLE FAMIGLIE NELLE RIPARTIZIONI TERRITORIALI**

Anno 1996; composizione percentuale

	NORD	CENTRO	SUD	ITALIA
ENERGIA ELETTRICA	22,5	31,7	52,2	30,8
GAS	48,3	46,0	33,7	44,6
KEROSENE E ALTRI COMBUSTIBILI	8,8	5,1	4,0	7,0
RISCALDAMENTO CENTRALIZZATO	16,8	9,4	1,7	12,0
ALTRI (CARBONE E LEGNA)	3,6	7,8	8,4	5,6
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Elaborazioni su dati Istat

energetico nelle regioni italiane, e in particolare l'alto consumo di elettricità delle regioni meridionali rispetto a quelle settentrionali.

Le famiglie residenti delle regioni meridionali (e centrali anche se in minor misura) spendono quindi mensilmente per l'elettricità un ammontare del 13 per cento superiore alla media nazionale; nelle regioni settentrionali, e in particolare in quelle nord-occidentali, un ammontare del 10 per cento inferiore a quello medio nazionale (Tav. 2.17).

TAV 2.17 SPESA MEDIA MENSILE PER FAMIGLIA PER ENERGIA ELETTRICA NELLE RIPARTIZIONI TERRITORIALI

Anno 1996; valori in lire

ITALIA SETTENTRIONALE	47.042
Nord-Est	49.903
Nord-Ovest	45.156
ITALIA CENTRALE	53.884
ITALIA MERIDIONALE E INSULARE	59.451
ITALIA	52.474

Fonte: Elaborazione su dati Istat

TAV 2.18 SPESA MEDIA MENSILE DELLE FAMIGLIE PER ALCUNI SERVIZI DI PUBBLICA UTILITÀ E PER SCAGLIONI DI REDDITO

Variazioni percentuali a prezzi correnti 1985-95

	TOTALE	1° SCAGLIONE DI REDDITO FAMILIARE MENSILE	6° SCAGLIONE DI REDDITO FAMILIARE MENSILE
TELEFONO	13,5	20,2	8,8
ACQUA	11,9	13,7	8,4
GAS	11,1	10,2	10,2
ELETTRICITÀ	3,5	3,4	3,1

Fonte: Elaborazione su dati Istat

Nel decennio in esame l'incidenza della spesa elettrica sulla spesa media mensile per consumi delle famiglie italiane è costantemente diminuita, passando dal 2,1 per cento nel 1985 al 1,6 per cento nel 1996. Tale tendenza è ascrivibile ad almeno tre processi di medio periodo in corso nell'ultimo decennio: innanzi tutto una politica contenuta di aumenti tariffari (il prezzo dell'energia elettrica è diminuito del 30 per cento circa in termini reali), in secondo luogo

una minore crescita dei consumi elettrici delle famiglie a partire dai primi anni '90 (quale risultante sia delle politiche di contenimento dei consumi, da un lato e della progressiva metanizzazione dall'altro) e infine un miglioramento effettivo delle condizioni reddituali delle famiglie che si è riflesso maggiormente in altre componenti di spesa, stante il carattere di bene inferiore dell'elettricità.

Rispetto alla spesa per altri beni e servizi di pubblica utilità (telefono, acqua e gas), la spesa per energia elettrica presenta un aumento minore nel decennio in esame (appena del 3,5 per cento) e distribuito in maniera più uniforme con il gas rispetto al reddito familiare disponibile (Tav. 2.18).

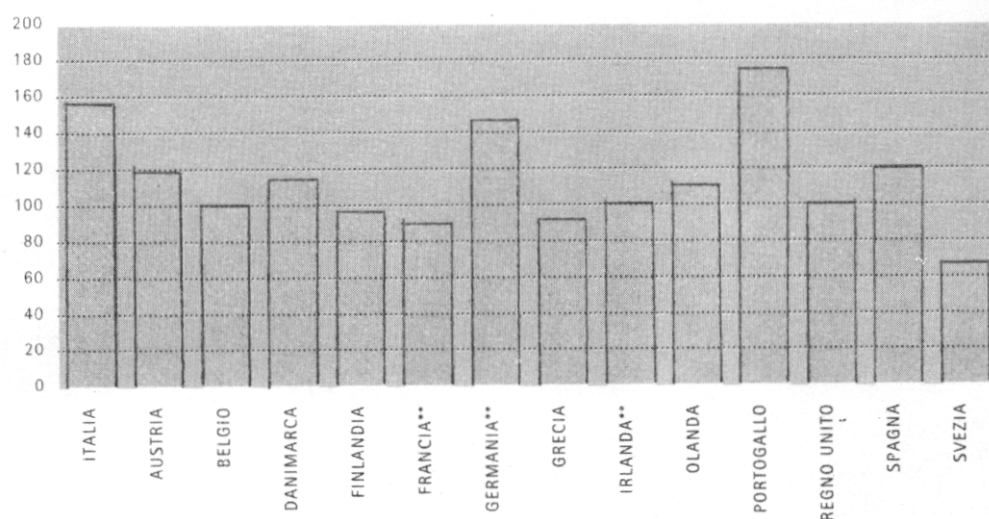
I prezzi dell'energia elettrica nel confronto internazionale

I confronti internazionali dei prezzi dell'elettricità possono essenzialmente basarsi su due metodologie: la *metodologia del prezzo medio* e quella del *consumatore tipo* (vedi il *box* seguente).

Nei confronti basati sulla metodologia del prezzo medio, l'Italia risulta al secondo posto dopo il Portogallo per il livello delle tariffe applicate alle utenze industriali (Fig. 2.8), e al quinto per le utenze domestiche (Fig. 2.9). In que-

FIG. 2.8 PREZZO MEDIO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE INDUSTRIALI NELLA UE (*)

Anno 1996; valori in lire/kWh al lordo delle imposte, a cambi correnti



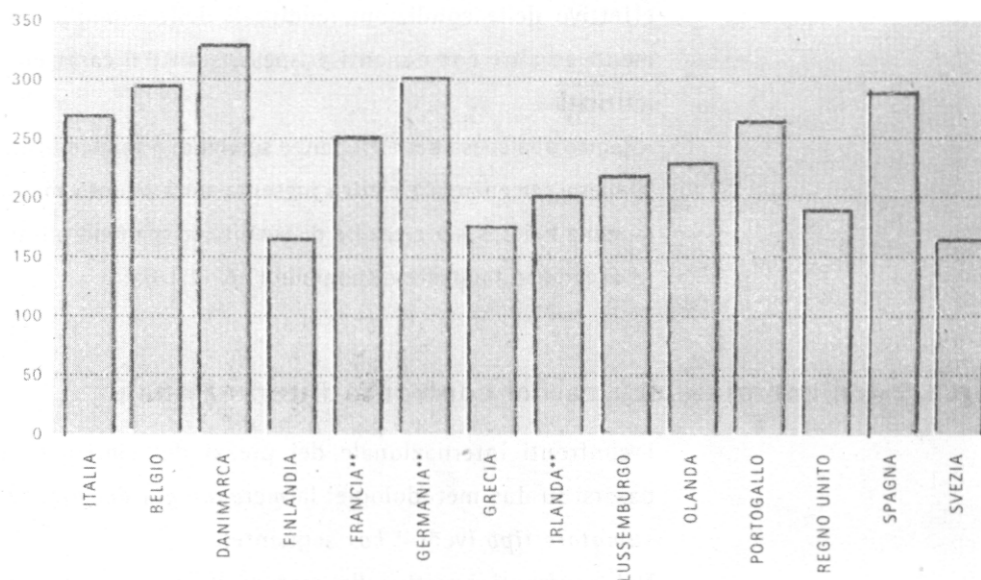
(*) I prezzi relativi alle utenze industriali di Lussemburgo e Norvegia non sono noti

(**) Prezzi anno 1995

Fonte: Elaborazione su dati Iea

FIG. 2.9 PREZZO MEDIO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE NELLA UE (*)

Anno 1996; valori in lire/kWh al lordo delle imposte, a cambi correnti



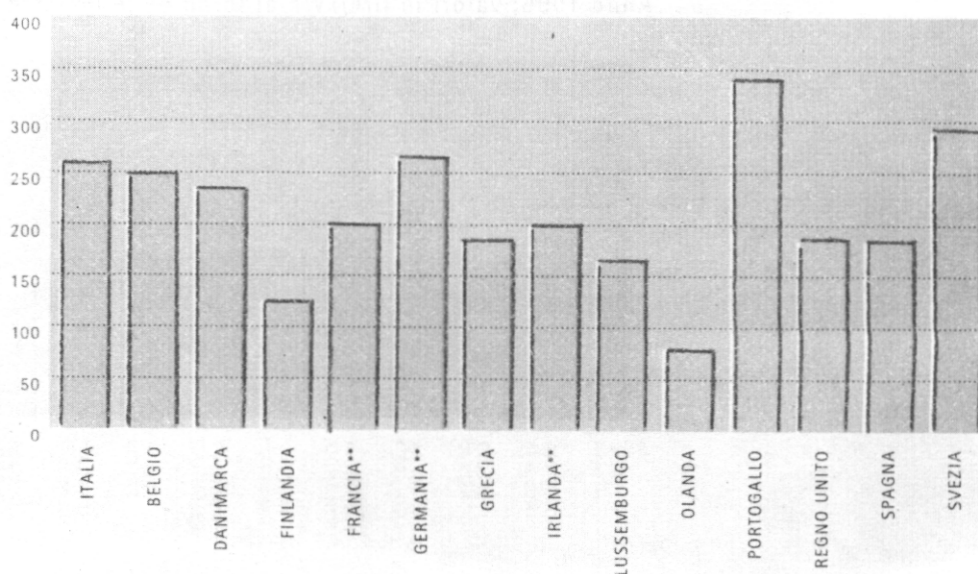
(*) I Prezzi recenti relativi all'Austria non sono noti

(**) Prezzi anno 1995

Fonte: Elaborazione su dati Iea

FIG. 2.10 PREZZO MEDIO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE NELLA UE (*)

Anno 1996; valori in lire/kWh al lordo delle imposte, PPA



(*) I Prezzi relativi all'Austria non sono noti

(**) Prezzi anno 1995

Fonte: Elaborazione su dati Iea

st'ultimo caso la posizione dell'Italia muta a seconda che il confronto venga istituito a cambi correnti oppure in base alle parità dei poteri d'acquisto (PPA). Infatti, quando i prezzi vengono denominati in lire a PPA l'Italia risulta il terzo paese più caro, dopo Portogallo e Spagna (Fig. 2.10). Alcuni paesi con livelli di prezzo più contenuti, in particolare per i consumatori domestici, come Finlandia, Svezia e Regno Unito risultano caratterizzati da consumi medi elevati (soprattutto nei paesi scandinavi) e mercati elettrici liberalizzati.

Ragioni e metodologia dei confronti di prezzo

Le informazioni desumibili dai confronti internazionali delle tariffe dell'energia elettrica sono utili a diversi fini. Le spese per elettricità costituiscono una frazione modesta ma non trascurabile del reddito che le famiglie consumano: il confronto internazionale dei livelli tariffari, effettuato su basi opportune e omogenee, consente di evidenziare differenze in termini di potere d'acquisto dei redditi familiari. Inoltre, poiché l'energia elettrica costituisce anche un *input* delle attività economiche, il confronto internazionale permette di cogliere effetti di competitività.

La comparazione internazionale dei prezzi dell'elettricità presenta problemi metodologici complessi. Comune a tutti i confronti internazionali di prezzo è la scelta di come esprimere in termini omogenei valori denominati in valute nazionali. Nel caso delle forniture alle imprese, se si vogliono cogliere gli effetti sulla posizione competitiva di breve periodo, può ritenersi sufficiente l'impiego del tasso di cambio nominale; nel caso degli usi domestici, caratterizzati da una ridotta mobilità e dalla sostanziale impossibilità di accedere a fornitori diversi da quelli nazionali, il ricorso al cambio nominale diviene scarsamente significativo. In questo caso, una soluzione metodologica di largo impiego consiste nella conversione dei prezzi nazionali in Standard di Potere di Acquisto, o SPA¹⁰.

I problemi specifici per l'elettricità derivano dalle difficoltà di individuare profili di consumo egualmente rappresentativi in paesi con diverse caratteristiche strutturali o diversi regimi di regolazione e di selezionare il criterio cui riferire i confronti. Il primo problema, in linea di principio insolubile, viene aggravato dal regime vincolistico di determinazione dei prezzi dell'elettricità a lungo prevalso nei sistemi nazionali, volto a compiere scelte di natura redistributiva, invece di riflettere le scarsità relative e i costi dei fattori di produzione. Per ovviarvi, i confronti effettuati da organismi internazionali (Ocse, Eurostat), da associazioni internazionali di imprese (Unipede, *Electricity Association*) o da società di consulenza (Nus) seguono generalmente due metodologie: la metodologia del *prezzo medio* e la metodologia

del consumatore tipo.

La prima metodologia consiste nel calcolo della media dei prezzi effettivamente applicati a diverse categorie di utenza nei vari paesi. Il prezzo osservato nel periodo è comprensivo di eventuali sconti e rimborsi. Il limite di questa metodologia risiede nella sua coincidenza con il valore unitario implicito del kWh, mentre la struttura tariffaria sarebbe più correttamente descritta dalla media ponderata dei prezzi marginali.

La seconda metodologia presuppone l'applicazione della struttura tariffaria a un "consumatore tipo", con potenza impegnata e talvolta punte di consumo predeterminate. Possono sorgere problemi di rappresentatività quando la struttura tariffaria è molto progressiva o degressiva, perché i livelli di spesa media potrebbero essere in questi casi alquanto variabili nell'intorno del livello di riferimento. È il caso dell'Italia, dove le tariffe domestiche sono fortemente progressive e quelle industriali fortemente regressive. Questo metodo può comunque risultare di una certa validità, se si tiene conto dell'influenza di fattori strutturali come la specializzazione settoriale dell'economia e le condizioni climatiche.

Informazioni più ricche si ottengono utilizzando la metodologia del consumatore tipo, in base alla quale il confronto internazionale delle tariffe domestiche, effettuato in base ai cambi correnti, pone in evidenza i seguenti aspetti (Tav. 2.19):

- i consumatori con livelli di consumo di 600 kWh e di 1.200 kWh annui sostengono in Italia un prezzo unitario che risulta il più basso a livello europeo, sia al netto che al lordo delle imposte;
- di contro, ai consumatori con un livello di consumo annuo di 3.500 kWh viene applicato un prezzo che al lordo delle imposte risulta in Italia più elevato che altrove nella UE;
- l'Italia è l'unico paese in cui le tariffe sono fortemente progressive;
- l'incidenza fiscale e parafiscale in Italia è tra le più elevate nella UE per tutti i livelli di consumo considerati, tuttavia inferiore in media a quella di alcuni paesi nordici, quali la Danimarca, che attuano politiche di tutela ambientale. Considerando invece le sole voci fiscali, l'incidenza diminuisce e per il primo livello di consumo considerato, le tariffe in Italia diventano le più basse.

Il divario che si osserva rispetto agli altri paesi europei per i livelli inferiori di consumo discende principalmente dalla natura estensiva delle agevolazioni accordate all'utenza domestica in Italia. Può inoltre concorrervi una disomogeneità di rilevazione, anch'essa connessa con l'agevolazione sociale applicata in Italia che, a causa della sua ampiezza, le statistiche internazionali consi-

TAV 2 19 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE NEI PAESI DELLA UE (*)**

Anno 1997; valori in lire/kWh e in lire PPA/kWh

PAESI	600 kWh			1.200 kWh			3.500 kWh		
	PREZZI AL LORDO DELLE IMPOSTE		INCIDENZA FISCALE	PREZZI AL LORDO DELLE IMPOSTE		INCIDENZA FISCALE	PREZZI AL LORDO DELLE IMPOSTE		INCIDENZA FISCALE
	IN LIRE	IN LIRE PPA	%	IN LIRE	IN LIRE PPA	%	IN LIRE	IN LIRE PPA	%
ITALIA	118,5	118,5	27,4	133,4	133,4	25,4	424,2	424,2	25,0
AUSTRIA	295,6	254,3	21,3	284,8	245,0	21,5	240,3	206,6	22,4
BELGIO	415,0	392,0	18,0	383,4	362,0	18,0	279,8	264,1	18,3
DANIMARCA	482,3	358,0	47,0	381,1	282,8	54,1	314,5	233,3	61,4
FINLANDIA	328,3	267,4	21,4	234,9	191,3	22,8	182,7	148,7	24,1
FRANCIA (valori medi)	329,1	286,9	23,7	288,4	251,3	23,7	240,8	209,7	23,7
GERMANIA (valore max)	599,9	492,8	17,3	434,8	357,1	18,9	310,7	255,1	13,0
GERMANIA (valore min)	361,7	297,2	13,0	315,7	259,3	13,1	248,8	204,2	13,0
GRECIA	173,4	194,5	15,3	162,8	182,6	15,3	138,7	155,5	15,3
IRLANDA urbana	318,2	316,6	11,1	263,0	261,6	11,1	183,7	182,7	11,1
LUSSEMBURGO	430,9	376,7	5,7	322,7	282,0	5,7	215,2	188,0	5,7
OLANDA (valori medi)	290,7	263,4	14,9	248,5	225,1	18,3	219,1	198,4	23,9
PORTOGALLO	255,5	347,4	5,5	292,9	398,1	5,1	252,4	342,9	4,9
REGNO UNITO (valore max)	458,1	394,6	7,4	336,6	289,8	7,4	230,2	198,1	7,4
REGNO UNITO (valore min)	381,8	328,9	7,4	298,6	257,1	7,4	205,7	177,1	7,4
SPAGNA	294,2	326,6	13,8	294,2	326,5	13,8	230,0	255,1	13,8
SVEZIA	448,7	326,6	26,6	297,8	216,6	29,9	198,6	144,4	34,8

(*) Nota:

Poiché non in tutti i paesi europei le tariffe risultano uniche sul territorio nazionale, si è proceduto a calcolare la media dei prezzi dove si osservano almeno tre diversi livelli di prezzo, mentre si sono riportati in tabella i prezzi minimi e i massimi, quando la differenziazione geografica è maggiore.

Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

derano alla stregua di una tariffa ordinaria. Ciò non sembra caratterizzare i dati relativi agli altri paesi che escludono dalla rilevazione agevolazioni domestiche di portata assai più circoscritta.

In particolare, in alcuni paesi quali Belgio, Grecia e Portogallo una quota molto ristretta dei consumatori con livelli di consumo contenuti (e, limitatamente al Belgio, con bassi redditi) beneficia di tariffe inferiori fino al 50 per

cento a quelle standard. Altri paesi come Irlanda e Regno Unito riconoscono forme di abbuono alle fasce di popolazione più svantaggiate socialmente, come i pensionati al di sotto di una soglia predeterminata di reddito e i disabili (nel solo caso del Regno Unito).

A differenza del caso domestico, le tariffe all'utenza industriale in Italia sono decrescenti in funzione del consumo, analogamente a quanto avviene negli altri paesi europei. Per questa categoria d'utenza, gli elementi di maggiore rilievo, sempre in base alla metodologia del consumatore rappresentativo, sono i seguenti (Tav. 2.20):

TAV. 2.20 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE INDUSTRIALI PER ALCUNI LIVELLI DI CONSUMO NEI PAESI DELL'UE (*)

Anno 1997; valori in Lire/kWh

PAESI	30 MWh			160 MWh			10 GWh			50 GWh		
	prezzi al lordo delle imposte	prezzi al netto delle imposte	inci- denza fiscale %	prezzi al netto delle imposte	prezzi al lordo delle imposte	inci- denza fiscale %	prezzi al lordo delle imposte	prezzi al netto delle imposte	inci- denza fiscale %	prezzi al netto delle imposte	prezzi al lordo delle imposte	inci- denza fiscale %
ITALIA	372,1	286,1	23,1	250,5	180,9	27,8	184,3	135,7	26,4	137,0	105,5	23,0
AUSTRIA	357,3	284,0	20,5	282,9	222,0	21,5	187,1	142,1	24,0	163,6	122,5	25,1
BELGIO	348,8	288,2	17,4	272,5	225,2	17,4	165,2	136,5	17,4	119,0	98,3	17,4
DANIMARCA	171,1	98,8	42,3	165,8	94,5	43,0	155,9	86,6	44,4	145,3	78,2	46,2
FINLANDIA	144,6	113,4	21,6	136,0	106,5	21,7	103,2	79,5	22,9	83,1	63,1	24,1
FRANCIA (valori medi)*	229,2	174,9	23,7	200,5	161,0	19,7	137,3	113,9	17,1	108,8	90,2	17,1
GERMANIA (valore max)*	468,2	407,1	13,0	326,4	283,9	13,0	195,0	169,5	13,1	177,5	154,3	13,0
GERMANIA (valore min)*	297,8	259,0	13,0	250,4	217,7	13,0	167,9	146,0	13,0	143,7	124,9	13,1
GRECIA	191,6	162,4	15,3	176,2	149,4	15,3	129,9	110,1	15,2	102,2	86,6	15,3
IRLANDA	295,3	262,5	11,1	251,6	223,6	11,1	142,8	126,9	11,1	123,4	109,7	11,1
LUSSEMBURGO	274,8	259,2	5,7	214,2	202,1	5,7	118,2	111,5	5,7	101,2	95,5	5,6
OLANDA (valori medi)*	233,2	173,6	25,5	220,2	179,5	18,5	125,2	106,5	15,0	112,4	95,6	14,9
PORTOGALLO	329,8	317,1	3,9	242,2	232,0	4,2	188,0	180,1	4,2	110,4	105,1	4,8
REGNO UNITO (valore max)*	269,9	229,7	14,9	201,7	171,7	14,9	122,3	104,0	14,9	n.d.	n.d.	n.d.
REGNO UNITO (valore min)*	218,9	186,3	14,9	195,4	166,3	14,9	124,9	106,3	14,9	n.d.	n.d.	n.d.
SPAGNA	243,4	209,8	13,8	184,6	159,1	13,8	144,1	124,3	13,8	129,9	112,1	13,8
SVEZIA	173,6	138,9	20,0	150,2	120,1	20,0	91,6	73,2	20,0	83,7	67,0	20,0

(*) Vedi nota alla tavola precedente

Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

- per livelli di consumo di 30 MWh, che corrispondono a utenze di piccoli esercizi commerciali, artigianali o industriali, l'Italia è il paese in cui le tariffe sono tra le più onerose, dopo la Germania; tale prezzo risulta superiore di quasi 3 volte rispetto al paese con tariffe più basse: la Finlandia;
- meno oneroso è il costo per le utenze con livelli di consumo più elevati. Per i livelli di consumo di 160 MWh e di 10 GWh, il nostro paese occupa rispettivamente il quinto e il quarto posto in graduatoria. Anche per il livello di consumo di 50 GWh, corrispondente generalmente a utenze di grandi complessi industriali, i prezzi al lordo delle imposte risultano tra i più elevati dopo Germania, Austria e Danimarca;
- la fiscalità in Italia ha un'incidenza tra le più elevate, dopo Danimarca, Olanda e Francia, per il primo livello di consumo considerato, e dopo la Danimarca, per i livelli di consumo annui di 160 GWh e di 10 GWh, mentre è minore per l'ultimo livello di consumo considerato;
- depurati dalle imposte, i livelli relativi di prezzo si riducono in Italia per tutte le tipologie di consumo considerate, mentre aumentano in Germania, Portogallo e Spagna. Anche nel caso delle utenze industriali, la componente fiscale comprende prelievi di natura ambientale e, relativamente all'Italia, anche voci di natura parafiscale.

NUOVI ASSETTI DEL SERVIZIO ELETTRICO

La costruzione del mercato interno dell'energia elettrica

Il 19 dicembre 1996 il Consiglio dei Ministri e il Parlamento dell'Unione europea, dopo quattro anni di dibattiti, hanno approvato la Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica. Alla base della Direttiva è l'articolo 100 A del Trattato sull'Unione europea che consente al Consiglio, "in codecisione" con il Parlamento, di promuovere l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri per rimuovere gli ostacoli che si frappongono al funzionamento del mercato unico. Trattandosi di una direttiva di armonizzazione, essa si limita a fissare alcuni principi fondamentali, lasciando gli Stati membri liberi di definirne le modalità attuative, in applicazione del principio di sussidiarietà.

I principi fondamentali per la realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica delineati dalla direttiva europea sono i seguenti:

- *Mercato della generazione di energia elettrica.* Viene abolito ogni diritto esclusivo per la costruzione dei nuovi impianti di generazione. Gli Stati membri possono scegliere tra una procedura di appalto e una di autorizzazione, entrambe da svolgersi secondo criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori (artt. 4, 5 e 6);

- *Separazione gestionale e contabile.* L'approccio minimo imposto dalla direttiva è quello della separazione contabile delle imprese elettriche verticalmente integrate; per il gestore della rete è richiesta la condizione minima di indipendenza della gestione. La separazione contabile deve comportare la tenuta di conti separati per le attività di generazione, trasmissione e dispacciamento di energia elettrica e, ove rilevante, conti consolidati per altre attività non elettriche "come se tali attività fossero svolte da imprese separate, al fine di evitare discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni alla concorrenza". Gli Stati membri possono prevedere ulteriori forme di separazione verticale sino ad arrivare a quella societaria (artt. 7, 13, 14 e 15);
- *Accesso alla rete.* Viene stabilita l'indipendenza, almeno sul piano della gestione, delle attività di trasmissione e dispacciamento dalle altre attività elettriche non connesse al sistema di trasmissione. Gli Stati membri possono scegliere tra accesso alla rete negoziato/regolato e/o tramite acquirente unico. Il primo si basa su contratti individuali di uso della rete a prezzi liberamente contrattati dalle parti oppure regolati da un apposito organismo; il secondo prevede che l'acquirente unico acquisti l'energia contrattata tra il produttore e il cliente "idoneo" a un prezzo pari al prezzo di vendita che egli offre ai propri clienti "idonei", al netto della tariffa di trasmissione (artt. 16, 17 e 18). Il gestore della rete/dispacciatore dovrebbe avere anche la responsabilità di assicurare la disponibilità dei servizi di sistema (riserva statica, servizi dinamici e regolazione di frequenza).
- *Apertura del mercato elettrico finale.* Deve avvenire per una quota almeno pari al 25 per cento del consumo totale a partire dal febbraio 1999 e del 33 per cento a partire dal 2003, liberalizzando gli scambi di energia per i clienti definiti idonei, in quanto superano soglie di consumo prefissate (gli utenti con prelievi annui superiori ai 100 GWh sono considerati clienti idonei di diritto); le quote di mercato elettrico così definite sono calcolate in base all'energia consumata dai clienti finali con consumi superiori a 40 GWh a partire dal febbraio 1999, a 20 GWh dal febbraio del 2000 e a 9 GWh dal 2003;
- *Misure di accompagnamento.* Agli Stati membri è data la possibilità di introdurre obblighi di servizio pubblico (art. 3), un'autorità per la risoluzione delle controversie (art. 20), meccanismi di garanzia per evitare abusi di posizione dominante (art. 22) e trattamenti preferenziali per le fonti rinnovabili nel dispacciamento (art. 8). Altri aspetti riguardano il riconoscimento del monopolio naturale nella distribuzione locale per i clienti vincolati e l'abolizione dei diritti di esclusiva per gli scambi con l'estero e la costruzione delle linee di trasporto.

La Direttiva, pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee* il 30 gennaio 1997, è entrata in vigore il 19 febbraio 1997. Da tale data ha avuto inizio il processo di recepimento da parte degli Stati membri che dovrà con-

cludersi entro il 19 febbraio 1999.

La tavola di sintesi riportata qui di seguito (Tav.2.21) definisce lo stato del processo di riforma dell'assetto del settore elettrico negli altri paesi UE all'ini-

TAV. 2.21 PROGETTI DI RIFORMA DEL SETTORE E RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE. QUADRO DI SINTESI AGGIORNATO ALL'APRILE 1998 (*)

	AUSTRIA	DANIMARCA	FINLANDIA
PROGETTO DI RIFORMA/LEGGE DI RECEPIMENTO	Gennaio 1997: Piano governativo di riforma del (Piano Farnleitner) non ancora approvato dal Parlamento	Maggio 1996: entrata in vigore della legge di riforma del settore elettrico	Giugno 1995, entrata in vigore della legge di riforma del settore elettrico
GENERAZIONE	Assetto attuale: 9 società di produzione a capitale misto + VEG, società a capitale interamente pubblico. Proposta di legge Autorizzazioni per produttori indipendenti	La nuova legge non ha modificato l'assetto: 8 maggiori società di produzione di proprietà delle aziende di distribuzione (proprietà municipale). Regime di autorizzazioni per impianti > 25 MW	Assetto attuale: IVO maggiore società di generazione a capitale pubblico + società a capitale privato o municipale. Regime di autorizzazioni per impianti > 25 MW
TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO	Assetto attuale: trasmissione gestita dalla VG, società a capitale pubblico. Proposta di legge: VG gestore unico della trasmissione in alta tensione e del dispacciamento. Unbundling: societario	Eltra ed Elsam (consorzi di imprese) gestiscono la trasmissione e il dispacciamento, rispettivamente, nella parte ovest ed est del paese (2 diverse interconnessioni) Unbundling: gestionale	Fingrid gestore unico a livello nazionale della trasmissione e del dispacciamento. Ha assunto nel gennaio 1998 il controllo di EL-EX (la borsa elettrica) Unbundling: societario
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto	Non prevista una Borsa dell'energia. I generatori danesi dell'area orientale (Elsam) partecipano al NordPool	EL-EX esiste dal 1996 ed opera pur in presenza di contratti bilaterali di lungo periodo. È allo studio la fusione tra EL-EX e il NordPool norvegese-svedese
MODALITÀ DI ACCESSO ALLA RETE DA PARTE DEI TERZI	Accesso negoziato	Accesso regolamentato	Accesso regolamentato
DISTRIBUZIONE E VENDITA	Assetto attuale: monopoli regionali nei 9 Laender. Proposta di legge: attribuzione dello status di acquirente unico alle 9 utilities che hanno incorporato le attività di trasmissione conferendole alla VG	103 distributori (società municipali e cooperative di consumatori) con monopolio locale	Completa liberalizzazione della vendita di elettricità. È richiesta una licenza per gestire le reti di distribuzione in regime di monopolio
CLIENTI IDONEI	Rispetto delle scadenze comunitarie (40 GWh) proposte per un'accelerazione dei tempi da parte dell'industria; adozione "clausola di reciprocità"	I clienti sopra i 100 GWh già oggi operano sul mercato libero. Il limite di 100 GWh sarà discusso	Completa apertura a tutti gli utenti
PRIVATIZZAZIONE DELLE UTILITY	Non è prevista la privatizzazione della VG, ma nessun limite è posto a investitori privati nelle utilities regionali	Permane l'attuale struttura proprietaria prevalentemente municipale	È prevista la privatizzazione del 40% della società di generazione IVO
ORGANI DI REGOLAZIONE	Ministero per gli Affari Economici e Finanziari: Divisione Energia. Dibattito in corso sul progetto di istituzione di un'Autorità indipendente	Ministero dell'Energia; Agenzia per l'energia + altri Ministeri economici e autorità locali	Autorità di regolazione: "Electricity Market Authority"

CONTINUA
↓

TAV. 2.21 **PROGETTI DI RIFORMA DEL SETTORE E RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE. QUADRO DI SINTESI AGGIORNATO ALL'APRILE 1998 (*)**

	FRANCIA	GERMANIA	INGHILTERRA-GALLES
PROGETTO DI RIFORMA/LEGGE DI RECEPIMENTO	Primo progetto di riforma sul settore presentato a fine Aprile dal Ministro dell'Industria	Proposta di legge alla firma del Presidente della Repubblica federale, solo parzialmente conforme al piano del Ministro dell'economia dopo i numerosi emendamenti del Parlamento	L'Energy Act del 1989 ha liberalizzato il settore elettrico, anticipando la direttiva comunitaria
GENERAZIONE	Aste competitive per il mercato vincolato e autorizzazioni per i produttori indipendenti	Assetto attuale: 9 utility verticalmente integrate Proposta: liberalizzazione e adozione della procedura autorizzativa per la costruzione di nuova capacità	Accesso libero per produrre e necessario ottenere un'autorizzazione rilasciata dall'Autorità (Offer)
TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO	Creazione di una controllata di EdF (Electricité de France)-il monopolista pubblico-per la gestione della rete di trasmissione e del dispacciamento <i>Unbundling</i> gestionale	Assetto attuale: non esiste un gestore unico della rete a livello nazionale bensì 9 diversi proprietari e gestori (le 9 grandi utility) coordinati attraverso un consorzio. Proposta: mantenimento dell'attuale coordinamento tra i proprietari/gestori delle reti <i>Unbundling</i> gestionale	National Grid gestore unico della trasmissione e del dispacciamento in base ad una licenza rilasciata dall'Autorità di settore <i>Unbundling</i> societario
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto	Non previsto	Il mercato all'ingrosso (<i>Pool Market</i>) è obbligatorio per tutti i generatori Dispacciamento secondo criterio del <i>merit order</i>
MODALITÀ DI ACCESSO ALLA RETE DA PARTE DEI TERZI	Accesso negoziato	Accesso negoziato. Le imprese municipali possono ottenere lo status di acquirente unico fino al 2005 sulla base di un'autorizzazione	Accesso regolamentato
DISTRIBUZIONE E VENDITA	I distributori non nazionalizzati potranno accedere alla rete per la quantità di energia necessaria ai loro clienti idonei	Proposta: eliminazione dei monopoli regionali della distribuzione, ponendo un limite massimo alla durata delle concessioni. Le imprese municipali hanno chiesto una eliminazione graduale	12 monopoli regionali nella distribuzione fino al 1998 per i clienti sotto i 100 kW di potenza installata
CLIENTI IDONEI	Rispetto del calendario minimo della direttiva. I rivenditori non sono considerati clienti idonei	Completa apertura del mercato a partire dal 1998; adozione "clausola di reciprocità"	Dal settembre 1998 apertura totale a tutti i clienti
PRIVATIZZAZIONE DELLE UTILITY	Non è prevista la privatizzazione del monopolista pubblico EdF	Non è prevista la privatizzazione per i forti intrecci azionari pubblici/municipali/privati	Società tutte private, tranne gli impianti nucleari di vecchia generazione ancora statali
ORGANI DI REGOLAZIONE	Ministero dell'Industria e del Territorio. Non è prevista la creazione di un'Autorità	Ministero degli Affari Economici e Industria (livello federale e regionale) e Antitrust (federale e regionale)	Autorità di regolazione: Offer (Office of Electricity Regulation)

CONTINUA
↓

TAV 221 **PROGETTI DI RIFORMA DEL SETTORE E RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE. QUADRO DI SINTESI AGGIORNATO ALL'APRILE 1998 (*)**

	IRLANDA (**)	OLANDA	PORTOGALLO
PROGETTO DI RIFORMA/LEGGE DI RECEPIMENTO	Maggio 1997: proposta di riforma del settore del Ministero dell'Industria non ancora approvata dal Parlamento	Un piano governativo di riassetto del 1997 recepisce la direttiva	Luglio 1996 nuova legge di riforma del settore ha anticipato la direttiva comunitaria
GENERAZIONE	Gare per la costruzione di nuova capacità ed autorizzazioni per i produttori indipendenti	Accesso libero. Creazione di un solo generatore dalla fusione dei 4 maggiori esistenti	Creazione di due sistemi paralleli: sistema "pubblico" dove è necessaria un'autorizzazione e sistema "indipendente" dove è necessaria una licenza per costruire nuovi impianti
TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO	Electricity Supply Board rimane proprietaria della rete di trasmissione che sarà gestita da un'operatore indipendente responsabile del dispacciamento <i>Unbundling</i> : societario	Gestore unico della rete di trasmissione e del dispacciamento con il ruolo di acquirente unico. <i>Unbundling</i> : societario	"Rede Electrica Nacional" gestore unico della trasmissione e del dispacciamento (passante per produttori indipendenti e di merito per il mercato vincolato) <i>Unbundling</i> : societario
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto	Inizialmente contatti bilaterali di lungo periodo ma è prevista la creazione di una borsa elettrica (spot e future) sul modello di NordPool	Non previsto (nel lungo periodo potrà nascere un mercato spot per gli sbilanciamenti/scambi tra i due sistemi)
MODALITÀ DI ACCESSO ALLA RETE DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolamentato tramite acquirente unico	Accesso regolamentato	Il gestore della rete svolge il ruolo di acquirente unico nel sistema "pubblico" mentre nel sistema "indipendente" l'accesso alla rete è negoziato
DISTRIBUZIONE E VENDITA	Istituzione di un acquirente unico con obblighi di servizio pubblico per i consumatori vincolati	Società regionali di distribuzione monopoliste con diritti esclusivi di fornitura ai clienti vincolati	4 società monopoliste regionali nella distribuzione controllate dalla holding Edp
CLIENTI IDONEI	Allo stato attuale ancora nessuna indicazione	Soglie di apertura più accelerate rispetto alla direttiva. Dal 2008 completa apertura e adozione "clausola di reciprocità"	Utenti > di 100GWh e distributori obbligati inizialmente ad acquistare l'8% del proprio fabbisogno sul mercato libero
PRIVATIZZAZIONE DELLE UTILITY	Non è prevista la privatizzazione dell'Electricity Supply Board	Non è prevista la privatizzazione per i forti intrecci azionari pubblici/municipali/privati	Nel giugno 1997 è stata collocata con successo sul mercato una prima tranche (30%) di Edp holding
ORGANI DI REGOLAZIONE	È prevista l'istituzione di un'Autorità di regolazione	Ministero per gli Affari Economici e Finanziari. Divisione Energia. Possibile Istituzione di un'Autorità	Autorità di regolazione Erse (Entidade Reguladora Sector Electrico) all'interno del Ministero dell'Industria

CONTINUA

TAV. 221 **PROGETTI DI RIFORMA DEL SETTORE E RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE. QUADRO DI SINTESI AGGIORNATO ALL'APRILE 1998 (*)**

	SPAGNA	SVEZIA
PROGETTO DI RIFORMA/LEGGE DI RECEPIMENTO	Legge di recepimento 27 novembre 1997, n.54 (Ley del Sector Eléctrico)	1° gennaio 1996, nuova legge di riforma del settore ha anticipato la direttiva comunitaria
GENERAZIONE	Accesso libero e adozione della procedura autorizzativa per la costruzione di nuova capacità	Accesso libero e adozione della procedura autorizzativa per la costruzione di nuova capacità
TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO	Red Eléctrica (Redesa) gestore unico a livello nazionale della rete di trasmissione e del dispacciamento (Operatore del sistema) <i>Unbundling</i> : societario	Svenska Kraftnat, società pubblica, gestisce della rete di trasmissione a livello nazionale <i>Unbundling</i> : societario
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Previsto e gestito dall'Operatore del mercato separato societariamente dall'Operatore del sistema: offerte/domande di energia con <i>merit order</i>	Ha aderito al NordPool norvegese, borsa a cui partecipano produttori e acquirenti. Oggi è un mercato residuale, in quanto vigono ancora contratti bilaterali
MODALITÀ DI ACCESSO ALLA RETE DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolamentato per la rete di trasmissione e per le reti di distribuzione	Accesso regolamentato
DISTRIBUZIONE E VENDITA	Autorizzazione amministrativa per distribuire in una data "zona elettrica" e separazione tra distribuzione e vendita	Completa apertura a tutti i consumatori
CLIENTI IDONEI	Soglie di apertura più accelerate rispetto alla direttiva. Dal 2007 completa apertura a tutti gli utenti	Completa apertura del mercato già dal 1996
PRIVATIZZAZIONE DELLE UTILITY	Da ottobre 1997 avviata privatizzazione del gruppo Endesa: per giugno '98 è prevista la collocazione sul mercato della residua quota pubblica del 41,1% del capitale	Non è prevista la privatizzazione. Intrecci azionari pubblici/municipali/privati
ORGANI DI REGOLAZIONE	Autorità di regolazione CNSE (Commission Nacional del Sistema Eléctrico) controllata dal Ministero dell'Industria e dell'Economia	Autorità di regolazione Nutek, creata nel 1995, al cui interno è competente per la regolazione la Network Authority

(*) Non sono inclusi Belgio e Grecia - poiché in base alla Direttiva hanno a disposizione un periodo supplementare per il recepimento e per i quali, pertanto, non si hanno ancora informazioni definitive - e il Lussemburgo (per le modeste dimensioni del mercato)

(**) L'Irlanda ha a disposizione un tempo supplementare di 1 anno per il recepimento della Direttiva

zio del 1998 rispetto alle indicazioni contenute nella Direttiva europea. Il recepimento della Direttiva si intreccia con le riforme del settore avviate o già in atto in diversi paesi. Nel Regno Unito, nei paesi scandinavi e in Spagna la legislazione nazionale ha anticipato, e talvolta superato, la Direttiva; in altri, come in Italia, essa imporrà a breve termine interventi più radicali.

Il recepimento in Italia

In Italia il processo di recepimento della Direttiva europea è in corso. Tale pro-

cesso è stato avviato nel settembre 1996 con l'istituzione di una commissione consultiva ministeriale (Commissione Carpi, dal nome del sottosegretario che l'ha presieduta) che ha approvato un documento conclusivo il 29 gennaio 1997. Quest'ultimo è stato discusso in sede parlamentare nell'ambito della Commissione X della Camera dei deputati (Attività produttive, commercio e turismo) portando all'adozione della risoluzione dell'11 giugno 1997.

La seconda tappa del processo di recepimento è stata l'approvazione da parte del Parlamento in data 21 aprile 1998 dell'art. 36 della legge n. 128 *"Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alla Comunità europea"*, detta *"legge Comunitaria 1995-97"*, relativo alle *"Norme per il mercato dell'energia elettrica"*. Quest'ultimo delega il Governo a dare attuazione alla Direttiva attraverso l'emanazione, entro un anno dalla sua data di entrata in vigore, di uno o più decreti legislativi nel rispetto di alcuni criteri e principi che riguardano il riassetto del mercato elettrico nazionale.

In sintesi le indicazioni del Parlamento in materia di riassetto del mercato elettrico contenute nell'art. 36 della *"legge Comunitaria 1995-97"* prevedono:

- La liberalizzazione del mercato nel quadro di regole che garantiscano il servizio pubblico e universale, la qualità, la sicurezza, l'applicazione della tariffa unica sul territorio nazionale ai clienti vincolati;
- l'istituzione di un acquirente unico con compiti di garantire la disponibilità della capacità produttiva necessaria, la gestione dei contratti, la fornitura ai clienti vincolati con tariffa unica;
- l'attribuzione delle funzioni di gestore della rete di trasmissione e di dispacciamento a un unico soggetto, in modo da garantire sia la funzione pubblicistica, sia la neutralità di entrambi i servizi;
- l'attribuzione al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti il Ministro del commercio con l'estero e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, della responsabilità in materia di sicurezza ed economicità del sistema di generazione;
- la razionalizzazione in base a criteri di trasparenza e attraverso normali regole di mercato del sistema di distribuzione, valorizzando le imprese degli enti locali;
- l'incentivazione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico, anche con l'obiettivo di ridurre le emissioni di anidride carbonica;
- le condizioni di reciprocità nei confronti degli stati membri in termini di grado di apertura del mercato, anche al fine di tutelare la competitività delle imprese elettriche e dell'indotto sul mercato europeo.

La dimensione del mercato libero, ovvero l'individuazione delle soglie minime per i clienti idonei è uno dei nodi critici da sciogliere in sede di recepimento

della Direttiva europea. Le stime disponibili per l'Italia riguardo all'ampiezza della quota di mercato liberalizzata differiscono infatti a seconda dell'inclusione o dell'esclusione degli autoconsumi degli autoproduttori e delle imprese elettriche degli enti locali (pari quasi a 25 TWh nel 1996). Nel primo caso, la quota dovrebbe corrispondere a circa 62 TWh (pari a circa il 25 per cento del mercato complessivo nel 1996) mentre, nel secondo caso, essa scenderebbe leggermente (57 TWh). Le soglie di idoneità risulterebbero, rispettivamente, pari a circa 33 e a circa 10 GWh/annui di consumi. Esse si ridurrebbero ulteriormente quando, nel caso di un soggetto con più punti di prelievo, si considerasse il consumo totale e non quello del singolo punto.

Per facilitare il processo di recepimento, verificarne sul nascere la conformità con il disposto della Direttiva e per favorire lo scambio di informazioni, la Commissione Europea ha costituito un apposito *Gruppo di monitoraggio* nel quale l'Italia è rappresentata dal ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, e a cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas partecipa in qualità di osservatore.

TUTELA DELL'AMBIENTE E INNOVAZIONE TECNOLOGICA

Il contenimento delle emissioni

I profili di carattere ambientale sono di grande rilievo nel settore elettrico. Alla combustione termoelettrica, infatti, si associa il rilascio di agenti inquinanti di origine fossile. Le sostanze di maggiore impatto sull'atmosfera sono gli ossidi di zolfo (SO_x , per oltre 400.000 ton. su quasi 1,5 milioni emesse in Italia nel 1992, secondo i dati della *Relazione sullo stato dell'ambiente*, presentata dal Ministero competente nel 1997) e di azoto (NO_x , circa 400.000 ton. su 2,1 milioni), responsabili delle piogge acide, e il particolato presente nei fumi della combustione.

A queste si aggiungono i gas responsabili delle alterazioni climatiche, il cosiddetto "effetto serra": anidride carbonica (CO_2 , per 1 milione di tonnellate riferibili al settore elettrico) e, in misura minore, ossidi misti di azoto, metano e altri composti organici volatili (Tav. 2.22): Si stima che nel 1995 ogni kWh prodotto in Italia avrebbe comportato l'emissione di 0,52 kg di anidride carbonica, in media equivalenti a 0,60 kg di CO_2 per kWh consumato dall'utente finale.

Le emissioni per kWh di CO_2 del settore elettrico sono diminuite nel tempo in conseguenza dell'adozione di soluzioni rese possibili dall'evoluzione tecnologica o imposte da interventi legislativi. Si sono diffuse tecnologie di produzio-

TAV 2.22 EMISSIONI DI CO₂ IN ITALIA E NEI MAGGIORI PAESI DELLA UE

Anno 1994

	PRODUZIONE E CONSUMO DI FONTI DI ENERGIA		SETTORE ELETTRICO	
	milioni di ton.	ton. per abitante	milioni di ton.	(*) %
ITALIA	432	7,5	118	27,3
UE 15	3.496	9,4	959	27,4
AUSTRIA	73	9,0	12	16,4
BELGIO	152	12,5	24	15,8
DANIMARCA	71	13,5	36	50,7
FINLANDIA	83	16,2	26	31,3
FRANCIA	405	6,9	31	7,7
GERMANIA	972	11,8	337	34,7
GRAN BRETAGNA	618	10,7	184	29,8
GRECIA	79	7,6	36	45,6
IRLANDA	36	9,9	12	33,3
OLANDA	194	12,5	47	24,2
PORTOGALLO	57	5,7	16	28,1
SPAGNA	255	6,5	68	26,7
SVEZIA	85	9,6	9	10,6

(*) Incidenza delle emissioni del settore elettrico sul totale delle emissioni associate alla produzione e al consumo di energia

Fonte: Elaborazione su dati IEA

ne prive di emissioni di CO₂ (come quelle basate sull'impiego di fonti rinnovabili), combustibili a minor contenuto di carbonio (il gas naturale, a parità di resa termica, produce CO₂ in misura di circa il 40 per cento inferiore rispetto al carbone e di circa il 20 rispetto all'olio combustibile) e processi a rendimenti elevati (come i cicli combinati).

In Italia, i principali interventi normativi hanno riguardato la tassazione dei combustibili, le norme sulle emissioni e sull'autorizzazione per la scelta dei siti degli impianti di generazione, gli incentivi all'aumento dell'efficienza termica, l'uso del rimborso per l'onere termico e, infine, le agevolazioni alle fonti rinnovabili.

I risultati in materia di contenimento delle emissioni nel settore elettrico conseguiti negli anni recenti appaiono migliori di quelli richiesti da norme di legge. In particolare, per quanto riguarda la quantità di SO₂ rilasciata dagli impianti di proprietà dell'Enel, nel 1990 vi sarebbe stata una riduzione di oltre il 40 per cento rispetto al 1980, a fronte di un obiettivo del 30 per cento. Esiti

ancora più positivi si avrebbero nell'anno in corso, con un abbattimento rispetto al 1980 del 70 per cento a fronte del 40 circa richiesto dalle normative. Anche per quanto riguarda i volumi di NO_x, Enel dichiara di aver conseguito risultati superiori ai requisiti di legge: rispetto al 1980, le emissioni si sarebbero ridotte del 18 per cento circa nel 1990, contro un'indicazione normativa del 2 per cento. L'obiettivo per l'anno in corso prevede un abbattimento del 40 per cento, a fronte della riduzione del 30 per cento richiesta dalla legge. Questi risultati sono stati principalmente ottenuti con un mutamento delle composizione qualitativa dei combustibili e con un miglioramento dei processi di combustione. In particolare, la recente riduzione delle emissioni di SO₂ è stata favorita dall'impiego di combustibili a basso tenore di zolfo, come l'olio combustibile STZ.

Di contro, appare ancora insufficiente l'adozione di tecnologie tese al miglioramento delle condizioni di combustione e all'abbattimento dei fumi nocivi: secondo le informazioni contenute nel *Rapporto ambientale dell'Enel* relativo al 1996, solo il 10 per cento della potenza installata sarebbe già stato pienamente adeguato alle normative in vigore. Inoltre, i quattro primi desolficatori sono stati posti sulle centrali dell'Enel solamente nel 1996, anno di installazione anche dei primi sei denitrificatori catalitici.

Il contenimento delle emissioni di CO₂ comporta l'impiego di fonti energetiche a basso contenuto di carbonio, il miglioramento dei rendimenti energetici nella produzione e l'impiego di dispositivi e di apparati a maggiore efficienza nel consumo finale. Per quanto riguarda i primi aspetti, l'Enel ha dichiarato di aver programmato una riduzione delle emissioni unitarie dai 752 gr/kWh del 1990 ai 690 gr/kWh del 2000. Il conseguimento di questo risultato sarebbe pienamente in linea con l'impegno programmatico assunto dall'Unione Europea nella recente conferenza di Kyoto, che prevede la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dell'8 per cento nel quinquennio 2008-2012 rispetto al valore del 1990.

L'esposizione ai campi elettrici e magnetici

Un ulteriore effetto ambientale legato al settore elettrico è costituito dai campi elettromagnetici che si formano in corrispondenza delle linee elettriche di trasporto ad alta tensione. Elettrodotti, elettrodomestici e ogni apparato elettrico, così come gli impianti di telecomunicazione, generano infatti campi elettrici e magnetici. La frequenza radiante dei primi è di 50 Hz - la cosiddetta frequenza industriale - mentre è molto superiore, dell'ordine di alcuni MHz, per le infrastrutture trasmissive.

Nei paesi industrializzati è in atto un acceso dibattito sulla natura e l'entità

degli effetti nocivi dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici, in particolare a quelli a frequenza industriale. Vi è tuttavia consenso sulla rilevanza del tempo di esposizione e dell'intensità del campo, fattore questo associato ai valori di frequenza, tensione e distanza dal luogo di emissione. Le ripercussioni sull'uomo vengono di norma distinte fra effetti di breve termine, o acuti, ed effetti di lungo termine, o cronici. Questi ultimi appaiono i più controversi sul piano scientifico.

La Commissione UE sta solo mettendo a punto una raccomandazione basata sugli standard definiti dall'*International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection* (ICNIRP). L'Italia è uno dei pochi paesi in cui sono presenti norme sui campi con frequenza industriale, orientate a tutelare la salute dei lavoratori e della popolazione. Tra gli altri paesi europei, unicamente in Germania dal 1996 è in vigore una legge sugli effetti acuti derivanti dalle alte frequenze, tipiche delle telecomunicazioni, con limiti sulle basse frequenze elettriche analoghi a quelli stabiliti in Italia.

L'effettiva attuazione delle linee guida definite in ambito europeo è peraltro condizionata dalle difficoltà di definire i limiti per l'ambiente naturale e gli insediamenti abitativi in base a *standard* misurabili, sui cui registrare consenso. La normativa italiana fa perno sul dPCm 23 aprile 1992, che prende a riferimento gli indirizzi internazionali. Vincoli ulteriori alla localizzazione di nuovi impianti in prossimità di luoghi abitati e azioni di risanamento per quelli già esistenti sono stabiliti con il dPCm 28 settembre 1995. Quest'ultimo stabilisce in particolare:

- limiti di intensità per il campo elettrico e magnetico, in funzione del numero di ore/giorno di esposizione;
- limiti di distanza minima per le linee elettriche esterne a 132, 220 e 380 kV dalle abitazioni o da altri insediamenti che comportino "*tempi di permanenza prolungati*".

Questo secondo limite risulta particolarmente restrittivo, in quanto postula condizioni di carico estreme, rendendo in tal modo i limiti di distanza assai più prudenziali rispetto a quelli relativi all'intensità. Peraltro, la loro verifica è più agevole, e quindi il limite presenta maggiore trasparenza per le popolazioni. Il Governo ha recentemente definito uno schema di disegno di legge che si propone di innovare la normativa, introducendo limiti ancora più severi.

Gli strumenti normativi

La scelta tra fiscalità e tariffazione è questione dibattuta sul piano teorico. In

linea di principio, lo strumento tributario si rende preferibile quando sia la società nel suo insieme ad attribuire rilievo all'esternalità che si intende correggere, e non i soli agenti del settore in cui essa si genera; un aspetto rilevante è costituito dall'entità relativa della distorsione che entrambi gli interventi inevitabilmente comportano. È necessario il coordinamento fra i due strumenti, soprattutto se l'obiettivo che si persegue ha una valenza generale, come ha la tutela dell'ambiente. Nel contesto europeo, in particolare, ragioni di competitività, trasparenza e neutralità dovrebbero suggerire di estendere al livello transnazionale l'azione di coordinamento.

Gli strumenti tariffari e tributari sono due delle leve di cui dispone il regolatore per limitare l'impatto ambientale delle attività economiche. Altre misure che agiscono sul sistema dei prezzi sono rappresentate dai sussidi e dalle agevolazioni sulla fiscalità indiretta. Strumenti radicalmente diversi sono i meccanismi di tipo *command and control* (come standard di emissione, licenze e certificazioni obbligatorie, scelte dei combustibili, obbligo di adozione di apparati antinquinanti), gli strumenti di *moral suasion* (responsabilizzazione degli utenti, disseminazione dell'informazione, promozione di accordi volontari) e gli interventi volti alla creazione di mercati (attraverso permessi negoziabili o assicurazione di responsabilità civile da parte dei soggetti titolari di attività a rischio di inquinamento).

Un esempio di intervento tributario innovativo sulla produzione di elettricità si è avuto con l'introduzione, nel contesto della manovra di bilancio per l'anno in corso, di una tassa specifica commisurata al volume di emissioni gassose degli impianti industriali e termoelettrici di maggiore dimensione. La tassa colpisce le emissioni di anidride solforosa nella misura di 103.000 lire per tonnellata/anno e quelle di ossidi di azoto con 203.000 lire per tonnellata/anno. Questa misura rappresenta un importante sviluppo per la correzione delle esternalità ambientali, sebbene limitare la tassazione alle emissioni dei grandi impianti può introdurre distorsioni. Un esempio di intervento tariffario è dato dalla delibera n. 70/97, con cui l'Autorità ha consolidato in tariffa un insieme di sovrapprezzi (cfr. Cap. 5), per una trattazione di dettaglio).

La valutazione delle emissioni: il progetto ExternE

L'esistenza di ripercussioni ambientali nel ciclo elettrico configura un tipico caso di esternalità, in cui l'intervento pubblico è chiamato in causa per colmare la divergenza fra valutazione privata e valutazione sociale dei costi e dei benefici.

La definizione di schemi d'incentivo per contenere l'impatto ambientale richiede in primo luogo la disponibilità di valutazioni attendibili dei costi di

tale impatto. Queste valutazioni, nonostante recenti progressi, non hanno ancora raggiunto uno stadio di piena maturità e pertanto devono considerarsi sperimentali. Il più ambizioso tentativo di valutare gli effetti esterni dei cicli elettrici è stato svolto dalla Commissione Europea, in collaborazione con il Dipartimento dell'Energia del governo degli Stati Uniti. Il cosiddetto progetto *ExternE*, avviato nel 1991 e di prossima conclusione, mira a fornire una misura monetaria dell'impatto ambientale dei diversi modi di produrre l'elettricità. Pur condizionato da limiti metodologici e incertezze nella valutazione del danno, i risultati del programma di ricerca offrono elementi utili a cogliere l'ordine di grandezza delle esternalità derivanti dalla produzione elettrica.

L'approccio adottato poggia sulla stima, per ciascun ciclo di generazione, del danno marginale associato alla produzione di 1 kWh (compresi gli effetti derivanti dall'estrazione del combustibile primario) sulla base dell'identificazione del sito produttivo, della tecnologia impiegata e degli impatti, distinguendo tra effetti di breve e di lungo termine e valutandone la dimensione territoriale; la metodologia analizza la propagazione dei singoli effetti su scala europea e, se necessario, globale. I profili sui quali viene valutato il danno sono la salute umana, la produzione agricola e ittica, l'ambiente naturale (foreste, acque, terreno, biodiversità) e le sue caratteristiche immediatamente percepite dall'uomo (visibilità e rumore), i fabbricati residenziali e infrastrutturali, l'impatto sul clima, escludendo i danni connessi con l'effetto serra.

I risultati indicano che, limitatamente ai soli cicli termici convenzionali, sarebbe il gas naturale a esercitare l'impatto minore (circa 0,7 mECU/kWh), mentre più elevati risulterebbero gli effetti associabili all'olio combustibile (11-12 mECU/kWh) e al carbone, dove le stime presentano incertezze maggiori (6-16 mECU/kWh). Complessivamente, gli effetti si manifesterebbero soprattutto sulla salute umana e in particolare sul rischio di decesso prematuro, mentre sarebbero più limitati quelli sull'ecosistema.

Un limite di queste stime consiste nella loro dipendenza dal tipo di impianto e dal sito preso in considerazione (*site specific*); come tali esse non sono direttamente utilizzabili a fini della definizione degli interventi di politica ambientale. Sono state tuttavia sviluppate tecniche per il trasferimento delle stime su altri siti e per la loro aggregazione.

In Italia vigono limiti puntuali sull'emissione di SO₂, che obbligano a installare tecnologie di desolforazione dei fumi sugli impianti a carbone e a usare composti a basso tenore di zolfo negli impianti a olio combustibile; nel caso dei NO_x, è di norma prevista l'adozione di denitrificatori. Un ulteriore esempio

di misura normativa è dato dalle incentivazioni accordate all'energia elettrica prodotta con fonti primarie rinnovabili e assimilate, incentivazioni che hanno avuto effetti ragguardevoli sulla struttura dell'offerta elettrica.

Le misure citate ricadono fra i correttivi che operano sul versante dell'offerta di elettricità. Interventi di questa natura possono anche riguardare la scelta della tecnologia di produzione, i suoi livelli di efficienza, la localizzazione e la dimensione dei siti produttivi, i protocolli di adattamento degli impianti per la riduzione dell'impatto, il percorso delle linee trasmissive, le modalità di compensazione del danno direttamente arrecato alle popolazioni residenti. Queste misure hanno natura essenzialmente autorizzativa.

Lo spazio per interventi tariffari è maggiore sul piano delle azioni volte a influire sull'impiego dell'elettricità, per indurne un uso efficiente. Rientrano in questo ambito le politiche di gestione attiva della domanda (*demand side management*, o DSM) e le azioni dirette al risparmio energetico negli impieghi industriali o nell'uso di apparati domestici. La legge istitutiva dell'Autorità salda i due strumenti: essa stabilisce infatti che fra gli elementi da considerare per aggiornare la tariffa elettrica con il metodo del *price cap* figurino il costo sostenuto per il "controllo e la gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse" (art. 2, comma 19, della legge n. 481/95).

Le politiche di modulazione della domanda mirano a determinare un utilizzo più razionale dell'elettricità, ai fini sia di modificarne il profilo temporale per attenuare i vincoli di capacità, sia di ridurre l'impatto ambientale connesso con la produzione e la trasmissione. Interventi di DSM possono essere attuati con strumenti tariffari (inviando agli utenti i corretti segnali di prezzo) oppure informativi, di ricerca e sviluppo, di consulenza e di sussidio (per incoraggiare l'applicazione delle tecnologie innovative e l'acquisto di apparati che le incorporano). Al momento attuale, tuttavia, non vi è ancora un utilizzo coordinato ed esteso di questi interventi in Italia.

La già citata delibera n. 70/97 costituisce un esempio di misura volta a accrescere l'efficienza economica ed energetica della generazione, attraverso il contenimento del costo dell'approvvigionamento. Politiche di miglioramento dell'efficienza energetica hanno riflessi positivi sull'ambiente, perché permettono di ottenere la stessa quantità di energia - in termini di potere calorico - con un minor impiego di risorse primarie e, quindi, di un minor rilascio di agenti inquinanti.

L'incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili nei paesi della UE

Nei paesi dell'Unione europea l'offerta di energia da fonti rinnovabili beneficia di diverse forme di incentivazione fiscale e finanziaria. Le forme di sostegno più diffuse sono le seguenti:

- a) *obbligo di acquisto a carico degli operatori di rete a prezzi convenuti.* Di norma, il prezzo viene fissato sulla base del criterio dei costi evitabili (Austria, Belgio, Francia, Grecia, Italia, Spagna). La direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica non prevede ulteriori forme di sussidio diretto o indiretto alle fonti rinnovabili, ma si limita a favorire il loro impiego lasciando liberi gli Stati membri di imporre l'obbligo di dispacciamento (e quindi di acquisto) all'operatore della rete di trasmissione nazionale (Direttiva 96/92/CE, art. 8, comma 3);
- b) *esenzione fiscale*, in particolare dalle tasse ambientali (per esempio sulle emissioni di CO₂) o da altre imposte gravanti sul consumo di energia (Austria, Danimarca, Olanda);
- c) *sussidio diretto* per kWh prodotto o in altre forme (quali finanziamento pubblico di programmi di ricerca e sviluppo, contributi a fondo perduto). Questi aiuti possono essere concessi sia a livello statale (Germania, Irlanda, Lussemburgo), sia comunitario;
- d) *green pricing*. Questi schemi consistono in meccanismi tariffari volti a determinare l'autoselezione dei consumatori, attraverso le preferenze in materia di tutela ambientale. L'utente elettrico che vi aderisce contribuisce al finanziamento dei costi incrementali di impianto o di energia per produrre elettricità con fonti rinnovabili in luogo di quelle convenzionali. Le modalità applicative possono prevedere contributi *una tantum*, esborsi periodici oppure sovrapprezzi sui consumi. Il *green pricing* trova ampie applicazioni negli Stati Uniti, in particolare in California; in Europa esso è diffuso soprattutto in Olanda (per l'energia solare ed eolica), in Svezia, Austria e Germania;
- e) *certificati verdi*. Con questo meccanismo l'autorità nazionale stabilisce il livello di produzione (o di consumo) di energie rinnovabili ritenuto desiderabile. Successivamente, si richiede ai consumatori di coprire una quota del loro fabbisogno elettrico con fonti rinnovabili. A causa dell'impossibilità di separare l'energia "verde" da quella "convenzionale" una volta immessa nella rete, vi sono difficoltà pratiche di rifornire il consumatore in misura corrispondente alla quota sottoscritta; una possibile soluzione consiste nell'obbligo di acquisto di "certificati verdi" (*green certificates*) rappresentativi della quota pattuita del fabbisogno. I certificati vengono emessi dai produttori di energie rinnovabili, sotto il controllo dell'autorità di regolazione. In sostanza, i produttori cedono l'energia rinnovabile all'operatore di rete al prezzo di mercato; il costo addizionale di produzione è coperto dai ricavi derivanti dalla sottoscri-

zione dei certificati. Può così svilupparsi un mercato per i certificati, con prezzi legati al divario fra il costo medio di produzione dell'energia prodotta con fonti rinnovabili rispetto al normale prezzo di mercato. Questo meccanismo è stato finora applicato solo in Olanda.

L'incentivazione delle fonti di energia rinnovabili e assimilate in Italia

Il miglioramento della compatibilità ambientale dei processi di produzione di energia elettrica richiede lo sviluppo di tecnologie che garantiscono un basso livello di emissione di gas nocivi in atmosfera, un alto grado di efficienza nella conversione delle fonti primarie, oppure la chiusura del ciclo dei rifiuti attraverso il loro recupero energetico. Soddiscano questi requisiti le fonti rinnovabili e assimilate.

Le fonti *rinnovabili* sono risorse energetiche la cui disponibilità dipende essenzialmente da processi naturali direttamente o indirettamente riconducibili alla radiazione solare (irraggiamento, potenziale idroelettrico, energia eolica, fotosintesi delle biomasse) e all'energia geotermica. L'incentivo accordato a queste fonti si giustifica con il loro ridotto impatto ambientale (nullo in termini di emissioni, ma non indifferente in termini di impianto) e con l'esigenza di modificare le convenienze finanziarie in presenza di elevati costi di impianto e di un'accentuata diluizione dell'energia utile.

L'elettricità prodotta con fonti cosiddette *assimilate* ha invece origine fossile. Si tratta prevalentemente di processi di cogenerazione (generazione congiunta di energia elettrica e di calore). La giustificazione dell'incentivazione viene ricercata nell'elevata efficienza energetica che caratterizza gli impianti che impiegano questi processi, che dovrebbero essere pertanto assimilati alle fonti rinnovabili. In Italia, un esempio di processo di questo tipo è dato dai cicli combinati alimentati con gas naturale per la produzione congiunta di energia elettrica (ceduta all'Enel) e di calore (impiegato in processi industriali).

La legge n. 9/91

Il regime di incentivazione per le fonti rinnovate e assimilate applicato in Italia è stato delineato dalla legge n. 9/91 di attuazione del Piano Energetico Nazionale del 1988. Tale legge detta, al titolo III, le *"Norme per gli autoproduttori e per le imprese elettriche degli enti locali"* definendo, in particolare, il regime giuridico degli impianti di produzione di energia elettrica a mezzo di fonti rinnovate e assimilate (art. 22) e quello per la circolazione dell'energia elettrica prodotta a mezzo di tali fonti (art. 23).

La legge n. 9/91 rimanda inoltre a due importanti provvedimenti attuativi: l'e-

manazione di una convenzione-tipo (art. 22, comma 4) e del provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6, per la definizione dei prezzi dell'energia e dei parametri incentivanti (art. 22, comma 5).

La convenzione-tipo, approvata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in data 25 settembre 1992, riporta gli schemi relativi a quattro tipologie di transazioni tra Enel e produttori a mezzo di fonti rinnovate e assimilate:

- cessione di energia (cessione dedicata oppure cessione di eccedenze);
- scambio di energia (che prevede una consegna all'Enel dell'energia elettrica prodotta per scopi di autoconsumo e una successiva riconsegna in corrispondenza del sito di consumo dell'energia stessa);
- vettoriamento (con il quale si richiede un servizio di trasporto sulla rete pubblica a fronte del pagamento di un corrispettivo);
- produzione per conto dell'Enel (con la quale il produttore indipendente si impegna a rendere disponibile una certa potenza in determinate circostanze).

Le proposte di cessione, se ritenute dall'Enel compatibili con i propri programmi, sono ordinate in graduatorie di priorità, aggiornate con cadenza semestrale. L'Enel trasmette semestralmente al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato una situazione aggiornata delle iniziative in corso in materia di fonti rinnovate e assimilate.

Il provvedimento Cip n.
6/92

Il provvedimento Cip n. 6/92, riguardante i *"Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche per l'assimilabilità a fonte rinnovabile"*, definisce:

- le tipologie di impianto a cui spettano gli incentivi. Tra di esse sono compresi gli impianti che usano nuove fonti rinnovabili di energia e fonti assimilate; i criteri di efficienza nell'uso della materia prima per gli impianti assimilati sono espressi con un parametro denominato "indice energetico" (Ien);
- la struttura dei prezzi di cessione all'Enel dell'energia elettrica articolata secondo quattro componenti: costo di combustibile, costo di impianto, costo di esercizio, di manutenzione e spese generali, ulteriore componente di prezzo. Le prime tre componenti vengono espresse in base al criterio del "costo evitato" per l'Enel, mentre l'ultima componente rappresenta l'incentivo riconosciuto al nuovo produttore da fonti rinnovate e assimilate per i primi 8 anni di esercizio dell'impianto (nel 1997 tale componente variava tra un valore di circa 33 lire/kWh, per gli impianti "assimilati" di media efficienza, fino a oltre 180 lire/kWh, per gli impianti alimentati con rifiuti o

con energia solare);

- i criteri di incentivazione riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici per l'energia prodotta a mezzo di fonti rinnovate e assimilate e immessa nella propria rete (ovvero non ceduta all'Enel). In questo caso il contributo risulta composto dal solo costo evitato di combustibile a cui si aggiunge l'ulteriore componente incentivante per i primi 8 anni di esercizio dell'impianto.

All'inizio del 1997, un decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (DM 24 gennaio 1997) ha sospeso gli effetti del provvedimento Cip n. 6/92 per quanto riguarda la cessione dell'energia elettrica da fonti rinnovate e assimilate; tale decreto ha salvaguardato gli impianti già realizzati, quelli in corso di realizzazione alla data di entrata in vigore del decreto e le iniziative di cessione di terzi selezionate dall'Enel fino al 30 giugno 1995.

Effetti sull'offerta e implicazioni finanziarie

Le risorse finanziarie per sostenere le iniziative in materia di produzione con fonti rinnovabili e assimilate sono alimentate con un sovrapprezzo prelevato sui consumi. I contributi di incentivazione vengono erogati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Dall'aprile 1992 al gennaio 1997 il provvedimento Cip n. 6/92 ha impresso un notevole sviluppo alle iniziative di produzione con fonti rinnovate e assimilate: si stima che, al momento della sua sospensione, fossero già state sottoscritte circa mille convenzioni di cessione dedicata tra produttori terzi ed Enel, corrispondenti a una potenza di circa 9.000 MW (di cui 5.000 per fonti assimilate e 4.000 per fonti rinnovabili), pari a oltre il 16 per cento della consistenza degli impianti di generazione dell'Enel in essere alla fine del 1996.

Nel caso in cui tutte queste iniziative venissero realizzate nei tempi previsti, la produzione dedicata dei terzi raggiungerebbe un picco nei primi anni del prossimo decennio con cessioni di oltre 50 TWh annui, con un successivo declino, più rapido per le fonti rinnovabili, in relazione allo scadere delle convenzioni sottoscritte con l'Enel (Fig. 2.11). Questa produzione avviene in gran parte (circa il 70 per cento) mediante impianti assimilati (centrali a cogenerazione), mentre apporti consistenti sono attesi anche dal recupero energetico dei rifiuti e dagli impianti che utilizzano combustibili di processo o recuperi di energia (complessivamente circa il 20 per cento della produzione).

Ai prezzi del 1996, il costo dell'energia generata dai produttori terzi può essere stimato, per i primi anni del prossimo decennio, in oltre 5.000 miliardi di lire annui (di cui poco più della metà da fonti assimilate) a carico della Cassa conguaglio per il settore elettrico (come costo evitato di combustibile e ulteriore componente) e in quasi 2.000 miliardi di lire annui a carico dell'Enel (come costo evitato di impianto e di esercizio).

FIG. 2.11 PRODUTTORI TERZI: FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE

Potenze (MW) a disposizione dell'Enel in base a convenzioni stipulate ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92

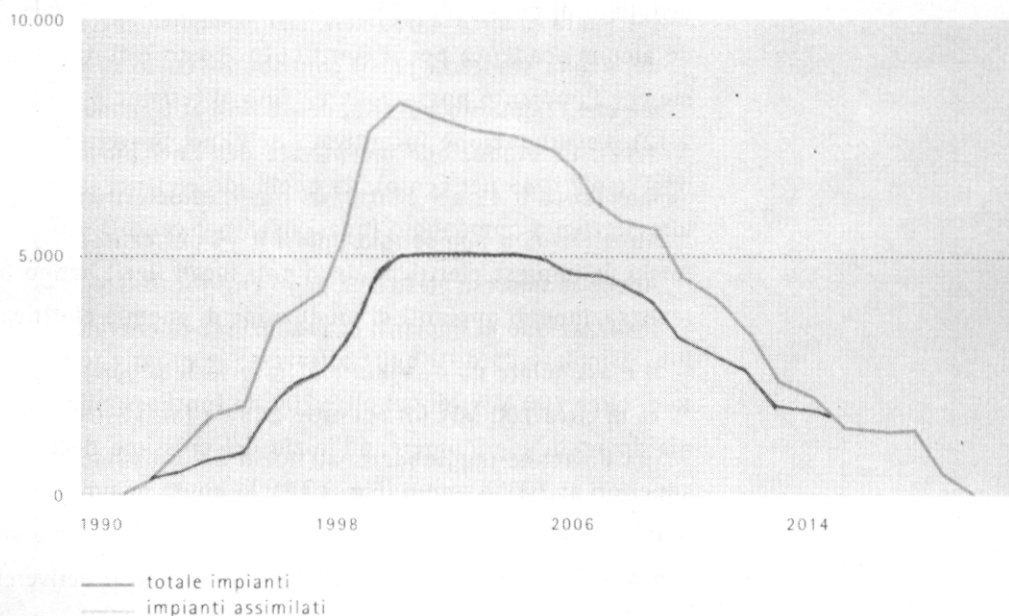
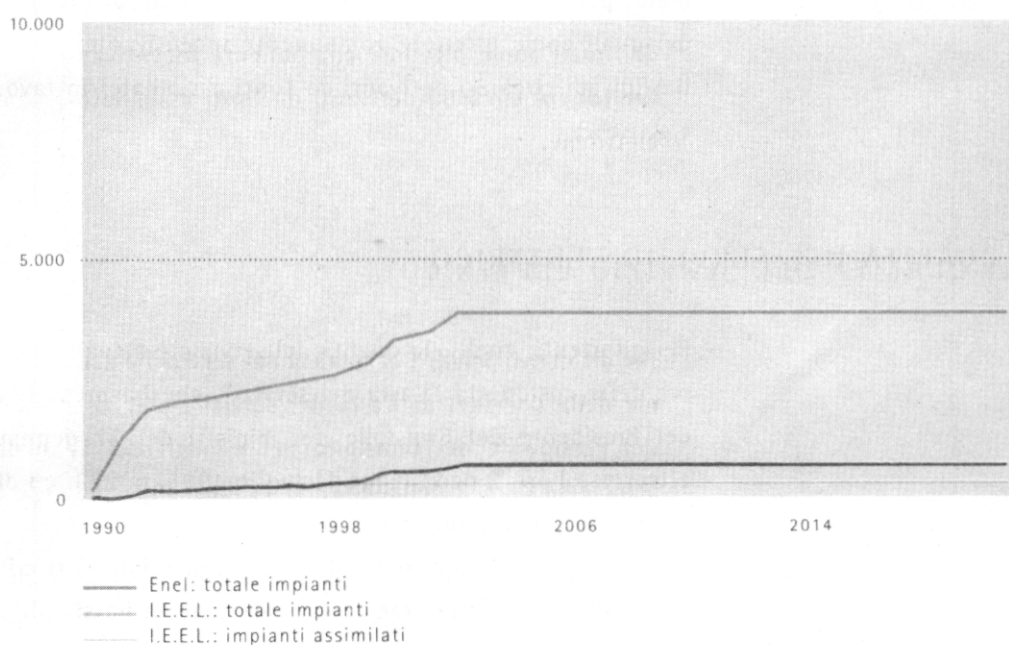


FIG. 2.12 ENEL E IMPRESE DEGLI ENTI LOCALI: FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE

Potenze (MW) disponibili ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92



L'Enel ha avviato un programma per accedere ai contributi previsti dal Cip n. 6/92, limitatamente alle sole fonti rinnovabili. La produzione incentivata

potrebbe raggiungere nei primi anni del prossimo decennio - se tutti gli impianti supereranno gli accertamenti previsti dalla normativa in vigore - una produzione massima stimabile nell'ordine di 10 TWh annui, per una potenza installata di circa 4.000 MW. Dal momento che l'attuale normativa non prevede alcuna scadenza per il contributo "costo evitato di combustibile", si assume che l'impianto possa goderne fino al termine della sua vita produttiva (Fig. 2.12). La produzione incentivata dell'Enel proverrebbe dagli impianti geotermici (circa il 45 per cento), da quelli idroelettrici (oltre il 40 per cento) e dagli idroelettrici a pompaggio (quasi il 15 per cento).

Anche le imprese elettriche degli enti locali (leel) hanno in corso programmi di realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica con fonti rinnovabili e assimilate da distribuire attraverso le proprie reti per una potenza installata di circa 700 MW (di cui oltre 200 da fonti assimilate). La produzione di energia dovrebbe raggiungere, all'inizio del prossimo decennio, valori massimi non superiori ai 2 TWh annui (Fig. 2.12): la quota maggiore della produzione riguarderebbe l'idroelettrico (oltre il 50 per cento) e le fonti assimilate (circa il 40 per cento della produzione), mentre i restanti apporti deriverebbero essenzialmente da rifiuti solidi urbani e da *biogas*. Anche nel caso degli impianti degli enti locali non è prevista alcuna scadenza per la fruizione del contributo.

Nel caso delle imprese produttrici-distributrici (l'Enel e le leel), l'esborso a carico della Cassa conguaglio - sulla base delle ipotesi sopra indicate - è stimato, per l'anno 2002, in circa 1.200 miliardi di lire in favore dell'Enel (metà dei quali come ulteriore componente incentivante) e quasi in 200 miliardi di lire (di cui circa 50 derivanti da fonti assimilate) in favore delle altre imprese elettriche.

LA QUALITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO

Per gli utenti "civili", la qualità del servizio è attualmente disciplinata dal regime della cosiddetta "Carta dei servizi", che ha preso le mosse dalla Direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, evolvendosi attraverso l'art. 2 della legge 11 luglio 1995, n. 273, e i dPCm recanti gli schemi generali di riferimento.

Per il servizio dell'elettricità, lo schema generale di riferimento è stato definito dal dPCm 18 settembre 1995. Tale schema ha stabilito la scadenza del termine di 120 giorni entro cui i soggetti erogatori avrebbero dovuto adottare e inviare al Dipartimento della funzione pubblica una propria Carta dei servizi pubblici, ispirandosi ai principi della Direttiva e dello schema stesso. Nella Carta, i soggetti erogatori avrebbero dovuto indicare gli "standard" di qualità

generali e specifici applicati agli indicatori elencati nello schema di riferimento. Inoltre, ogni azienda avrebbe dovuto indicare almeno quattro "standard" specifici soggetti a rimborso in caso di mancato rispetto dello standard per cause non imputabili all'utente. La Carta dei servizi attribuisce notevole importanza agli aspetti relazionali del servizio, che sono quelli più rilevanti per l'utenza domestica o commerciale e artigianale cui la Carta si rivolge; in particolare, essa riguarda la tempestività d'intervento a fronte di una richiesta dell'utente per allacciamento, attivazione e altre prestazioni innescate dall'utente, come la risposta a reclami o richieste di informazione.

L'Autorità, in base all'art. 2, comma 12, lettera p, della legge istitutiva, ha assunto le competenze del *Comitato permanente per l'attuazione della Carta dei servizi pubblici*, limitatamente ai settori regolati, a decorrere dalla data in cui è avvenuto il trasferimento delle competenze da altre amministrazioni e organi dello stato (23 aprile 1997, in seguito alla pubblicazione del regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità). I soggetti erogatori avrebbero dovuto inviare a tale Comitato le relazioni annuali sul raggiungimento degli obiettivi di qualità indicati dagli "standard" che autodichiarati nelle Carte.

Nella fase di avvio dell'attività l'Autorità ha proceduto in primo luogo alla rilevazione dello stato di attuazione della Carta nel settore dell'energia elettrica, esaminando la documentazione disponibile presso il *Comitato permanente per l'attuazione della Carta dei servizi pubblici*. Dalla ricognizione effettuata emerge che, in generale, la concreta attuazione della Carta presenta diversi aspetti positivi: la grandissima maggioranza degli utenti è servita da un soggetto erogatore che si è dotato di una propria Carta dei servizi. Le 194 Carte relative all'elettricità (di cui 147 provenienti dalle zone in cui è suddivisa la distribuzione dell'Enel) pervenute al Dipartimento della funzione pubblica alla data del 28 febbraio 1997 - data immediatamente precedente all'avvio operativo dell'Autorità - rappresentano infatti il 99 per cento dell'utenza in bassa tensione.

Le Carte elaborate dai soggetti esercenti rispondono in generale alle specifiche fissate dagli schemi generali di riferimento. Tuttavia, il processo attuativo presenta ancora rilevanti aspetti critici:

- l'adozione delle Carte non è sempre stata seguita dalla verifica degli "standard" da parte degli esercenti;
- moltissimi esercenti di minore dimensione non hanno adottato la Carta;
- rimane un'ampia dispersione degli "standard", dovuta alle differenti caratteristiche delle zone servite, alla mancanza di riferimenti comuni nazionali e, in parte, anche a differenze nelle modalità di misura;
- gli utenti non conoscono le Carte dei servizi e quindi non si avvalgono del

diritto al rimborso quando questo sia accordato, come avviene nella stragrande maggioranza dei casi, solo su iniziativa degli utenti che hanno subito il disservizio.

Al momento del passaggio di competenze dal *Comitato permanente per l'attuazione della Carta dei servizi pubblici* all'Autorità la conoscenza circa lo stato della qualità del servizio elettrico in Italia risultava quindi ancora molto incompleta; in particolare, non erano disponibili dati di verifica dei livelli di qualità raggiunti a fronte degli "standard" dichiarati. L'Autorità nel suo primo anno di attività ha pertanto avviato un'indagine, basata su dati dichiarati dagli stessi soggetti esercenti, volta a completare il quadro conoscitivo dello stato di adozione delle Carte e a rilevare i livelli di qualità effettivamente raggiunti nel 1996 a fronte degli "standard" dichiarati. I risultati dell'indagine sono riportati nel Capitolo 6.

NOTE

- 1 Al coordinamento tecnico e gestionale delle interconnessioni in ambito europeo provvede l'*Unione per il Coordinamento della Produzione e Trasmissione dell'Elettricità*, o UCPTE.
- 2 Parte A della tariffa al netto delle componenti A1, A2, A3 inglobate nella tariffa dalla delibera n. 70/97.
- 3 Si veda la Comunicazione della Commissione CE 96/C 288/04, relativa alla procedura di infrazione in merito all'aiuto di Stato concesso dall'Italia alla società *Alumix*.
- 4 A norma della legge dell'11 dicembre 1933, n.1775, art.5 e della legge del 27 dicembre 1953, n.959. artt. 1 e 3.
- 5 Già al momento dell'istituzione del sovrapprezzo termico (provvedimento Cip 6 luglio 1974, n. 34) era prevista l'esenzione di questa componente di prezzo per le utenze sottese, per l'energia loro spettante a tale titolo. Successivamente, il provvedimento Cip del 27 gennaio 1988, n. 3 ha stabilito l'esonero dall'applicazione del sovrapprezzo termico per le stesse utenze sottese e per l'energia elettrica fornita ai comuni rivieraschi a norma della legge n. 1775/33, art. 52 e della legge n. 959/53, artt. 1 e 3, destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi.
- 6 *Proposal for a council directive introducing a tax on carbon dioxide emissions and energy*. Si veda il documento COM(92) 226-Final, del 30 giugno 1992.
- 7 *Commission of the European Communities, Proposal of a Council Directive, volta a Restructuring the Community Framework for the Taxation of Energy Products*, Brussels, 12 marzo 1997, COM(97) 3-Final.
- 8 Cfr. Cap. 3.
- 9 Frigorifero, lavatrice, lavastoviglie e televisione a colori.
- 10 Lo SPA è un rapporto di conversione tra diverse valute nazionali tale da eguagliare la parità dei poteri di acquisto (PPA) fra le stesse. La PPA viene calcolata come media ponderata dei rapporti di prezzo tra diversi paesi per un paniere di merci e servizi rappresentativi di un impiego di domanda finale (in genere si considera il vettore dei consumi finali).
- 11 Le statistiche dell'Eurostat per l'Italia includono nella voce componenti parafiscali alcuni oneri che prima della delibera n. 70 dell'Autorità confluivano nei sovrapprezzi e successivamente sono stati inglobati in tariffa e costituiscono le componenti A1, A2, A3 e la "parte non inglobata" relativa alla maggiorazione straordinaria (legge 9 gennaio 1991, art. 33, comma 1) per la parte necessaria ad assicurare il reintegro delle minori entrate per lo Stato.

PAGINA BIANCA

3. LO STATO DEI SERVIZI: IL GAS NATURALE

Nel 1997, i consumi nazionali di gas metano hanno superato i 55 miliardi di mc (Gmc), contribuendo a soddisfare quasi il 28 per cento dei fabbisogni di energia primaria. Il mercato del gas naturale in Italia è il terzo in Europa, dopo quelli tedesco e britannico.

Nel capitolo vengono brevemente richiamati i principali dati e si forniscono informazioni sull'evoluzione più recente del servizio gas. Seguono l'esame degli schemi di formazione delle tariffe con particolare attenzione al settore civile, i profili di carattere fiscale, l'incidenza della spesa per il gas sui consumi delle famiglie e sugli indici aggregati di prezzo e un confronto dei prezzi con quelli praticati in altri contesti nazionali. Vengono quindi individuati aspetti e problemi relativi all'assetto del servizio, destinato comunque a evolvere nei prossimi anni anche sotto l'impulso della prevista adozione della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale. Vengono poi illustrate brevemente altre tematiche come il minore impatto ambientale del gas naturale rispetto ad altre fonti primarie e gli effetti dell'introduzione di maggiore concorrenza sulle potenzialità di sviluppo del settore. Infine si dedica attenzione ai profili di qualità del servizio, attraverso l'esame delle Carte dei servizi, e ai profili di sicurezza.

LA STRUTTURA DEL SERVIZIO DEL GAS

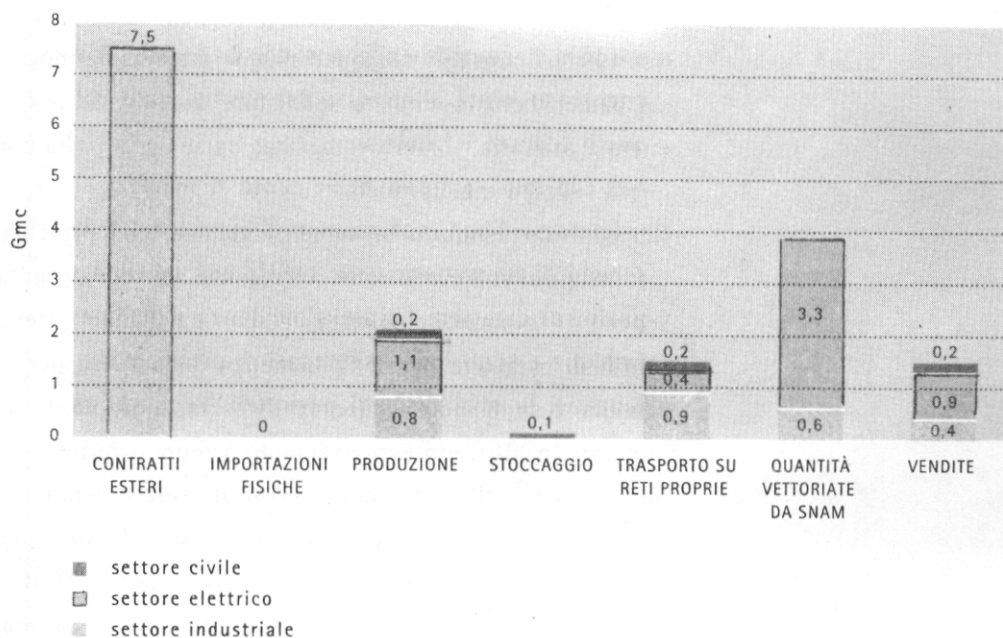
Assetto del mercato e operatori

Il servizio del gas è caratterizzato da una forte concentrazione nell'approvvigionamento e nel trasporto e da un grande frazionamento nella distribuzione, dove prevalgono condizioni di monopolio locale.

In tutte le fasi il servizio è dominato dall'Eni o da sue società controllate (Fig. 3.1). Quasi il 90 per cento della produzione nazionale è assicurato da Agip, incorporata nell'Eni SpA dall'1 gennaio 1998. Il 94 per cento delle importazioni è basato su contratti della Snam, società posseduta al 99,9 per cento dall'Eni SpA. Snam è anche proprietaria di tutte le infrastrutture di importazione; è l'operatore dominante nel dispacciamento e trasporto interno, con una quota del 96 per cento dei servizi di distribuzione primaria ad alta pressione. Attraverso l'Agip, l'Eni dispone della quasi totalità dei servizi di stoccaggio e modulazione sul territorio nazionale. Snam detiene il 41 per cento delle azioni di Italgas; opera nel settore della distribuzione attraverso reti locali (con oltre il 30 per cento delle vendite a bassa pressione), anche mediante controllo o partecipa-

FIG. 3.1 MERCATO DEGLI OPERATORI DIVERSI DA ENI PER FASE E PER SETTORE DI DESTINAZIONE

Anno 1997; miliardi di mc



Fonte: Elaborazione su dati Snam, Edison Gas e altri

zione maggioritaria al capitale di dieci aziende di distribuzione.

Dal lato dell'approvvigionamento, Enel detiene contratti di importazione per 7,5 Gmc/anno (nel 1997 ha importato 2,4 Gmc pari al 6 per cento del totale), Edison Gas copre il 7 per cento della produzione nazionale e una decina di altre società il restante 3 per cento. Nel settore della distribuzione secondaria, il 35 per cento delle vendite finali è assicurato da 7 aziende e il rimanente 65 per cento da poco meno di 800 aziende, che operano su scala generalmente locale.

A partire dagli anni ottanta il gas naturale ha conosciuto uno sviluppo accelerato, sostenuto da politiche rivolte alla diversificazione delle fonti energetiche e alla tutela dell'ambiente. L'espansione dei consumi, originariamente trainata dagli usi industriali, si è propagata nel settore civile, in seguito all'impegno di metanizzare gran parte del paese nel giro di un decennio. Nella fase più recente l'espansione dei consumi ha tratto sostegno dalla domanda connessa con la generazione elettrica. Alla crescita della domanda nel settore civile hanno anche concorso politiche tariffarie dirette a incentivare le imprese a investire nelle reti di distribuzione del gas e politiche tributarie che ne hanno favorito la penetrazione rispetto ai combustibili concorrenti.

Negli ultimi anni, tuttavia, si è assistito a un rallentamento dei consumi: nel settore civile, il tasso di crescita è sceso da oltre il 7 per cento negli anni

ottanta a meno del 5 per cento negli anni novanta; in quello industriale, l'incremento si è dimezzato, flettendo dal 4 al 2 per cento. Di contro, permane su livelli molto sostenuti la dinamica dei consumi per la generazione elettrica, sospinta in prospettiva dall'atteso impiego di tecnologie di produzione a ciclo combinato. Nel 1997, al gas naturale erano imputabili il 55 per cento dei consumi di energia del settore civile, il 42 di quello industriale e il 24 di quello elettrico.

Le reti di distribuzione, che hanno raggiunto un'estensione di 120.000 km, servono oltre 5.000 comuni e quasi il 65 per cento delle famiglie del paese. In particolare, la rete nazionale ad alta pressione ha superato i 28.000 km, diventando la seconda per estensione in Europa.

Un ruolo modesto nel sistema distributivo aggregato, ma non trascurabile a livello di singole realtà locali, è svolto dai canali di distribuzione non direttamente collegati con i metanodotti ad alta pressione. Questi canali contribuiscono per circa lo 0,5 per cento ai consumi totali di gas distribuito in rete: oltre il 4 per cento delle aree dotate di rete di distribuzione locale, infatti, non viene direttamente servito dai metanodotti. Nelle aree non collegate, nelle frazioni remote dei comuni, in alcune zone collinari o montane, il gpl rappresenta spesso l'unica possibilità di fornitura di rete, anche come soluzione transitoria verso la metanizzazione. La distribuzione di gpl in rete ha conosciuto un sviluppo notevole negli ultimi anni, più che raddoppiando dal 1992 il numero di località alimentate (oltre 170 tra comuni e frazioni nel 1997). Un ruolo importante nella distribuzione nelle zone marginali viene anche svolto dal metano di rete rifornito mediante carro bombolaio, che raggiunge circa 50 località. Infine, il gas manifatturato è distribuito in una decina di aree urbane collegate ai metanodotti, ma nelle quali non è stata ancora completata la trasformazione a metano.

Il servizio del gas naturale

Il servizio del gas naturale si articola in più fasi e attività:

- *Approvvigionamento.* Distinto in produzione nazionale e importazione.
- *Trasporto.* Consiste nella movimentazione del gas sulle lunghe distanze. Può essere effettuato con gasdotti ad alta pressione (generalmente su terraferma, ma anche via mare) e, nel caso di gas naturale liquefatto, con navi criogeniche, con successiva rigassificazione in appositi terminali.
- *Vettoriamiento.* Consiste nel trasporto effettuato dall'operatore di rete per conto di fornitori terzi. In Italia il vettoriamiento avviene in tre circostanze: il trasporto sulla rete Snam di gas importato sulla base di con-

tratti dell'Enel; la trasmissione sulla medesima rete di gas di produttori nazionali diversi da Agip, utilizzato in loro stabilimenti o in stabilimenti di società a loro collegate, per forniture all'Enel o alle imprese municipalizzate che esercitano attività elettriche (art. 12 della legge n. 9/91); la trasmissione di gas attraverso le reti delle aziende di distribuzione cittadina a grandi industrie e complessi ospedalieri inseriti nel contesto urbano. L'operatore della rete non ha l'obbligo di consegnare lo stesso gas immesso nella sua rete, ma solo una quantità equivalente in termini energetici; può pertanto riconfigurare i flussi di gas nel modo economicamente più conveniente.

- *Stoccaggio operativo.* Consiste nell'accumulo di gas predisposto per far fronte all'escursione della domanda, sia su base stagionale sia su più brevi archi temporali, tali da richiedere incrementi di portata superiori a quelli raggiungibili con mezzi ordinari, ossia mediante variazioni nella produzione nazionale e/o importazione, oppure anche attraverso variazioni nella pressione del gas, entro i limiti consentiti dall'esercizio della rete. La dimensione degli stoccaggi operativi in Italia è dell'ordine di 15 Gmc.
- *Stoccaggio strategico.* Forma di stoccaggio volta a compensare cadute impreviste dei flussi di approvvigionamento di provenienza sia interna, sia estera; rappresenta un margine di sicurezza dell'ordine di alcune miliardi mc di gas. Poiché il gas impiegato per lo stoccaggio strategico è fisicamente indistinguibile da quello che forma lo stoccaggio operativo, la sua entità, misurata in termini di durata dei consumi garantiti a fronte di un'interruzione di fornitura, varia a seconda del periodo dell'anno in cui esso si rende disponibile: è massima in estate, quando l'escursione di breve periodo della domanda è molto contenuta, è invece minima in inverno, nella situazione opposta.
- *Distribuzione.* Distinta in distribuzione primaria a utenze finali (industriali e termoelettriche) e intermedie (aziende di distribuzione), e distribuzione secondaria alle utenze dei settori civili, piccole imprese, artigiani e terziario.
- *Vendita.* Comprende le prestazioni fornite dall'impresa di erogazione all'utente: allacciamento, trasmissione fisica del gas, misurazione del consumo, fatturazione ed esazione. Si distingue la vendita in alta/media pressione da parte del trasportatore ai propri clienti finali (aziende di distribuzione, utenti industriali ed elettrici) dalla vendita in bassa pressione effettuata dalle aziende di distribuzione all'utenza civile, piccole imprese, artigianato e settore terziario.

Produzione nazionale e importazioni

Le dimensioni dei flussi di offerta e di impiego di gas naturale possono essere riassunte in un bilancio aggregato, che evidenzia il contributo dei principali operatori alle fasi produttive del servizio. La tavola 3.1 espone il bilancio per

TAV. 3.1 **BILANCIO DEL GAS NATURALE IN ITALIA**

Anno 1997; miliardi di mc

	AGIP	SNAM	ENEL	EDISON GAS E ALTRI	AZIENDE DISTRIBUZ.	TOTALE
PRODUZIONE NAZIONALE	16,7	0,0	0,0	2,1	0,0	18,8
IMPORTAZIONE	0,0	36,7	2,4	0,0	0,0	39,1
RUSSIA	0,0	13,7	0,0	0,0	0,0	13,7
ALGERIA	0,0	17,9	2,4	0,0	0,0	20,3
OLANDA	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	5,0
ACQUISTI INTERNI	0,0	16,8	0,0	0,0	27,1	43,9
DA AGIP	0,0	16,7	0,0	0,0	0,0	16,7
DA SNAM	0,0	0,0	0,0	0,0	26,9	26,9
DA EDISON E ALTRI	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,3
DISPONIBILITÀ	0,0	26,6	2,4	1,8	27,1	57,9
CONSUMI E PERDITE DI RETE	0,0	0,3	0,0	0,0	0,5	0,8
CONSUMI FINALI*	0,0	26,2	2,4	1,8	26,6	57,0
UTENTI TERMoeLETTRICI	0,0	10,3	2,4	1,0	0,0	13,7
UTENTI INDUSTRIALI	0,0	15,9	0,0	0,8	4,4	21,1
UTENTI CIVILI	0,0	0,0	0,0	0,0	22,2	22,2

* I consumi termoelettrici includono quelli degli autoproduttori. I consumi industriali includono gli usi per sintesi chimica e per autotrazione.

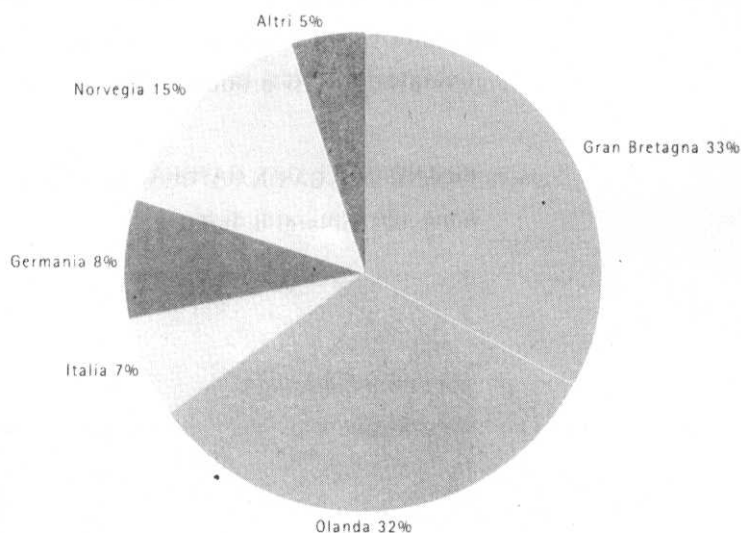
Fonte: Elaborazione su dati Snam, Edison gas e altri operatori

l'anno 1997 per l'Italia. In tale anno, la copertura del fabbisogno di gas naturale è stata assicurata per circa un terzo dalla produzione nazionale, con 18,8 Gmc, e per i restanti due terzi dalle importazioni, pari a 39,0 Gmc.

L'entità ragguardevole delle riserve interne ha reso l'Italia uno dei principali produttori europei (Fig. 3.2). I dati del bilancio relativi al 1997 evidenziano la posizione dominante di Agip con 16,7 Gmc (quasi il 90 per cento della produzione totale); Edison Gas ha contribuito con 1,5 Gmc, mentre la quota restante di 0,6 Gmc si suddivide tra Elf, Fina, Total e altri produttori privati. La crescita dell'*output* durante l'ultimo decennio ha beneficiato dello sviluppo di tecniche avanzate di estrazione. La legge 25 novembre 1996, n. 625, emanata in coerenza con la Direttiva europea 94/22/CE del 30 maggio 1994, ha posto fine all'esclusiva dell'Eni nella Val Padana e nel tratto di mare prospiciente, aprendo la strada a nuovi operatori.

Nel 1997 le importazioni di gas naturale in Italia hanno raggiunto i 39 Gmc,

FIG. 3.2 PRODUZIONE DI GAS NEI PAESI EUROPEI ADERENTI ALL'IEA
Anno 1997; composizione percentuale



Fonte: Elaborazioni su dati IEA

pari al 67 per cento del fabbisogno totale. La provenienza delle importazioni riguarda per 20,3 Gmc l'Algeria, per 13,7 Gmc la Russia e per 5,0 Gmc l'Olanda. Nell'ipotesi di un aumento della domanda, da 57,8 Gmc nel 1997 a circa 80 Gmc nel 2005, fino a oltre 100 Gmc nel 2015, e di un parallelo declino delle riserve nazionali, il peso delle importazioni sarebbe destinato ad aumentare significativamente fino a toccare il 75-80 per cento del fabbisogno nazionale nel corso del prossimo decennio.

Per far fronte alle aspettative di crescita dei fabbisogni, la Snam ha siglato tra il settembre 1996 e il luglio 1997 nuovi contratti di lungo termine. Il contratto per l'acquisto di gas olandese è stato esteso a 10 Gmc/anno potenziali; è stato realizzato un contratto aggiuntivo per l'acquisto di ulteriori 8 Gmc/anno di gas russo.

La quasi totalità del gas importato viene acquistato sulla base di contratti stipulati da Snam; l'unico altro operatore nazionale è l'Enel, con acquisti che sono ammontati nel 1997 a 2,4 Gmc, pari al 6 per cento del totale. Le importazioni di gas algerino sulla base del contratto Enel raggiungeranno 4 Gmc/anno nel 1998. Nell'anno successivo dovrebbero iniziare le importazioni di gas nigeriano acquistato con contratti tra Enel e Sonatrach, che toccheranno i 3,5 Gmc/anno a regime.

La disponibilità interna per consumi finali nel 1997 è stata di 56,6 Gmc, al netto di perdite di rete dell'ordine di 1,2 Gmc. Gli usi civili hanno assorbito 22,2 Gmc interamente serviti dalle aziende di distribuzione secondaria. Gli

impieghi industriali hanno assorbito 20,3 Gmc, per circa tre quarti provenienti da Snam, e quelli termoelettrici 14,1 Gmc, forniti da Snam per quasi 11 Gmc, dall'Enel per oltre 2 Gmc e da Edison e altri produttori indipendenti per circa 1 Gmc.

Infrastrutture di trasporto e stoccaggio

L'approvvigionamento di ingenti quantità di metano dall'estero è stato assicurato attraverso la realizzazione di infrastrutture di trasporto e di collegamento. La crescita diffusa dei consumi civili e industriali ha richiesto lo sviluppo della rete nazionale ad alta pressione. La stagionalità dei consumi, dovuta all'importanza del settore civile, la sicurezza delle forniture e alcune esigenze funzionali alla produzione dei giacimenti interni hanno richiesto lo sviluppo di ingenti capacità di stoccaggio, in gran parte localizzate nei campi di gas "esauriti". Sebbene non siano stati conferiti a Snam diritti esclusivi per l'importazione di gas naturale, la proprietà delle infrastrutture di importazione insieme alla natura di lungo periodo dei contratti stipulati nel settore e alla presenza di clausole *take or pay* hanno consentito alla società dell'Eni di collocarsi in una posizione dominante sul mercato del gas. Edison Gas e Sgm effettuano il 4 per cento del trasporto nazionale, esclusivamente in alcune aree del Centro-Sud.

Contratti di importazione: la formula "take or pay"

I contratti nazionali di importazione di gas naturale contengono alcuni elementi vincolanti e altri in parte rinegoziabili. I principali elementi vincolanti sono la durata e il volume totale acquistato; questi vengono definiti in modo da offrire garanzie all'acquirente di continuità delle importazioni su periodi lunghi (dell'ordine di 20 anni) e, allo stesso tempo, da giustificare i costi di estrazione e trasporto sostenuti dal produttore.

Elementi rinegoziabili sono le condizioni di prelievo e il prezzo di vendita. Le condizioni di prelievo vengono stabilite in modo da garantire sufficiente regolarità al processo di estrazione, requisito necessario per massimizzare la resa dei giacimenti. In genere è previsto che le forniture giungano a regime dopo un periodo concordato di *build-up* (attorno ai 4 anni). Di norma i contratti stabiliscono prelievi annui minimi e massimi rispetto al valore di regime: il prelievo massimo si situa in genere tra il 105 e il 110 per cento di quello a regime, quello minimo tra il 75 e il 90 per cento.

Le condizioni relative al prelievo minimo sono definite da clausole *take or pay*, le quali stabiliscono che il controvalore dei mancati prelievi rispetto al

minimo debba essere in ogni caso corrisposto al fornitore. Di frequente i contratti inseriscono elementi di flessibilità in tali clausole, ammettendo, ad esempio, il ritiro delle quantità non ancora cedute nel corso dell'anno successivo. Viene definito contrattualmente un prelievo giornaliero di punta che riflette il limite fisico della rete di trasporto internazionale, dell'ordine del 110-130 per cento della portata di regime.

Il prezzo di vendita viene generalmente fissato partendo da un prezzo Cif (comprensivo del costo di trasporto fino alla frontiera del paese importatore); viene aggiornato mediante un meccanismo di indicizzazione. Il prezzo o valore si basa essenzialmente sul costo del trasporto internazionale; hanno inoltre rilievo previsioni sul prezzo del greggio, l'andamento dei mercati energetici e l'evoluzione dei consumi di gas nel paese importatore. La formula di indicizzazione fa riferimento a un paniere di prodotti rappresentativo delle fonti in concorrenza con il gas naturale; vi si riflette l'intendimento di sostenere nel tempo i consumi di gas. Oltre al petrolio, il paniere comprende oli combustibili a diverso contenuto di zolfo e il gasolio. Alcuni contratti recenti comprendono anche il carbone e l'energia elettrica. I contratti definiscono la frequenza di aggiornamento del prezzo e il ritardo di indicizzazione (generalmente compreso fra 3 e 6 mesi rispetto alla data di aggiornamento). Viene anche stabilito l'intervallo temporale di ricontrattazione, in relazione all'andamento dei mercati energetici internazionali o a eventuali condizioni specifiche riguardanti le controparti.

I contratti di acquisto stipulati da Enel, concepiti originariamente per creare un sistema di approvvigionamento alternativo a Snam, implicano l'utilizzo delle infrastrutture Snam. Il gas algerino viene importato attraverso il gasdotto sottomarino Transmed. L'importazione del gas nigeriano era prevista all'origine in un'unica soluzione attraverso un terminale di rigassificazione che l'Enel intendeva localizzare a Montalto di Castro. Ma dopo l'abbandono di quel progetto e l'esito negativo del progetto di un terminale Snam a Monfalcone, tale importazione verrà effettuata sulla base di un complesso di accordi che prevede l'utilizzo di due terminali (Montoir in Francia e Panigaglia in Italia), con scambi tra Enel, Gaz de France e Snam di gas nigeriano con gas russo e algerino.

La distribuzione

Distribuzione primaria

Il mercato della distribuzione primaria è costituito dalle vendite ai produttori di elettricità, ivi inclusi gli autoproduttori, alle imprese industriali e alle azien-

de di distribuzione. Queste incidono, rispettivamente, per il 24 per cento, il 37 per cento e il 39 per cento del totale. Il servizio viene effettuato dalle società di trasporto senza intermediari commerciali.

Snam occupa la posizione dominante nei servizi di trasporto interno, dispacciamento, modulazione dei carichi e commercio del gas naturale ad alta pressione. Snam è l'unico operatore in Italia ad aver accesso ai servizi di stoccaggio forniti dall'Agip. Gli stoccaggi, effettuati in giacimenti "esauriti" dell'Agip, hanno una capacità complessiva di 28 Gmc, la massima per dimensioni in Europa. Tali dimensioni risultano giustificate sia dalle esigenze di modulazione stagionale, condizionate dalla componente di consumi civili, sia per motivi di sicurezza, collegati al prevalente contributo delle importazioni.

Edison Gas e Sgm dispongono soltanto di due piccoli stoccaggi di capacità pari a circa 0,1 Gmc di *working gas*. Tale capacità è oggi sufficiente, data la scarsa incidenza tra gli acquirenti di queste società di utenti del settore civile, che sono quelli i cui fabbisogni di norma presentano la maggiore variabilità temporale.

Distribuzione secondaria

Nel 1997 la distribuzione secondaria del gas ha fornito agli usi finali un volume pari a 26,6 Gmc. L'attività è svolta da una pluralità di operatori, con caratteristiche di estrema frammentazione e di eterogeneità di assetti organizzativi (Tav. 3.2).

TAV. 3.2 CONCENTRAZIONE E FRAMMENTAZIONE DEL SETTORE DELLA DISTRIBUZIONE
Anno 1996*

DIMENSIONE DEI DISTRIBUTORI (Mmc)	VENDITE TOTALI (Mmc)	NUMERO DI UTENTI (migliaia)	NUMERO DI DISTRIBUTORI	DIMENSIONE MEDIA (Mmc)
>1000	6.528	4.860	2	3.264,0
100 - 1000	6.498	4.600	27	241,0
10 - 100	7.826	4.532	281	27,9
<10	1.666	1.009	488	3,4
Totale	22.518	15.001	798	28,2

* Dati comprensivi di tutte le forme di gas distribuite a mezzo rete, incluso gpl e gas di città; dimensioni e vendite in termini di metano equivalente

Fonte: Indagine sulle aziende di distribuzione del gas

Nel complesso, nel settore operano quasi 800 esercenti. Di questi, meno della metà sono gestioni dirette comunali, oltre 300 sono società private e assimilabili, 112 aziende pubbliche e circa 30 società per azioni a maggioranza pub-

blica locale (Tav. 3.3).

TAV 3.3 NUMERO MEDIO DI SERVIZI PER TIPOLOGIA DI GESTIONE

Anno 1996*

TIPOLOGIA DI GESTIONE	NUMERO DI AZIENDE	NUMERO MEDIO DI SERVIZI	LOCALITÀ SERVITE
GESTIONE DIRETTA COMUNALE	338	3,3	357
AZIENDE PUBBLICHE	112	3,7	682
AZIENDA SPECIALE	66	3,8	332
AZIENDA SPECIALE CONSORTILE	11	1,8	68
AZIENDA MUNICIPALIZZATA	25	4,1	103
CONSORZIO INTERCOMUNALE	10	3,6	179
S.P.A. LOCALI	31	3,0	432
A MAGGIORANZA DEL COMUNE CONCEDENTE	10	3,4	131
A MAGGIORANZA PUBBLICA LOCALE	18	3,0	296
A MAGGIORANZA PRIVATA	3	1,7	5
S.P.A. PRIVATE E ASSIMILABILI	317	1,3	3.834
TOTALE	798	2,6	5.305

* Dati provvisori. Le località servite includono anche frazioni di comuni, che rappresentano circa il 5 per cento delle località indicate

Fonte: Indagine sulle aziende di distribuzione del gas

Il settore è definito servizio di pubblica utilità in base al Regio decreto 2578 del 1925. Si tratta di un servizio riservato ai comuni, che possono fornirlo attraverso una delle forme previste dall'art. 22 della legge 8 giugno 1990, n. 142: mediante concessione a terzi, azienda speciale, società per azioni a maggioranza pubblica locale o gestione in economia.

L'organizzazione della distribuzione secondaria

- La *concessione a terzi* è la forma più diffusa di gestione. È presente in oltre 3.800 comuni, pari al 72 per cento delle località servite nel 1996. In questo tipo di gestione il servizio gas viene aggiudicato tramite gara e regolato mediante una convenzione tra azienda e comune. La quasi totalità delle concessioni (96 per cento) riguarda aziende di diritto privato (SpA o Srl), per un terzo riferibili al gruppo Italgas. È in continua crescita il numero di concessioni affidato ad aziende speciali e consorzi, con la possibilità per le aziende di partecipare a gare al di fuori

dell'ambito comunale.

- Le *aziende speciali* sono istituite dall'amministrazione comunale. A differenza delle ormai scomparse aziende municipalizzate, hanno propria figura giuridica, fisionomia patrimoniale e finanziaria e autonomia imprenditoriale; il loro statuto è approvato dal consiglio comunale o provinciale che regola il loro ordinamento e specifica le condizioni dei servizi resi. La legge 27 ottobre 1995, n. 437 ha ammesso la possibilità di costituire aziende speciali da parte di più comuni e/o altri enti pubblici: in questi casi, viene talvolta impiegato il termine di *aziende speciali consortili*. Nel 1996 le aziende speciali, comprensive delle scomparse aziende municipalizzate e dei consorzi in via di adeguamento, erano 112; distribuivano gas in 682 comuni.
- Le *società per azioni a maggioranza pubblica locale* svolgono il servizio sulla base dell'assegnazione diretta, del servizio pubblico locale da parte dei comuni partecipanti al capitale sociale, mediante un rapporto analogo a quello delle aziende speciali. L'affinità tra le due forme di gestione si riflette anche nelle trasformazioni in atto di numerose aziende speciali in SpA a maggioranza pubblica. Nel 1996 esistevano 28 SpA di questo tipo, che gestivano il servizio gas in 427 località; il loro numero va rapidamente crescendo. La legge del 23 dicembre 1992, n. 498 ha concesso la possibilità di gestire i servizi pubblici locali a mezzo di *società per azioni a minoranza pubblica locale*. La diffusione di questa forma di gestione ha però incontrato notevoli difficoltà di natura applicativa (nel 1996 risultavano operanti appena 3 società di questo tipo).
- Le *gestioni in economia* sono generalmente limitate a casi di modeste dimensioni. Nel caso del gas il servizio viene svolto direttamente dall'ente locale, che opera con risorse interne. Queste gestioni tendono a scomparire in favore di altre tipologie, che assicurano maggiore efficienza e qualità del servizio; nel 1996 erano e fornivano 357 località.

TARIFFE E COSTI DEL GAS NATURALE

Le tariffe del gas praticate all'utenza sono differenziate tra forniture al settore civile e forniture ad altri settori. Le forniture al settore civile comprendono: usi domestici (per cucina, produzione di acqua calda, riscaldamento individuale e centralizzato) e usi commerciali, artigianali, enti pubblici e imprese con consumi inferiori a 200.000 mc annui.

Formazione delle tariffe nel settore civile

Le forniture alle utenze civili di gas naturale e di altre forme di gas (gpl, gas metano manifatturato e metano da carro bombolaio) effettuate attraverso le reti cittadine sono assoggettate al regime dei prezzi amministrati, in base alla delibera Cipe 26 giugno 1974. Questo regime prevede che la determinazione delle tariffe sia affidata ai Comitati provinciali dei prezzi che si avvalgono di criteri enunciati dal Cip. Successivamente, in base al dPR 20 aprile 1994, n. 373, le competenze del Cip sono state trasferite in via transitoria al Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato e poi, a partire dal 23 aprile 1997, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

In attuazione di tali attribuzioni, il Cip e poi il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, hanno emanato dal 1975 in poi, con cadenza per lo più annuale, provvedimenti per definire, modificare o aggiornare il metodo tariffario. La normativa attualmente vigente è contenuta nel provvedimento Cip 23 dicembre 1993, n.16, e nei decreti del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato del 4 agosto 1994, 19 novembre 1996, 13 marzo 1997 e nella delibera dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 41.

Il costo standard

Il metodo tariffario stabilisce criteri e parametri con i quali le aziende distributrici calcolano per ciascun esercizio (definito come bacino distributivo costituito da uno o più comuni) il *costo standard* o costo medio di acquisto e di distribuzione del gas. Alle aziende spetta (con alcune eccezioni, cfr. *infra*) la definizione della struttura tariffaria, con il vincolo che il ricavo medio da tariffa e la quota fissa non siano superiori al costo standard. Quest'ultimo è la somma di due componenti: la quota materia prima e il costo di distribuzione.

La *quota materia prima* (Q_m), che copre i costi sostenuti dalle aziende distributrici per l'acquisto della materia prima e per il gas non contabilizzato per effetto delle perdite (Cnc), viene calcolata utilizzando le formule previste dal provvedimento Cip n. 16/93 diverse per ciascun tipo di gas erogato.

Per il gas naturale il prezzo di cessione dalle aziende di produzione e di trasporto (Edison Gas, Sgm, Snam, Spi) alle aziende distributrici è articolato secondo una formula binomia che prevede:

- una quota fissa che tiene conto, su base forfetaria, dell'utilizzazione degli impianti, il cui valore è aggiornato al 1° luglio di ogni anno in base al tasso di inflazione;
- una quota proporzionale ai volumi di gas effettivamente prelevati, aggiornata con cadenza bimestrale in relazione all'andamento del prezzo del gasolio per riscaldamento (al netto delle imposte) nel semestre che precede la data di revisione.

Le due parti (fissa e proporzionale ai consumi) della *quota materia prima* del gas naturale appaiono poco correlate alla struttura dei costi. Inoltre esse fruiscono di automatismi nel trasferimento in tariffa e di adeguamenti nel tempo mediante un meccanismo di indicizzazione che non risulta incentivante al contenimento dei costi del servizio. Infatti la formula di indicizzazione attuale prevede che a ogni lira/kg di variazione nel prezzo del gasolio per riscaldamento corrisponda una variazione del prezzo del metano alle aziende distributrici di 0,5358 lire/mc, e una conseguente variazione delle tariffe, con esclusione della sola T1, di 0,5869 lire/mc.

L'indicizzazione al prezzo del gasolio, riferita ai valori rilevati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e segnalati alla Commissione europea, ha perso gran parte del significato originario, finendo per esercitare un effetto di trascinamento al rialzo sulle tariffe del gas. Ciò dipende dal progressivo ridimensionamento e marginalizzazione del mercato italiano del gasolio. Per queste ragioni, l'Autorità ha recentemente modificato il meccanismo di indicizzazione (cfr. Cap. 5).

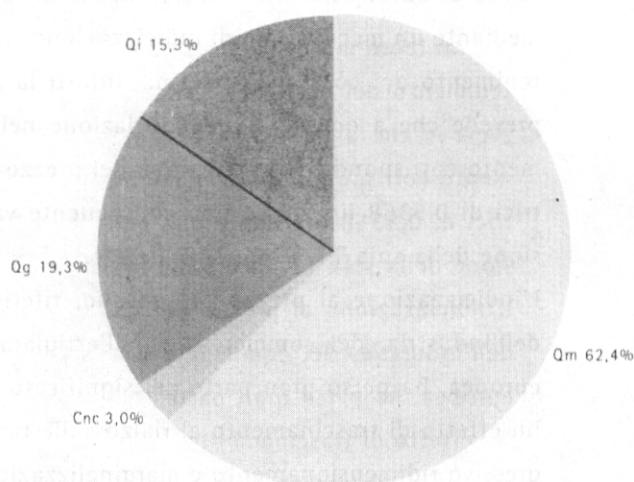
Il *costo di distribuzione* (Cd) è costituito da una quota di gestione e una quota investimenti, entrambe riferite a parametri tecnici ed economici caratteristici di ciascun esercizio. I principali sono il numero di utenti serviti, il grado di sviluppo (rapporto tra consumo totale e numero di utenti) e gli investimenti realizzati:

- la *quota gestione* (Q_g), pari mediamente al 55 per cento del costo della distribuzione, comprende i costi che l'azienda distributrice sostiene per il personale, l'esercizio e le spese generali. Viene aggiornata in sede di revisione tariffaria utilizzando una formula di *price cap* che tiene conto del tasso di inflazione e di un coefficiente di produttività;
- la *quota investimenti* (Q_i) aggiornata in sede di revisione tariffaria, tiene conto dei costi relativi agli investimenti effettuati dall'azienda, modulando il valore di un progetto di investimento standard definito con un coefficiente che varia in funzione degli investimenti passati; tiene conto altresì degli oneri finanziari e della remunerazione del capitale.

La figura 3.3 riporta la ripartizione del costo standard medio, riferito alla fine del 1996, tra materia prima e costo di distribuzione. Quest'ultimo, che rappresenta il margine del distributore, è fortemente diversificato fra i bacini tariffari, poiché include oltre a differenti condizioni di costo del servizio di distribuzione anche altri elementi di carattere strutturale. Nelle figure 3.4, 3.5 e 3.6 sono rappresentate, rispettivamente, la formazione del costo di distribuzione, della quota di gestione e della quota investimenti in relazione agli utenti e alle vendite dell'anno 1995, anno di riferimento per l'aggiornamento tariffario del DM 19 novembre 1996.

FIG. 3.3 COSTO STANDARD

Composizione percentuale*; anno 1996;

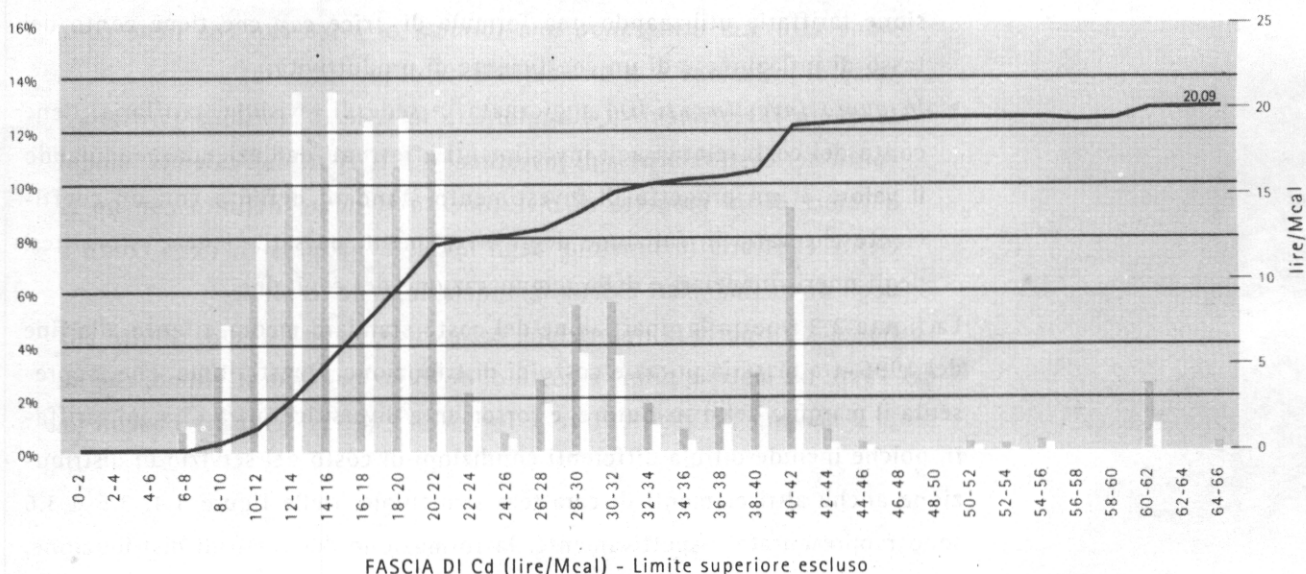


Qi = quota investimenti
Qg = quota gestione
Qm = quota materia prima
Cnc = quota per combustibile non contabilizzato

(*) Elaborazione su 709 esercizi (71% con 13.784.369 utenti (95%) e vendite per 20,5 Gmc (89%))

FIG. 3.4 FORMAZIONE DEL COSTO DI DISTRIBUZIONE*

Contributo cumulado delle vendite al costo di distribuzione medio ponderato (scala di destra) e distribuzione percentuale degli utenti e delle vendite per fascia di costo (scala di sinistra); anno 1996

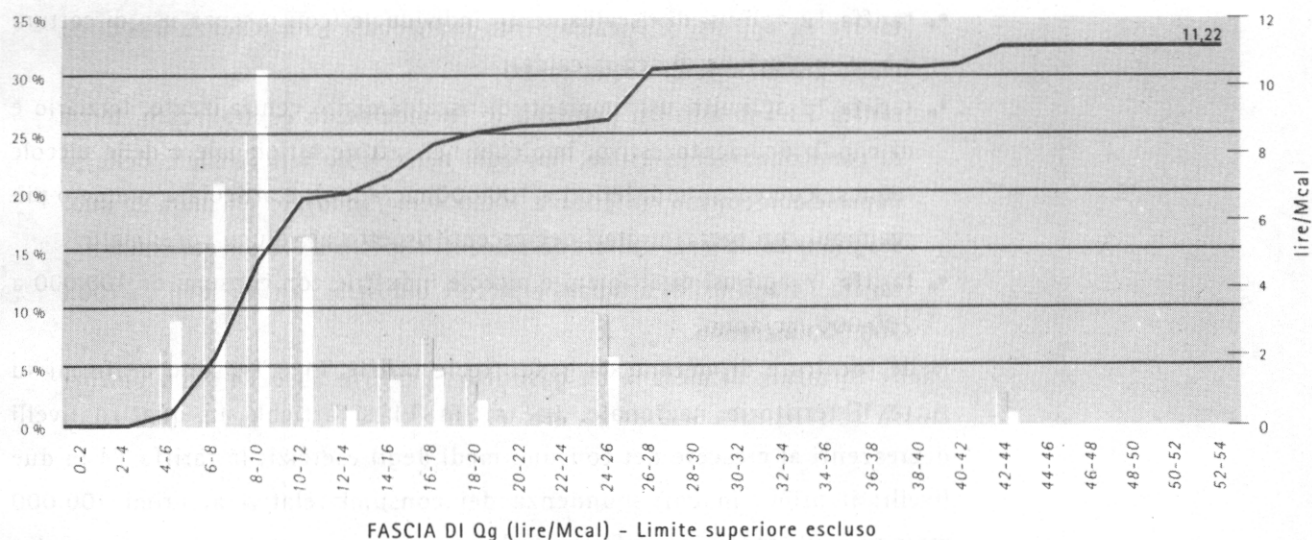


■ utenti
□ vendite
— contributo cumulado

(*) Potere calorifico superiore di riferimento: 9,2 Mcal/mcStd
Elaborazione su 709 esercizi (71%) con 13.784.369 utenti (95%) e vendite per 20,5 Gmc (89%)

FIG. 3.5 FORMAZIONE DELLA QUOTA GESTIONE*

Contributo cumulado delle vendite alla quota di gestione media ponderata (scala di destra) e distribuzione percentuale degli utenti e delle vendite per fasce di quota di gestione (scala di sinistra); anno 1996



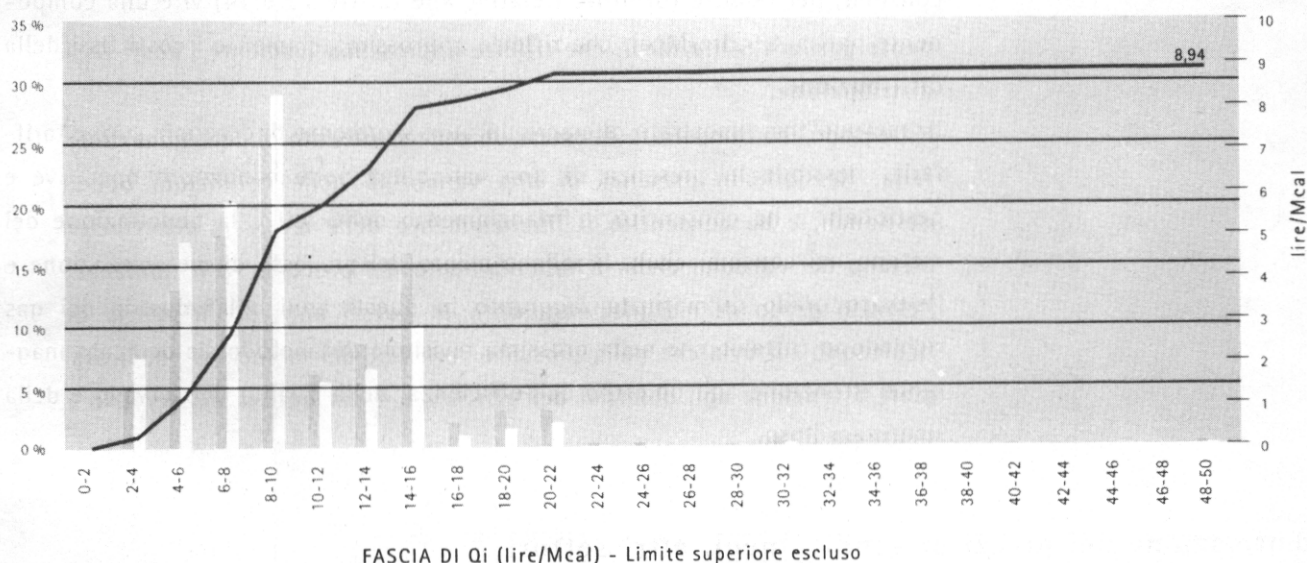
FASCIA DI Qg (lire/Mcal) - Limite superiore escluso

■ utenti
□ vendite
— contributo cumulado

(*) Potere calorifico superiore di riferimento: 9,2 Mcal/mcStd
Elaborazione su 709 esercizi (71%) con 13.784.369 utenti (95%)
e vendite per 20,5 Gmc (89%)

FIG. 3.6 FORMAZIONE DELLA QUOTA INVESTIMENTI*

Contributo cumulado delle vendite alla quota investimenti media ponderata (scala di destra) e distribuzione percentuale degli utenti e delle vendite per fascia di quota investimenti (scala di sinistra); anno 1996



FASCIA DI Qi (lire/Mcal) - Limite superiore escluso

■ utenti
□ vendite
— contributo cumulado

(*) Potere calorifico superiore di riferimento: 9,2 Mcal/mcStd
Elaborazione su 709 esercizi (71%) con 13.784.369 utenti (95%)
e vendite per 20,5 Gmc (89%)

Prezzo finale all'utente

Il prezzo finale all'utente si articola in tariffa, quota fissa e imposte. Le tariffe di vendita del gas hanno, nella maggioranza dei casi, una struttura degressiva e si riferiscono ai seguenti usi:

- tariffa T1 agli usi domestici per cottura cibi e produzione di acqua calda;
- tariffa T2 agli usi di riscaldamento individuale (con o senza uso di cottura cibi e produzione di acqua calda);
- tariffa T3 agli altri usi (impianti di riscaldamento centralizzato, terziario e di condizionamento estivo, impieghi nel settore artigianale e delle piccole imprese con consumi inferiori a 100.000 mc/anno); è articolata su due o più scaglioni con prezzi unitari decrescenti rispetto ai volumi consumati;
- tariffa T4 agli usi di artigiani e piccole industrie con consumi da 100.000 a 200.000 mc/anno.

Nelle forniture di metano da gasdotto le tariffe T1 e T4 sono uniformi su tutto il territorio nazionale. La tariffa T1 si articola in quattro livelli decrescenti al crescere dei consumi medi degli esercizi; la tariffa T4 in due livelli: il primo in corrispondenza dei consumi relativi ai primi 100.000 mc/anno, il secondo, inferiore al primo, per i consumi compresi tra 100.000 e 200.000 mc/anno. Le tariffe T2 e T3 sono stabilite autonomamente dalle singole aziende che, nel determinarle, sono soggette al vincolo di corrispondenza fra costi e ricavi, e a condizioni di degressività per volumi crescenti di consumo.

Le quote fisse, unificate a livello nazionale, si diversificano in relazione agli usi: le forniture cui sono applicate le tariffe T1 e T2 hanno quote fisse annue pari rispettivamente a 36.000 e a 60.000 lire/utente, indipendentemente dai consumi; per le altre forniture (relative alle tariffe T3 e T4) vi è una componente pari a 4,5 lire/Mcal, che riflette approssimativamente i costi fissi della distribuzione.

Il "metodo" ha dimostrato di essere un utile strumento di determinazione tariffaria, flessibile in presenza di una variabilità nelle condizioni operative e gestionali, e ha consentito il finanziamento delle reti e la penetrazione del metano nei consumi civili. Il rallentamento del processo di metanizzazione e l'elevato grado di maturità raggiunto in questi anni dall'industria del gas richiedono tuttavia che nella prossima revisione del metodo sia dedicata maggiore attenzione agli obiettivi dell'efficienza, della qualità del servizio e della sicurezza d'uso.

Formazione dei prezzi di vendita negli altri settori

I prezzi di vendita per le utenze diverse da quelle civili sono determinati in base a un processo di contrattazione collettiva tra fornitori e consumatori e

rivisti a scadenze pluriennali. Queste contrattazioni individuano il settore della distribuzione primaria; i prezzi sono indicizzati alle quotazioni dei prezzi dei prodotti petroliferi e sono soggetti a un regime di sorveglianza, introdotto con delibere del Cipe 26 giugno e 20 settembre 1974. I contratti di riferimento sono quelli stipulati dalla Snam a cui si adeguano anche gli altri fornitori, con minimi adattamenti.

Le forniture di gas naturale per usi industriali superiori a 200 mila mc/anno, vengono disciplinate da contratti collettivi sottoscritti da Snam con Confindustria e Confapi¹. I prezzi previsti dagli accordi contrattuali dipendono dai volumi consumati, dall'impegno di potenza, dalla regolarità dei prelievi e da altri fattori specifici, senza tuttavia essere commisurati agli effettivi costi di trasporto all'utente finale.

Il trasporto al punto di consegna finale viene effettuato direttamente da Snam o dalle aziende di distribuzione a seconda dell'ubicazione specifica rispetto alle reti locali a media e bassa pressione. Nel caso in cui il trasporto venga effettuato dalle aziende di distribuzione (le cosiddette "vendite in deroga"), il prezzo al cliente industriale rimane invariato e Snam riconosce al distributore il costo di distribuzione.

Le vendite ai produttori di energia elettrica sono basati su tre contratti base stipulati da Snam con Enel, con Federelettrica per le aziende municipalizzate e con Unapace per gli autoproduttori.

I contratti di vendita alle aziende di distribuzione secondaria, che servono il settore civile, inclusi i piccoli consumatori industriali e commerciali, vengono definiti in base a un accordo contrattuale fra Snam e le associazioni dei distributori (Anig, Anci, Assogas, Federgasacqua). Tale accordo regola anche le vendite "in deroga" e le forniture alle utenze ospedaliere con consumi superiori a 300.000 mc/anno; quello attuale, siglato nel novembre 1996, rimarrà in vigore fino al 2002. Le relative condizioni potranno essere riviste entro il 30 giugno del 1999, oppure in occasione di particolari sviluppi economici o energetici.

Lo strumento della contrattazione collettiva limita le possibilità di abuso di posizione dominante da parte di Snam, ma non assicura la competitività dei prezzi concordati. Problemi di trasparenza derivano soprattutto dall'incertezza sul prezzo dei contratti di acquisto del gas naturale e sui criteri di ripartizione dei costi usati da Snam nella negoziazione dei prezzi di vendita. Inoltre, la possibilità di traslare i costi della materia prima sul prezzo finale, il notevole vantaggio fiscale attribuito al gas impiegato nel settore civile e il conseguente sviluppo del mercato servito dai distributori non incentivano questi ultimi a esercitare pressioni sulla Snam per ottenere condizioni di prezzo più favorevoli.

FISCALITÀ INDIRETTA

Il prelievo fiscale sul gas, pur collocandosi su livelli sensibilmente inferiori a quello gravante sul gasolio, assume rilevanza data la sua elevata incidenza sul prezzo finale. Il peso del prelievo fiscale sul prezzo finale, pari al 38 per cento nel 1990, è salito al 45 per cento nel 1993, per raggiungere valori superiori al 47 per cento nel 1997. Il prelievo fiscale sul gas concorre a determinare, assieme alla tariffa, l'effettiva concorrenza tra le fonti energetiche nei vari segmenti di mercato.

La struttura dell'imposizione sul gas si compone di tre tributi: l'imposta di consumo erariale, l'addizionale regionale e l'imposta sul valore aggiunto. Il valore delle forniture per usi civili, comprensivo dell'imposta di consumo e dell'addizionale regionale, costituisce la base imponibile dell'imposta sul valore aggiunto.

L'imposta di consumo assume valori diversi a seconda della zona geografica (con valori minori per il Centro-Sud) e della tipologia di consumo, con i valori più alti riservati agli usi per riscaldamento sopra i 250 mc/anno, ai consumi ospedalieri, ai consumi commerciali e degli edifici pubblici (Tav. 3.4); nel solo caso del

TAV. 3.4 LA FISCALITÀ SUL GAS NATURALE: IMPOSTA DI CONSUMO

Gennaio 1998; lire/mc

TIPOLOGIA DI CONSUMO/SCAGLIONE	CENTRO-NORD	MEZZOGIORNO
COTTURA CIBI E PRODUZIONE ACQUA CALDA	86	74
RISCALDAMENTO:		
< 250 mc/anno	151	74
> 250 mc/anno	332	238
OSPEDALI	332	238
COMMERCIO, ENTI PUBBLICI E ALTRO TERZIARIO	332	238
ALBERGHI	20	20
INDUSTRIALE, ARTIGIANALE E AGRICOLO	20	20

Fonte: Legislazione nazionale

riscaldamento il prelievo è determinato anche in funzione dello scaglione di consumo. L'addizionale regionale viene stabilita da ciascuna regione a statuto ordinario entro il limite massimo fissato dalla legge in 60 lire/mc (Tav. 3.5).

L'imposta di consumo e l'addizionale regionale determinano una differenziazione dell'imposizione su base locale che tende ad amplificare la dispersio-

TAV 35 LA FISCALITÀ SUL GAS NATURALE: ADDIZIONALE REGIONALE

Gennaio 1998; lire/mc

REGIONE	T1	T2 PRIMI 250 mc	T2 OLTRE 250 mc	T3	T4
CENTRO-NORD					
PIEMONTE	43	50	50	50	10
LOMBARDIA	10	30	35	35	10
VENETO	10	38,5	50	50	10
LIGURIA (*)	43	50	50-30-20	50-30-20	10
EMILIA R.	43	60	60	60	10
TOSCANA	43	50	50	50	10
UMBRIA	10	10	10	10	10
MARCHE	30	30	30	30	10
LAZIO (**)	43	60	60	60	10
MEZZOGIORNO					
ABRUZZO	37	37	50	50	10
MOLISE	10	10	10	10	10
CAMPANIA	37	37	50	50	10
PUGLIA	37	37	50	50	50
BASILICATA	50	37	50	50	10
CALABRIA	37	37	50	non disponibile	10

* La Liguria ha tre aliquote a seconda della fascia climatica

** Fa eccezione la provincia di Frosinone, che ricade nell'area dell'ex Cassa per il Mezzogiorno

Fonte: Legislazione regionale

ne delle tariffe a livello nazionale. Nel caso del gas per usi di riscaldamento, il differenziale medio tra regioni del Centro-Nord e regioni del Mezzogiorno riferito alle sole accise è oggi pari a 103 lire/mc. È stata invece recentemente uniformata a livello nazionale l'aliquota Iva (oggi del 20 per cento) sul metano per usi di riscaldamento, che nelle regioni meridionali era in precedenza fissata al 10 per cento. Per gli usi di cottura cibi e produzione di acqua calda l'Iva è pari al 10 per cento per l'intero territorio nazionale.

Nel caso del gas metano, a differenza degli altri prodotti energetici, lo strumento fiscale è stato utilizzato in modo predominante per il perseguimento di obiettivi di politica energetica. La scelta di accordare al gas un trattamento tributario più favorevole rispetto al gasolio è stata coerente con quella di incentivare la penetrazione del gas sul territorio nazionale e in particolare nel Mezzogiorno, che ha a lungo beneficiato di aliquote agevolate. Nel comples-

so, il prelievo unitario a parità calorica è quasi doppio per il gasolio rispetto al metano: rispettivamente 960 e 660 mila lire/tep.

La questione del diverso carico fiscale su prodotti riferibili al medesimo uso è controversa. Il problema è ulteriormente complicato dalla riammissione, a partire dal 1995, dell'uso dell'olio combustibile allo 0,3 per cento di zolfo in peso per il riscaldamento domestico. Tale prodotto, sia pure disponibile in quantità limitate, viene generalmente usato per usi produttivi ed è pertanto attualmente tassato in misura molto ridotta.

Diverse ragioni inducono a ripensare l'attuale regime fiscale sui combustibili destinati agli usi civili. Il servizio del gas ha raggiunto un elevato grado di maturità e non è più sostenibile l'argomento dell'uso della leva fiscale per favorirne la penetrazione. Il mantenimento dell'attuale struttura impositiva può ridurre l'efficacia di interventi di riforma tariffaria. Anche in questo caso, come in quello dell'elettricità, è perciò auspicabile un coordinamento tra le diverse autorità competenti per armonizzare fra loro le politiche tariffarie, energetiche e ambientali².

PREZZI E CONSUMI DI GAS

Livelli e dinamica dei prezzi

In Italia, i prezzi del gas sono differenziati, con varie modalità, per settore di consumo e dimensione dell'utente e, negli usi civili, per ambito territoriale. Tale variabilità consiglia prudenza nell'uso dei confronti intertemporali e internazionali dei prezzi di fornitura.

La variabilità delle tariffe si riflette nei divari fra i prezzi medi che si osservano per le varie tipologie di fornitura per usi civili. Al netto delle imposte, essi oscillano fra le 385 lire/mc per le piccole utenze industriali e le 585 lire/mc nel caso delle forniture domestiche per cottura cibi e produzione di acqua calda; la variabilità delle circa 7.000 tariffe esistenti è tuttavia assai maggiore di quella espressa dai prezzi medi (Tav. 3.6).

Il livello elevato dei prezzi che caratterizza il settore civile va in parte attribuita alla mancata traslazione, nel quinquennio 1988-93, delle economie di scala rese possibili dall'espansione dei consumi. Vi hanno concorso sia l'incompleta applicazione della metodologia tariffaria, effettuata con modalità "forfetarie" sia, l'ampliamento dei margini di trasporto, diretto prevalentemente a rafforzare il sostegno agli investimenti di rete, e l'indicizzazione dei prezzi alle quotazioni interne del gasolio (decisa dal Cip nel 1991), strutturalmente più elevate di quelle internazionali. In senso opposto hanno invece agito la

TAV. 3.6 PREZZI MEDI, AL NETTO E AL LORDO DELLE IMPOSTE, DEL GAS METANO PER USI CIVILI

Media nazionale per l'anno 1995 riferita al 63% delle vendite; lire/mc

TARIFFA	USO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	IMPOSTA DI CONSUMO	ADDIZIONALE REGIONALE	ALIQUOTA IVA (%)	PREZZO AL LORDO DELLE IMPOSTE
T1	Cottura cibi e produzione acqua calda	584,2	84	26,5	10	764,2
T2	Riscaldamento individuale	511,7	289	32,0	20	999,2
T3	Riscaldamento centralizzato	500,1	325,9	33,3	20	1.031,2
T3	Artigianato	500,1	20	10,1	*	530,2
T4	Industria < 200.000 mc annui	384,5	20	10,2	*	414,7

* Aliquota non evidenziata trattandosi di settori con facoltà di rivalsa

parziale applicazione di una regola di *price cap*, sebbene limitata alla sola quota gestione, in seguito al provvedimento Cip n. 16/93 e il mantenimento di un trattamento fiscale più favorevole di quello riservato alle fonti concorrenti.

Nel 1997 i prezzi medi praticati alle industrie servite direttamente dalle società di trasporto sono aumentati del 5,3 per cento, in dipendenza dei meccanismi di indicizzazione. Nella prima parte del 1998 si è assistito a un'inversione di tendenza: a marzo i prezzi praticati agli utenti diretti industriali sono risultati in flessione fra il 6 e l'8 per cento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Il calo è imputabile alla debolezza dei mercati petroliferi e all'operare delle nuove condizioni contrattuali definite nell'accordo siglato nel novembre 1997 tra Snam, Confindustria e Confapi, relativo alle forniture non destinate alla generazione di elettricità.

I prezzi per usi termoelettrici, definiti da tre contratti con modalità di indicizzazione riferite al mercato petrolifero, sono aumentati nel 1997 in misura compresa tra il 6 e il 10 per cento. In seguito alla debolezza del mercato petrolifero nell'ultimo periodo del 1997 e tuttora in atto, a questi aumenti è seguito un calo destinato a prolungarsi nella prima metà del 1998.

I prezzi del gas per gli usi civili sono cresciuti del 6,7 per cento risultando in accelerazione rispetto all'incremento del 1996 sull'anno precedente (3,6 per cento). La variazione del 1997 è dovuta alla componente materia prima (più 12,8 per cento), mentre il margine delle aziende distributrici è cresciuto in media dell'1,4 per cento per effetto del decreto del Ministro dell'Industria, del commercio e dell'artigianato del 19 novembre 1996, entrato in vigore il 23

dicembre. La componente tributaria è aumentata del 4,4 per cento, anche a seguito dell'aumento dell'Iva (dal 19 al 20 per cento) per la maggior parte degli usi, a partire dal primo ottobre.

La variazione della componente materia prima a sua volta è connessa con quella del prezzo del gasolio, a cui è in gran parte indicizzata. Dallo scorso anno, una modifica delle modalità di indicizzazione ha attenuato l'effetto di trascinamento, nonostante l'aumento della variabilità temporale del prezzo del gasolio: il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 13 marzo 1997, ha infatti disposto che l'indicizzazione, che continua a essere effettuata bimestralmente, avvenga sulla base delle medie semestrali (e non più bimestrali) del prezzo del gasolio.

Tariffe del gas e indici dei prezzi al consumo

Come nel caso dell'energia elettrica (cfr. Cap. 2), l'Istat rileva mensilmente l'indice di spesa per le voci gas per usi di cucina e di riscaldamento. L'indice Istat è costruito aggregando su base territoriale indicatori di spesa delle famiglie, considerando diverse tipologie contrattuali e fasce di consumo annuo. Nel paniere di spesa sono comprese le componenti fisse (nolo contatore) e le imposte. Le rilevazioni sono effettuate presso le aziende che gestiscono il servizio. Nel 1997 gli indici dei prezzi del gas per usi di cucina e di riscaldamento hanno subito un aumento, rispettivamente dello 0,6 per cento e del 7,4 per cento rispetto alla media dell'anno precedente.

In presenza di un aumento del costo della vita dell'1,8 per cento, in termini reali il prezzo del gas per usi di cucina è diminuito dell'1,2 per cento e quello del gas per riscaldamento è aumentato del 5,5 per cento. Nel 1996, l'andamento è stato lievemente superiore per il gas per usi di cucina, con un incremento dell'1,1 per cento in termini nominali e un decremento del 2,7 per cento in termini reali; meno sostenuto è risultato l'andamento dell'indice del gas per uso riscaldamento, con un incremento del 2,5 per cento in termini nominali e una riduzione del 1,3 per cento in termini reali (Tav. 3.7).

Spesa per il gas nei consumi delle famiglie

La spesa per il gas rappresenta quasi la metà della spesa media per i consumi energetici (esclusi quelli per trasporti) delle famiglie italiane. A sua volta la spesa energetica media rappresenta circa il 3,5 per cento di quella complessiva (cfr. Cap. 2)¹. Dai dati dell'indagine campionaria sui consumi delle famiglie condotta annualmente dall'Istat, la spesa media mensile per il gas risulta esser stata di 76.000 lire nel 1996; pari al 45 per cento della spesa energetica men-

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.7 INDICI MENSILI DEI PREZZI DEL GAS PER CUCINA E RISCALDAMENTO

Anni 1996-97; numeri indice (1995 = 100)

mese/anno	GAS PER CUCINA				GAS PER RISCALDAMENTO			
	prezzo nominale	prezzo reale (*)			prezzo nominale	prezzo reale (*)		
	var. %		var. %		var. %		var. %	
GENNAIO	100,5	0,5	98,1	-1,9	101,1	1,1	98,7	-1,2
FEBBRAIO	100,5	0,0	97,9	-0,3	101,2	0,1	98,1	-0,2
MARZO	100,5	0,0	97,6	-0,3	101,2	0,0	98,3	-0,3
APRILE	100,5	0,0	97,0	-0,6	101,2	0,0	97,7	-0,6
MAGGIO	100,5	0,0	96,6	-0,4	101,2	0,0	97,3	-0,4
GIUGNO	100,5	0,0	96,4	-0,2	101,2	0,0	97,1	-0,2
LUGLIO	101,6	1,1	97,7	1,3	102,3	1,1	98,4	1,3
AGOSTO	101,6	0,0	97,6	-0,1	102,3	0,0	98,3	-0,1
SETTEMBRE	101,6	0,0	97,3	-0,3	103,7	1,4	99,3	1,1
OTTOBRE	101,6	0,0	97,2	-0,1	103,7	0,0	99,2	-0,1
NOVEMBRE	101,6	0,0	96,9	-0,3	105,5	1,7	100,7	1,4
DICEMBRE	101,6	0,0	96,9	-0,1	105,5	0,0	100,6	-0,1
1996	101,1	1,0	97,3	-2,8	102,5	2,5	98,7	-1,4
GENNAIO	101,6	0,5	96,7	-0,6	107,4	4,8	102,2	3,6
FEBBRAIO	101,6	0,0	96,6	-0,1	108,4	0,9	103,0	0,8
MARZO	101,6	0,0	96,5	-0,1	111,0	2,4	105,4	2,3
APRILE	101,6	0,0	96,4	-0,1	111,2	0,2	105,5	0,1
MAGGIO	101,6	0,0	96,1	-0,3	111,2	0,0	105,2	-0,3
GIUGNO	101,6	0,0	96,1	0,0	111,2	0,0	105,2	0,0
LUGLIO	101,7	0,1	96,2	0,1	110,6	-0,5	104,6	0,5
AGOSTO	101,7	0,0	96,2	0,0	110,6	0,0	104,6	0,0
SETTEMBRE	101,7	0,0	96,0	-0,2	109,2	-1,3	103,1	-1,5
OTTOBRE	101,7	0,0	95,8	-0,3	110,1	0,8	103,7	0,5
NOVEMBRE	101,7	0,0	95,5	-0,3	110,1	0,0	103,4	-0,3
DICEMBRE	101,7	0,0	95,5	0,0	110,1	0,0	103,4	0,0
1997	101,7	0,6	96,1	-1,2	110,1	7,4	104,1	5,5

(*) Rapporto tra indice del prezzo nominale e indice del costo della vita

Fonte: Elaborazione su dati Istat

sile e al 2,3 per cento della spesa mensile complessiva per consumi.

L'incidenza della spesa per il gas sul bilancio delle famiglie italiane appare lievemente decrescente rispetto alla distribuzione del reddito familiare, confermando la caratteristica di bene inferiore propria dell'energia. Si passa da un'incidenza massima sul bilancio mensile del 3,2 per cento per le famiglie appartenenti alla fascia di reddito disponibile più bassa (fino a 1.500.000 di lire mensili) a una minima del 2,2 per le famiglie con reddito disponibile più elevato¹.

La relazione inversa fra incidenza della spesa per il gas e reddito appare meno pronunciata rispetto al caso dell'elettricità, riflesso di un andamento dei consumi non troppo difforme da quello di altre poste di spesa. Mentre infatti la spesa mensile per il gas si quadruplica passando dal primo all'ultimo scaglione di reddito, quella per l'elettricità aumenta in proporzione molto inferiore (si ha circa un raddoppio).

In particolare la spesa mensile per il gas rappresenta quasi il 50 per cento della spesa mensile per energia nelle famiglie residenti nelle aree settentrionali ed anche centrali, mentre appena il 33 per cento in quelle meridionali, in cui, di converso, ha un peso preponderante la spesa per energia elettrica. In quest'area, complessivamente la spesa per beni energetici è di circa un terzo inferiore alla media nazionale (cfr. Cap. 2).

Evidenti motivi climatici e la diversa velocità del processo di metanizzazione del Paese spiegano in larga misura il diverso profilo di consumo energetico nelle regioni italiane, in particolare il basso consumo di gas delle regioni meridionali rispetto a quelle settentrionali e centrali. Le famiglie residenti nelle regioni meridionali, spendono mensilmente per il gas un ammontare del 50 per cento inferiore alla media nazionale, mentre nelle regioni settentrionali, ed in particolare nord-orientali, il valore è del 25 per cento superiore alla media nazionale (Tav. 3.8).

TAV 38 **DISTRIBUZIONE GEOGRAFICA DELLA SPESA MEDIA MENSILE PER FAMIGLIA PER IL GAS NEL 1996**

Anno 1996; lire

	COMUNI CAPOLUOGO	ALTRI COMUNI	TOTALE
ITALIA SETTENTRIONALE	85.045	109.760	101.078
Nord-est	112.613	118.565	116.454
Nord-ovest	66.574	104.006	90.942
ITALIA CENTRALE	76.902	79.557	78.267
ITALIA MERIDIONALE E INSULARE	44.227	35.540	38.368
ITALIA	71.045	78.749	75.908

Fonte: Elaborazione su dati Istat

Nel decennio in esame l'incidenza della spesa per il gas sulla spesa media mensile delle famiglie è aumentata, pur se lievemente: dal 2,1 per cento nel 1995 al 2,3 nel 1996, una tendenza ascrivibile alla crescente penetrazione del metano, solo parzialmente controbilanciata dal calo dei prezzi dell'ultimo decennio.

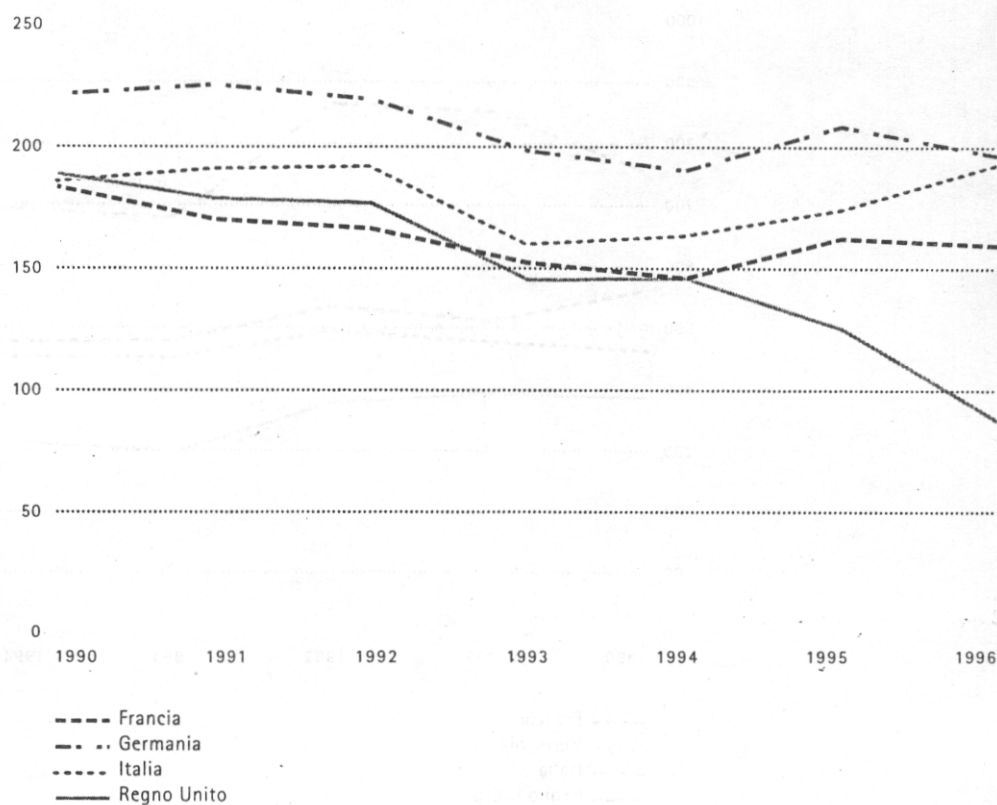
I tassi di incremento medi annui della spesa per il gas sono stati infatti relativamente sostenuti nel decennio 1985-95: l'11,1 per cento, oltre tre volte il tasso di crescita della spesa per l'energia elettrica nello stesso periodo. Tale aumento si è distribuito in maniera relativamente omogenea rispetto agli scaglioni di reddito familiare (cfr. Cap. 2).

Effetti di sostituzione tra fonti energetiche nel confronto internazionale

È utile condurre un confronto tra i prezzi praticati in Italia e quelli prevalenti in Europa con riferimento a due diverse tipologie di uso: comparto industriale e termoelettrico da un lato e comparto civile dall'altro.

Nel primo caso, la flessibilità della domanda e l'assenza di sostanziali differenziali fiscali rispetto alle fonti concorrenti ha favorito il trasferimento all'utenza delle condizioni di costo prevalenti nel settore in misura maggiore rispetto a quello degli usi civili. Il livello e l'andamento dei prezzi del gas per usi industriali al netto delle imposte in Italia sono così risultati in linea con quel-

FIG. 3.7 PREZZI MEDI DEL GAS PER USI INDUSTRIALI IN ALCUNI PAESI EUROPEI
Prezzi in dollari US/tep al lordo delle imposte



Fonte: Elaborazione su dati IEA

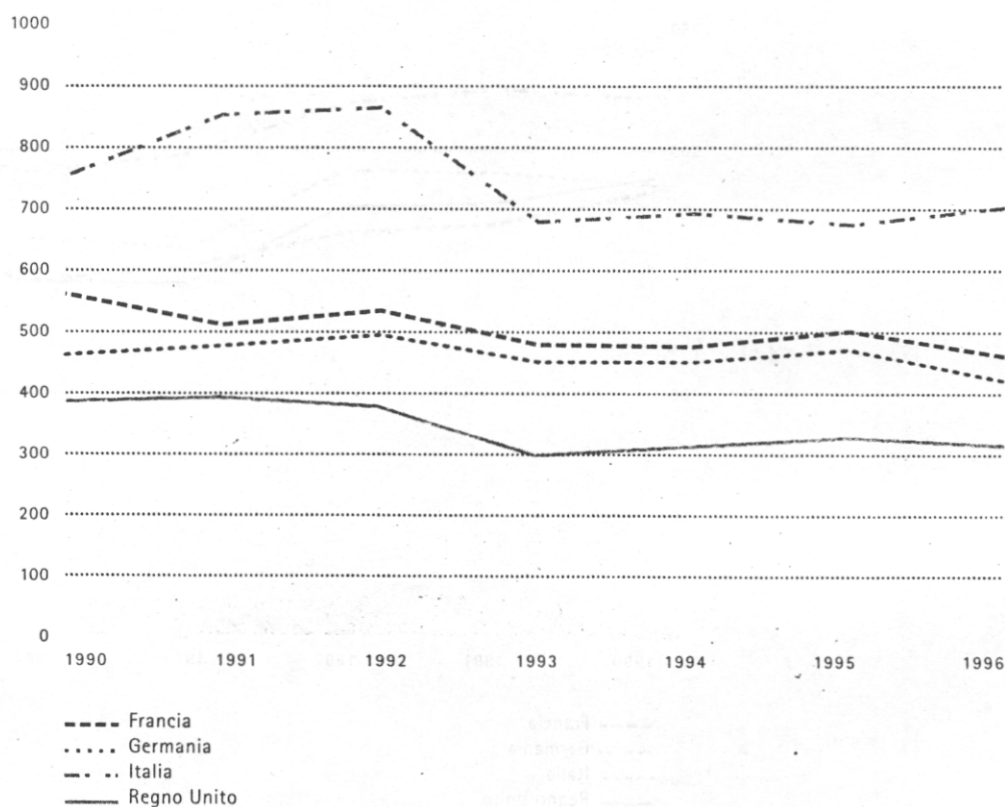
li dei principali paesi dell'Europa continentale, caratterizzati da strutture dell'offerta relativamente simili, con l'eccezione del Regno Unito a partire dal 1995, anno di avvio della liberalizzazione del mercato (Fig. 3.7).

La concorrenza tra combustibili appare meno rilevante nel settore degli usi civili. L'andamento dei prezzi medi del gas all'utente finale nel settore degli usi civili evidenzia come, alla caduta dei prezzi internazionali del petrolio e del gas naturale intervenuta a metà degli anni ottanta, abbia fatto seguito prima un forte aumento dell'imposizione indiretta, poi un ampliamento dei margini di distribuzione, per effetto di modifiche normative volte a finanziare in tariffa gli investimenti realizzati per l'estensione del servizio.

Per l'effetto congiunto dei fattori richiamati, e specialmente della variabile fiscale, il prezzo medio del gas nel settore per usi civili in Italia si è mantenuto costantemente al di sopra di quello dei principali paesi europei (Fig. 3.8); al netto delle imposte, le tariffe sono invece in linea con le medie europee negli ultimi cinque anni, se valutate a tassi di cambio correnti. Le strutture tariffarie, sempre al netto delle imposte, sono caratterizzate da una degressività assai

FIG. 3.8 PREZZI MEDI DEL GAS PER USI CIVILI IN ALCUNI PAESI EUROPEI

Prezzi in dollari US/tep al lordo delle imposte



Fonte: Elaborazione su dati IEA

meno pronunciata di quella riscontrata in altri paesi, per effetto di vincoli regolamentari mirati a favorire i piccoli consumatori.

NUOVI ASSETTI DEL SERVIZIO GAS

I mutamenti nel contesto normativo

La recente evoluzione dell'assetto istituzionale ha esercitato un impatto ancora limitato sulla concorrenza nel settore del gas.

La legge n. 142/90, ha permesso agli enti locali di ricorrere a nuove forme organizzative nella gestione dei servizi pubblici locali, come le società per azioni o le aziende speciali, lasciando tuttavia aperte numerose questioni, come la precisa definizione delle norme di attribuzione, in presenza di un contesto istituzionale sempre più orientato alla promozione della concorrenza e dell'efficienza. La legge n. 9/91, ha introdotto il vettoriamiento obbligatorio da parte della Snam di gas per conto terzi, ma solo in particolari condizioni. Di conseguenza, il fenomeno ha riguardato quantità modeste e ambiti territoriali circoscritti. La trasformazione societaria dell'Eni, il consolidamento della sua redditività e l'avvio della privatizzazione non si sono ancora accompagnati all'abolizione di tutte le prerogative accordate all'ente pubblico da cui è sorta la società per azioni. Il raggiungimento di una posizione di consenso in ambito europeo, da cui è sorta la proposta di Direttiva europea sull'apertura del mercato interno del gas, ha richiesto l'introduzione di margini di deroga ampi tali da far ritenere che la traduzione nei vari ordinamenti nazionali dei principi della liberalizzazione sarà graduale e richiederà tempi non brevi.

Nell'attività di approvvigionamento le prospettive appaiono fortemente condizionate dalla situazione odierna. Su di essa influiscono le strategie di Snam, orientate anche a consolidare l'attuale posizione monopolistica attraverso nuove iniziative, come la stipula di contratti a lungo termine con fornitori olandesi e russi e l'accordo raggiunto con *Gaz de France* per il potenziamento del nuovo gasdotto NorFra per il trasporto di gas dalla Norvegia attraverso la Francia.

Diversi aspetti dell'attuale assetto normativo limitano le possibilità di entrata di nuovi operatori. Nella fase della produzione, l'effettivo sviluppo della concorrenza è frenato dalla riattribuzione a Eni dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione a tutela dei diritti maturati nel precedente regime di esclusiva. Ostacoli derivano anche dalla normativa che riconosce solo all'Eni il regime di pubblica utilità nella posa dei gasdotti (legge 10 febbraio 1953, n. 136), dalla prerogativa accordata alla medesima società sulle conces-

sioni per lo stoccaggio legate all'attività di produzione (DL 25 novembre 1996, n. 625) e dai sussidi pubblici per la costruzione delle reti nelle regioni meridionali (legge 28 novembre 1990, n. 784).

In prospettiva, stimoli alla concorrenza dovranno provenire sia dal diritto all'accesso di terzi a reti di proprietà della Snam, in seguito al recepimento della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale, sia dalla crescita di concorrenti integrati e dotati di proprie infrastrutture di approvvigionamento. Alcuni elementi di novità in questo contesto si sono delineati già nel corso del 1997.

Le attese di uno sviluppo della domanda (trainata in particolare dal settore elettrico), e la posizione geografica favorevole per la relativa vicinanza di nuovi paesi produttori del bacino del Mediterraneo (Egitto, Libia) potrebbero sollecitare l'ingresso di nuovi soggetti, nazionali ed esteri, e favorire la concorrenza. Ne è testimonianza la recente creazione di una *joint venture* fra Edison Gas e Mobil per la costruzione di un terminale per il ricevimento di gas naturale liquefatto nel mare Adriatico con una capacità di rigassificazione pari a 5 Gmc/anno.

Problemi della distribuzione secondaria in ambito locale

Le forme organizzative in cui si articola la distribuzione locale riflettono il carattere di monopolio naturale delle reti di distribuzione, che si esprime nella relazione dell'amministrazione comunale con il servizio di distribuzione del gas.

Il regime vincolistico limita il grado di apertura dei servizi pubblici alla concorrenza e incide negativamente sullo stato di efficienza delle aziende. Iniziative legislative in corso mirano a modificare punti quali:

- la prerogativa di gestione dei servizi pubblici nel territorio comunale di origine;
- le distorsioni della concorrenza che possono derivare da vantaggi fiscali, patrimoniali e creditizi nei comuni di origine;
- la possibilità di sussidi incrociati per la copertura di inefficienza di gestione all'interno dell'azienda;
- l'esercizio da parte dell'azionista comunale di forme di controllo su enti operanti al di fuori dell'ambito del territorio comunale di propria competenza.

A otto anni di distanza dall'introduzione delle società per azioni con la legge n. 142/90 le modalità di affidamento del servizio non sono ancora chiaramente definite. Il comune può affidare il servizio in via diretta, senza esporsi a contestazioni, solo alla propria azienda speciale o all'azienda consortile a cui partecipa. Si è andata affermando l'assegnazione diretta anche a società per azioni a maggioranza pubblica di cui il comune è azionista.

Infine, un problema comune alle diverse tipologie di gestione del servizio del gas riconosciute dalla legge riguarda le imprese multiservizio, che costituiscono una realtà importante e articolata nel panorama italiano (Tavv. 3.9 e 3.10).

TAV. 3.9 NUMERO DI SERVIZI FORNITI DALLE AZIENDE DI DISTRIBUZIONE DEL SERVIZIO DEL GAS

Anno 1996*

SERVIZI FORNITI	NUMERO DI AZIENDE	INCIDENZA PERCENTUALE
SOLO GAS	419	52,5
ALTRI SERVIZI OLTRE AL GAS	379	47,5
UN SERVIZIO	69	8,6
DUE SERVIZI	65	8,2
TRE SERVIZI	85	10,7
QUATTRO SERVIZI	78	9,8
CINQUE SERVIZI	54	6,8
SEI SERVIZI E OLTRE	27	3,4
TOTALE	798	100,0

* Dati provvisori.

Fonte: Indagine sulle aziende di distribuzione del gas

TAV. 3.10 FREQUENZA DI SERVIZI DIVERSI DAL GAS FORNITI DALLE AZIENDE DI DISTRIBUZIONE

Anno 1996*

TIPO DI SERVIZIO	NUMERO DI AZIENDE	FREQUENZA (%)
ACQUA	304	24,6
FOGNATURE	237	19,2
RIFIUTI	206	16,7
DEPURAZIONE	178	14,4
TRASPORTI	66	5,3
ILLUMINAZIONE PUBBLICA	51	4,1
CALORE	44	3,6
ELETTRICITÀ	30	2,4
ALTRI	121	9,7
TOTALE	1.237	100,0

* Dati provvisori.

Fonte: Indagine sulle aziende di distribuzione del gas

La gestione di linee di attività contigue in contesti locali spesso frammentati permette alle aziende economie di scopo e di scala, che opportunamente sfruttate potrebbero tornare a beneficio dei consumatori; allo stesso tempo, essa spesso rende possibili sussidi incrociati tra i vari servizi ed esercizi a discapito dell'efficienza e della concorrenza.

La proposta di Direttiva europea per il gas

Nel contesto della realizzazione di un mercato unico per l'energia, il 24 febbraio 1992 la Commissione europea ha trasmesso al Consiglio dei ministri dell'UE una proposta di direttiva concernente regole comuni per il mercato interno del gas. La proposta si fonda sull'articolo 100 A del Trattato di Roma: per la sua adozione è pertanto richiesta la procedura di "codecisione" del Consiglio e Parlamento europeo, prevista dall'articolo 189 del Trattato.

L'8 dicembre 1997 il Consiglio Energia ha raggiunto un accordo su una posizione comune sulla proposta di direttiva. Formalmente adottata dal Consiglio Ricerca del 12 febbraio 1998, la proposta è stata trasmessa il 16 febbraio per la seconda lettura al Parlamento europeo. Dopo la sua approvazione, gli Stati membri dovranno per procedere in due anni al suo recepimento nei rispettivi ordinamenti nazionali.

La proposta di direttiva riprende i principi contenuti nella direttiva elettrica: accesso alla rete, gradualità del processo di apertura, sussidiarietà e reciprocità tra i paesi membri, lasciando in alcuni casi agli Stati membri la facoltà di scegliere tra le diverse alternative indicate. Vengono stabilite norme comuni per trasmissione, distribuzione, fornitura e stoccaggio del gas naturale. La proposta di Direttiva definisce anche le modalità organizzative e il funzionamento del settore del gas naturale, l'accesso al mercato, le modalità di gestione delle reti nonché i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni per la trasmissione, la distribuzione e la fornitura di gas naturale.

I punti essenziali della proposta riguardano:

- *Norme e criteri* obiettivi e non discriminatori per l'organizzazione del settore: ampi poteri sono attribuiti agli Stati membri con riguardo alla possibilità di imporre oneri di servizio pubblico in relazione a obiettivi di sicurezza, regolarità, qualità e prezzo delle forniture.
- *Obbligo di separazione contabile* per le attività di trasporto, stoccaggio e distribuzione del gas naturale svolte dalle imprese sia verticalmente che orizzontalmente integrate, in modo da garantire la massima trasparenza anche attraverso il controllo sulla rendicontazione da parte dell'autorità nazionale competente.
- *Diritto di accesso al sistema gas*, al fine di favorire l'entrata di nuovi ope-

ratori nel mercato e la libertà di scelta del fornitore da parte dei consumatori; a discrezione del paese membro, tale accesso può avvenire con tre modalità distinte: in forma regolata, ossia in base a condizioni e a tariffe pubblicate; in forma negoziata, mediante libera contrattazione tra le parti con l'obbligo di pubblicazione delle principali condizioni commerciali per l'utilizzo del sistema; in forma regolata e negoziata allo stesso tempo.

- *Apertura graduale del mercato* del gas naturale, limitata a un numero crescente nel tempo di clienti idonei, ai quali si riconosce la capacità legale di acquistare gas naturale sul mercato concorrenziale: l'apertura del mercato in ogni paese membro dovrà essere almeno pari al 20 per cento del consumo totale, al 28 per cento dopo 5 anni e al 33 per cento dopo dieci anni. L'idoneità è estesa alle imprese e consorzi industriali con consumi maggiori a 25 Gmc/anno, a 15 Gmc/anno dopo 5 anni e 5 Gmc/anno dopo 10 anni; sono inclusi tra i clienti idonei tutti i produttori di energia elettrica e, entro limiti definiti dai singoli paesi membri, anche gli impianti di cogenerazione.
- *Deroghe all'applicazione della Direttiva* per i contratti *take or pay* in virtù della loro predominanza sul mercato europeo, purché non ostacolino l'apertura del mercato; le deroghe devono essere limitate nel tempo e nell'ambito di attuazione ed essere concesse in modo trasparente sotto la supervisione della Commissione.

TUTELA DELL'AMBIENTE

A parità di altre condizioni, il gas naturale provoca un impatto ambientale generalmente inferiore a quello degli altri combustibili fossili, e consente spesso il ricorso a tecnologie di trasformazione energetica più efficienti e relativamente meno costose.

Nella fase di estrazione il gas naturale si trova spesso associato al petrolio: è pertanto analoga la ricaduta ambientale delle due fonti. Rispetto alle altre fonti fossili, è molto più contenuto l'impatto nelle fasi di trasporto e trasformazione. Il gas naturale non richiede la raffinazione (come il petrolio) o il lavaggio (come il carbone), essendo sufficiente la disidratazione e l'estrazione di frazioni liquide. Il trasporto su lunghe distanze non è soggetto a perdite in mare come accade nei trasporti marittimi di greggio e di prodotti petroliferi. La trasmissione a livello locale effettuata via condotta, resa conveniente dalla natura gassosa del prodotto, evita gli inconvenienti del trasporto stradale per mezzo di autobotti o della dispersione di polvere di carbone.

Il gas naturale è prevalentemente composto da metano, a cui si aggiungono quantità minime di idrocarburi alifatici inferiori (etano e propano); pertanto,

esso è caratterizzato da un rapporto fra idrogeno e carbonio prossimo al valore massimo possibile di 4. A differenza dal petrolio e dal carbone, il gas naturale non contiene praticamente composti metallici e solo tracce di zolfo. La sua combustione avviene allo stato gassoso e quindi con elevato rendimento energetico e con emissioni trascurabili di composti solforati, ossidi di azoto, polveri, idrocarburi aromatici e composti metallici.

L'elevato rapporto di idrogeno che caratterizza il gas naturale consente di limitare l'emissione di anidride carbonica per valori inferiori del 25-30 per cento rispetto al petrolio e del 40-50 per cento rispetto al carbone, a parità di energia prodotta. Tuttavia, una volta rilasciata nell'atmosfera, la molecola di metano produce un effetto serra 21 volte più intenso di quello della molecola di anidride carbonica (CO_2) in termini di potere riscaldante globale valutato su un orizzonte di 100 anni. Ciò impone di limitare le perdite nell'atmosfera del gas naturale prima della combustione, soprattutto nelle fasi di produzione, trasporto e distribuzione.

Il Ministero dell'ambiente stima che il contributo del metano proveniente dal settore energetico alle emissioni di gas serra (escludendo quindi le quantità molto superiori liberate dai processi industriali, dall'agricoltura e dai rifiuti urbani) sia stato nel 1997 pari a circa 10 Mt equivalenti di CO_2 , su un totale di circa 400 Mt emessi dal complesso del settore energetico in Italia. La maggior parte di queste emissioni (oltre 6 Mt equivalenti di CO_2) proviene dalle perdite nelle reti di distribuzione cittadine, mentre le attività di importazione e trasporto ad alta pressione vi contribuiscono per un ordine di grandezza inferiore a 1 Mt equivalente di CO_2 .

Oltre a esercitare un impatto ambientale nettamente inferiore a quello degli altri combustibili fossili, il gas naturale ha un rendimento termodinamico con tecnologie convenzionali significativamente maggiore. La generazione elettrica con impianti termici tradizionali avviene, a parità di taglia dell'impianto e di altre condizioni operative, con rendimenti superiori di 8 punti percentuali rispetto al carbone importato e di 4 punti percentuali rispetto all'olio combustibile. La natura gassosa del combustibile consente anche il ricorso a tecnologie di trasformazione energetica più efficienti e con costi più contenuti. Ciò accade nella generazione mediante cicli combinati, che consente a costi competitivi rendimenti nettamente superiori a quelli dei cicli tradizionali. Gli elevati rendimenti raggiungibili, dell'ordine di 55-60 per cento, comportano nel confronto con gli altri combustibili fossili un vantaggio anche in termini di emissioni nell'ambiente per kWh prodotto. L'utilizzo di combustibili liquidi e solidi in cicli combinati richiede la preventiva gassificazione con perdite nella fase di conversione energetica e costi di investimento generalmente rilevanti (Tav. 3.11).

TAV. 3.11 **CONFRONTO TRA L'IMPATTO AMBIENTALE DI UNA CENTRALE
TERMOELETTRICA CONVENZIONALE AD OLIO COMBUSTIBILE E UNA
CENTRALE A CICLO COMBINATO A GAS NATURALE**

	OLIO COMBUSTIBILE	GAS NATURALE
TECNOLOGIA	TURBINA A VAPORE	CICLO COMBINATO
RENDIMENTO (%)	40,0	46,7
SISTEMA DI CONTROLLO DELLE EMISSIONI	BRUCIATORI A BASSO NO _x , ESP, FGD	BRUCIATORI A BASSO NO _x
OCCUPAZIONE SUOLO (ha/GW)	31,2	33,1
CONSUMI DI ACQUA (l/kWh)	156,2	0,2
PRODUZIONE DI CENERI (mg/kWh)	468,8	-
EMISSIONI IN ATMOSFERA:		
CO (mg/kWh)	79,7	216,1
NO _x (mg/kWh)	531,2	432,3
SO ₂ (mg/kWh)	1062,5	-
POLVERI SOSPENSE (mg/kWh)	132,8	-
CO ₂ (g/kWh)	773,9	445,7

Fonte: Elaborazioni su dati Fondazione Eni Enrico Mattei

Infine, la facile trasportabilità del gas naturale attraverso reti di distribuzione e la sua diffusione capillare ne favoriscono l'uso anche in impianti di dimensioni relativamente piccole, ma fortemente innovativi sul piano tecnologico e dotati di una soddisfacente compatibilità ambientale. Tali sono, ad esempio, i sistemi di cogenerazione di energia elettrica e calore con piccole centrali termiche con potenze anche inferiori a 1 MW e, nel futuro, mediante celle a combustibile. Il gas naturale si presta in modo particolare all'utilizzo in caldaie ad alto rendimento, peraltro ancora poco diffuse in Italia.

Una forma di innovazione tecnologica ancora poco diffusa nel settore del gas naturale, ma con effetti potenzialmente rilevanti per il dimensionamento e l'utilizzo degli stoccaggi operativi, riguarda la gestione della domanda (*demand side management*, o DSM) al fine di smussare il diagramma di carico dei prelievi.

Attualmente, le possibilità di ricorrere a questa soluzione sono circoscritte al settore industriale, dove le opportunità di modulazione giornaliera e stagionale possono essere riconosciute in un minor prezzo contrattuale pagato dall'utente. Nel settore civile, la maggiore difficoltà di adattare la curva di prelievo in presenza di un fattore dominante di natura esogena, l'andamento climatico, ha finora scoraggiato il ricorso alla gestione della domanda. Al riguardo, vanno rilevate le notevoli opportunità per una migliore gestione della doman-

da da parte delle aziende di distribuzione (ad esempio, attraverso l'utilizzo di stoccaggi giornalieri), oggi non sfruttate in assenza di una chiara convenienza economica.

QUALITÀ E SICUREZZA DEL SERVIZIO

Lo stato di attuazione della Carta dei servizi del gas

La qualità del servizio nel settore gas è disciplinata dalla cosiddetta *Carta dei servizi*. La normativa prevede che i soggetti esercenti adottino Carte relative ai propri rapporti di utenza.

Nel caso servizio del gas per uso civile distribuito a mezzo di rete urbana, i soggetti hanno adottato tali Carte in base alla Direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri 27 gennaio 1994 e al dPCm 18 settembre 1995. La pubblicazione dello schema di riferimento ha fissato un termine di 120 giorni entro cui i soggetti erogatori avrebbero dovuto adottare una Carta dei servizi pubblici, ispirandosi ai principi della Direttiva e dello schema generale di riferimento, e inviarla al Dipartimento della funzione pubblica. Nella Carta i soggetti erogatori devono indicare gli standard di qualità generali e specifici applicati agli indicatori elencati nello schema di riferimento. Inoltre, ogni soggetto esercente deve indicare almeno quattro standard specifici soggetti a rimborso in caso di mancato rispetto dello standard per cause non imputabili all'utente.

La Carta attribuisce notevole importanza agli aspetti relazionali del servizio, i più rilevanti per gli utenti a cui essa si rivolge. In particolare, la Carta riguarda la tempestività di intervento, a fronte di una richiesta dell'utente, per lavori di allacciamento, attivazione e altre prestazioni innescate dall'utente, come la risposta a reclami o richieste di informazione.

L'Autorità, in base all'art. 2, comma 12, lettera p, della legge istitutiva, ha assunto le competenze del *Comitato permanente per l'attuazione della Carta dei servizi pubblici*, limitatamente ai settori elettricità e gas, a decorrere dalla data in cui è avvenuto il trasferimento delle competenze da altre amministrazioni e organi dello stato. A tale *Comitato* i soggetti erogatori avrebbero dovuto inviare le relazioni annuali sul raggiungimento degli obiettivi di qualità indicati dagli standard che gli stessi soggetti avevano indicato nelle proprie Carte dei servizi. Avviando la propria attività, l'Autorità ha svolto una ricognizione preliminare dello stato di attuazione della Carta dei servizi nel settore del gas, con un'analisi della rispondenza degli esiti raggiunti rispetto agli standard di qualità predefiniti nelle Carte. I risultati di questa analisi, basata sulla rileva-

zione di dati dichiarati dagli esercenti, sono descritti nel dettaglio nel Capitolo 6.

Si rileva come l'attuazione della Carta, limitatamente all'utenza civile, sia ancora parziale: solo 350 aziende erogatrici, hanno inviato al Dipartimento della funzione pubblica le proprie Carte. Il numero dei bacini interessati è 398 (su un totale di circa 800), un numero maggiore delle aziende dal momento che un'azienda può erogare il servizio anche in più di un bacino⁶.

Le Carte elaborate dagli esercenti rispondono in generale alle specifiche fissate dagli schemi generali di riferimento. Il processo di attuazione presenta tuttavia aspetti critici:

- l'adozione delle Carte non è sempre seguita dalla verifica degli standard da parte dei soggetti esercenti: per il servizio del gas, alla data del 30 settembre 1997 sono pervenute solamente 142 relazioni sul raggiungimento degli obiettivi indicati dalle Carte come previsto dalla Direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri 27 gennaio 1994⁷;
- molti esercenti di piccola dimensione non hanno adottato la Carta;
- permane un'ampia dispersione degli standard, dovuta alle differenti caratteristiche delle zone servite, alla mancanza di riferimenti comuni nazionali e in parte anche a differenze nelle modalità di misurazione;
- gli utenti non conoscono a sufficienza le Carte e quindi non si avvalgono del diritto al rimborso che viene accordato solo su richiesta di coloro che hanno subito il disservizio.

Sicurezza degli impianti di distribuzione e di utilizzo del gas

La sicurezza degli impianti costituisce un aspetto di fondamentale importanza nel servizio del gas. La sicurezza degli impianti di distribuzione e utilizzo del gas è legata a molteplici fattori, quali la tipologia dei materiali e degli apparecchi utilizzati, le modalità di posa e di installazione, le modalità di esercizio e utilizzo. Dal punto di vista delle competenze, la responsabilità delle aziende di distribuzione copre tutto l'impianto di distribuzione fino al contatore incluso, mentre gli impianti e le tubazioni a valle del contatore sono sotto la responsabilità dell'utilizzatore.

L'attività di ispezione della rete svolge una funzione preventiva e non è regolamentata da norme tecniche, come invece avviene per la costruzione e la messa in opera degli impianti. Il dPCm 18 settembre 1995 include nello schema generale di riferimento della Carta dei servizi del gas la porzione della rete che gli esercenti dichiarano di ispezionare annualmente.

L'Autorità ha avviato, nel quadro dell'indagine sulla qualità del servizio del gas basata sui dati dichiarati nelle Carte di servizio, una prima rilevazione della

frequenza di ispezione delle reti sottostradali. La rilevazione dell'Autorità evidenzia, stando alle dichiarazioni degli esercenti, prassi molto diversificate: degli oltre 400 esercenti che hanno risposto al quesito, circa un terzo dichiara di ispezionare tutta la propria rete sottostradale di bassa pressione ogni 1-2 anni, un altro terzo ogni 3-5 anni e l'ultimo terzo ogni 5 anni o più, con punte anche superiori a 10 anni (Tav. 3.12).

La frequenza di ispezione, che pur non sembra dipendere dalla dimensione delle aziende esercenti, costituisce un aspetto critico dell'attuale sistema distributivo.

TAV. 3.12 ISPEZIONI SULLE RETI SOTTOSTRADALI A BASSA PRESSIONE

ARCO DI TEMPO PER COMPLETARE L'ISPEZIONE DI TUTTA LA RETE STRADALE DI BASSA PRESSIONE	ESERCENTI AVENTI PIÙ DI 100.000 UTENTI	ESERCENTI AVENTI TRA 10.000 E 100.000 UTENTI	ESERCENTI AVENTI MENO DI 10.000 UTENTI	TOTALI
FINO A 1 ANNO	1	10	43	54
TRA 1 E 2 ANNI	2	17	64	83
TRA 2 E 3 ANNI	2	13	24	39
TRA 3 E 5 ANNI	4	34	92	130
TRA 5 E 10 ANNI	4	19	30	53
OLTRE 10 ANNI	4	21	21	46
TOTALE RISPOSTE	17	114	274	405

Fonte: Dichiarazioni rese dai soggetti esercenti all'Autorità

Gli impianti e le tubazioni a valle del contatore, attualmente sotto la responsabilità dell'utilizzatore, sono rilevanti ai fini della sicurezza e dell'uso razionale dell'energia. La sicurezza degli impianti a valle del contatore è normata dalla legge 5 marzo 1990, n. 46 e dal suo regolamento applicativo (dPR 6 dicembre 1991, n. 447), mentre l'uso razionale dell'energia è regolato dalla legge n. 10/91 e dal relativo regolamento applicativo (dPR 26 agosto 1993, n. 412). Queste norme impongono ai proprietari degli immobili (ma anche agli inquilini e agli amministratori) obblighi di adeguamento degli impianti alle norme Uni, sia in fase di installazione che di gestione.

Il regolamento applicativo della legge n. 10/91 relativo alla sicurezza è in fase di revisione per quanto riguarda i requisiti tecnici che dovranno soddisfare gli impianti costruiti prima dell'entrata in vigore della legge n. 46/90. Per quanto riguarda invece l'uso razionale dell'energia e i relativi controlli, il dPR n. 412/93 è rimasto inapplicato ed è in fase di adeguamento.

L'esperienza suggerisce che l'utente medio trova notevoli difficoltà a orientarsi

nell'insieme di norme tecniche stabilite dai disposti di legge, difficoltà che probabilmente si aggraveranno con l'evoluzione della normativa. Anche nel nuovo ambito normativo non è infatti prevista una responsabilità diretta delle aziende distributrici. Tuttavia diverse aziende hanno avviato, o stanno avviando, iniziative che prevedono azioni di supporto all'utenza per agevolarla nei compiti che la legge prescrive.

Note

- 1 I prezzi per utenze industriali con consumi annui inferiori a 100.000 mc coincidono con la tariffa per "altri usi" (T3), o con sue articolazioni determinate nell'ambito di ciascun bacino tariffario; i prezzi per utenze industriali servite da aziende distributrici, con consumi annui tra 100.000 e 200.000 mc, sono determinati direttamente dalla metodologia tariffaria; sono uniformi a livello nazionale. I livelli sono determinati in modo da garantire una certa continuità con i prezzi praticati in base al contratto fra Snam e Confindustria per industrie servite direttamente da Snam o da altra società fornitrice.
- 2 Per le iniziative europee in materia di fiscalità energetica, si veda il Capitolo 2.
- 3 Voce "*Combustibili ed energia elettrica*" dell'indagine Istat "*I consumi delle famiglie*" comprensiva di: energia elettrica, gas, kerosene ed altri combustibili, spese per riscaldamento centrale. E' esclusa la voce benzina per veicoli. Alla voce spesa media mensile per il gas corrisponde la spesa sia per l'acquisto di bombole che il pagamento di gas distribuito in rete.
- 4 I consumi medi mensili delle famiglie 1995 sono stati ripartiti secondo 6 scaglioni di reddito disponibile: sino a 1.500.000 lire, fra 1.500.000 e 2.500.000 lire, fra 2.500.000 e 3.500.000 lire, fra 3.500.000 e 4.500.000 lire, fra 4.500.000 e 5.500.000 lire, oltre 5.500.000 lire.
- 5 Cfr. Capitolo 2.
- 6 Si veda Dipartimento della funzione pubblica, Progetto finalizzato n. 197, *La qualità sommersa: analisi del contenuto delle Carte dei servizi. Sintesi del progetto di ricerca*, Roma, marzo 1997.
- 7 Si veda Comitato permanente per l'attuazione della Carta dei servizi pubblici, *Rapporto sull'attività di valutazione delle relazioni annuali sui risultati conseguiti. Settore gas*, Roma, 30 settembre 1997.

4. L'ATTIVITÀ SVOLTA AI SENSI DELLA LEGGE N. 481/95: L'ENERGIA ELETTRICA

Gli interventi e i provvedimenti dell'Autorità riguardanti l'ordinamento delle tariffe del servizio elettrico e l'assetto del settore possono essere suddivisi in un primo insieme di interventi di natura strutturale, volti a introdurre i primi tasselli del futuro assetto del settore, e in un secondo insieme di misure a carattere contingente, finalizzate a sciogliere i nodi rimasti irrisolti nel precedente contesto di regolazione e a favorire la definizione di un nuovo ordinamento su basi coerenti e trasparenti.

L'azione dell'Autorità in questo campo ha anche riflesso scadenze imposte da disposizioni di legge precedenti riguardanti sia la formazione dei prezzi dell'elettricità, sia le caratteristiche dell'offerta e del mercato.

Gli interventi di natura strutturale in materia tariffaria comprendono il provvedimento di razionalizzazione e inglobamento in tariffa dei sovrapprezzi, a cui si collega il trattamento dell'energia ottenuta con rifiuti e la ridefinizione dei prezzi delle eccedenze elettriche; carattere generale hanno le proposte di riforma delle tariffe di fornitura e vettoriamento. I provvedimenti di natura contingente riguardano la verifica di alcune decisioni assunte in passato dal Cip, i rimborsi all'Enel e ai suoi fornitori a seguito della mancata realizzazione del programma di riconversione nucleare del sistema elettrico e il riassetto organizzativo della Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Con riferimento all'assetto del sistema, l'azione dell'Autorità si è espressa in atti di natura ricognitiva e consultiva. Gli interventi di maggiore rilievo sono consistiti nella definizione dei criteri di separazione contabile e amministrativa per le imprese elettriche organizzate in forma integrata, nell'avvio di istruttorie conoscitive nel parere sulle modalità autorizzative per gli scambi con l'estero di energia. Tra le attività di natura più contingente rientrano interventi sul trattamento dell'energia da fonti rinnovabili e assimilate.

VERSO LA RIFORMA DELL'ASSETTO TARIFFARIO

Razionalizzazione e inglobamento dei sovrapprezzi

La razionalizzazione e l'inglobamento in tariffa dei sovrapprezzi ha preso le mosse dall'art. 1, comma 2, del DL 13 settembre 1996, n. 473, convertito con modificazioni nella legge 14 novembre 1996, n. 577, *Disposizioni urgenti in materia di trasparenza delle tariffe elettriche*.

Tale decreto dispone che, a decorrere dal 30 giugno 1997, il sovrapprezzo per la copertura dell'onere termico e gli altri sovrapprezzi comunque denominati, purché non destinati alle entrate dello Stato, siano inglobati nella tariffa in misura coerente con le normali condizioni della concorrenza e del mercato. Il mandato conferito all'Autorità consiste pertanto nella semplificazione, e nella razionalizzazione della struttura tariffaria.

La struttura tariffaria vigente fino al 30 giugno 1997

La struttura del prezzo pagato dagli utenti finali, prima della delibera dell'Autorità del 26 giugno 1997, n. 70, era articolata in tre componenti: la tariffa in senso stretto, i sovrapprezzi e gli oneri fiscali.

La "tariffa" aveva, ed ha tuttora, una struttura "binomia", composta da una quota fissa (o corrispettivo di potenza), indipendente dall'energia consumata, e una quota variabile in proporzione dei consumi.

I "sovrapprezzi", aggiuntivi rispetto alla tariffa, erano stati introdotti nel tempo con finalità diverse (Tav. 4.1):

- il sovrapprezzo termico ordinario destinato ad alimentare il conto "onere termico" della Cassa congruaglio per il settore elettrico (Ccse) per il finanziamento dei contributi riconosciuti alla produzione termoelettrica nazionale e all'importazione di energia elettrica;
- l'aliquota di recupero in favore dei produttori termoelettrici dell'imposta di fabbricazione gravante sugli oli combustibili impiegati nella generazione di energia elettrica;
- l'aliquota aggiuntiva provvisoria per il ripianamento del conto onere termico ordinario relativo agli anni 1994-96;
- la maggiorazione straordinaria¹ del sovrapprezzo termico ordinario per la reintegrazione, all'Enel e alle altre imprese appaltatrici, degli oneri derivanti dalla sospensione dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari;
- l'aliquota a copertura dei contributi riconosciuti all'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e assimilate².

Vi era inoltre un ulteriore sovrapprezzo volto a compensare lo Stato delle minori entrate tributarie conseguenti all'applicazione della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Questa componente è stata soppressa dalla delibera dell'Autorità del 23 dicembre 1997, n. 136, con decorrenza dall'1 gennaio 1998, essendo stata completata la reintegrazione di tali minori entrate, corrispondenti a un gettito di circa 400 miliardi di lire annui.

Gli "oneri fiscali" comprendono le imposte erariali a favore dello Stato, le

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

addizionali a favore di comuni e province, determinate in base ai consumi in quantità - e l'imposta sul valore aggiunto, che si applica all'importo totale della fattura, al lordo delle imposte specifiche.

TAV. 41 SOVRAPPREZZI AL 30 GIUGNO 1997

Lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	SOVRAPP. TERMICO ORDINARIO	ALiquota DI RECUPERO IMPOSTA DI FABBRICAZ. OLI COMBUSTIBILI	ALiquota AGGIUNTIVA DI SOVRAPPREZZO RIPIANAMENTO CONTO ONERE TERMICO	MAGGIORAZ. STRAORDINARIA	SOVRAPP. NUOVI IMPIANTI
BASSA TENSIONE					
1) FORNITURA PER USI DOMESTICI					
a) fino a 3kW a tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	14,0	6,6	4,5	9,7	3,2
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	81,6	6,6	5	10,3	3,2
2) FORNITURE PER USI AGRICOLI	53,4	6,6	4,8	10,2	3,2
3) ALTRI USI	57,7	6,6	5,4	10,8	3,2
MEDIA TENSIONE					
4) TUTTI GLI USI	43,7	-	4,3	8,9	2,7
ALTA TENSIONE					
5) TUTTI GLI USI, ESCLUSO QUANTO PREVISTO PER LE CLASSI DI UTENZA 6), 7) E 8)	41,7	-	4,1	7,1	2,3
6) ALLUMINIO PRIMARIO	7,3	-	0,5	2,2	2,3
7) FERROVIE DELLO STATO-ECCEDENZE*	4,2	-	0,6	1,1	2,3
8) FERROVIE DELLO STATO, SOCIETÀ TERNI E SUOI AVENTI CAUSA**	-	-	-	-	2,3

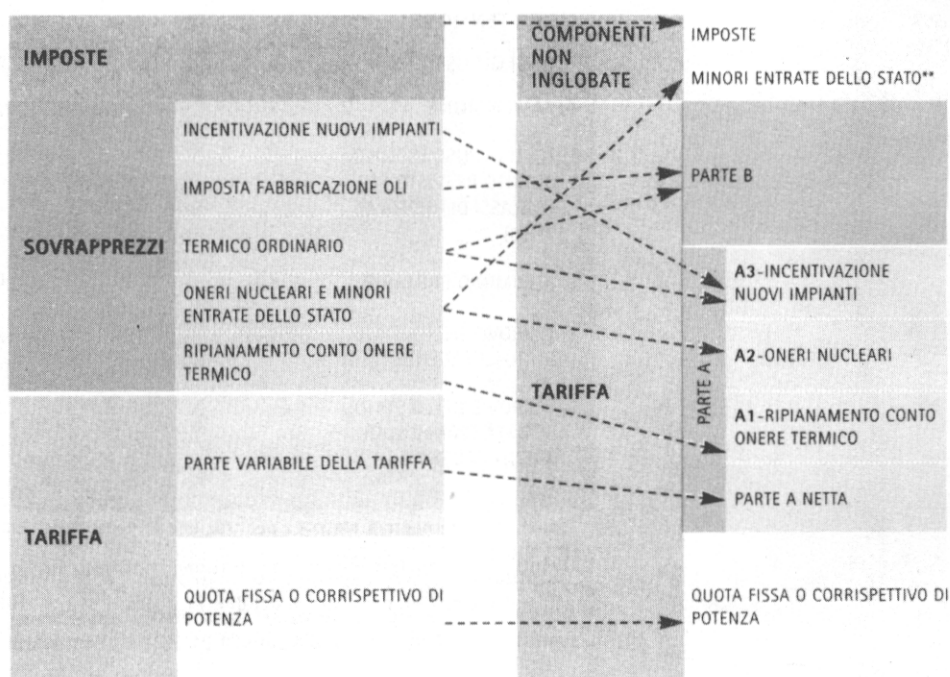
* Quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del dPR 22 maggio 1963, n. 730

** Quantitativi di energia elettrica nei limiti previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del dPR 22 maggio 1963, n. 730, e dall'art. 6 del dPR 21 agosto 1963, n. 1165

L'Autorità ha avviato il procedimento per la formulazione del provvedimento di inglobamento con propria delibera 30 maggio 1997, n. 58. Dopo la diffusione di un documento nel quale venivano illustrati i lineamenti generali del provvedimento, l'Autorità ha convocato un ciclo di audizioni speciali a cui hanno partecipato l'Enel, le imprese elettriche e tutte le principali formazioni associative rappresentative delle parti interessate. Il provvedimento è stato formalizzato con delibera 26 giugno 1997, n. 70.

La delibera n. 70/97 ha inglobato nella tariffa tutti i sovrapprezzi¹. All'inglobamento dei sovrapprezzi si è proceduto modificando la struttura tariffaria in modo da enucleare le componenti legate all'andamento dei prezzi dei combustibili fossili. I sovrapprezzi e la preesistente componente variabile della tariffa sono quindi stati accorpati in due parti, denominate "parte A" e "parte B" della nuova tariffa. La parte A comprende la parte variabile della preesistente tariffa nonché i sovrapprezzi inglobati relativi alla copertura di costi pregressi e all'incentivazione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate, ivi inclusa la componente del sovrapprezzo termico ordinario (mediamente pari a 9 lire/kWh) destinata a tale scopo. Nella parte B, legata al prezzo dei combustibili fossili, sono confluiti l'aliquota di recupero dell'imposta di fabbricazione sugli oli combustibili e il sovrapprezzo termico ordinario, al netto della componente citata (Fig. 4.1 e Tav. 4.2).

FIG. 4.1 CAMBIAMENTI DELLA STRUTTURA TARIFFARIA ALLA LUCE DELLA DELIBERA 70/97 DELL'AUTORITÀ



(**) Componente soppressa con decorrenza 1/1/1998

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 42 SOVRAPPREZZI INGLOBATI IN TARIFFA COME FISSATI DALLA DELIBERA n. 70/97

Lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	COMPONENTI INGLOBATE DELLA PARTE A	PARTE B	IMPORTO TOTALE INGLOBATO IN TARIFFA	SOVRAPPREZZI NON INGLOBATI (MAGG. STRAORD. ART. 33, COMMA 1, LEGGE N. 9/91 PER LA PARTE NECESSARIA ALLA COPERTURA DELLE MINORI ENTRATE PER LO STATO)
BASSA TENSIONE				
1) FORNITURA PER USI DOMESTICI				
a) fino a 3kW a tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	19,2	18,2	37,4	1,9
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	27,1	77,9	105,0	2,1
2) FORNITURE PER USI AGRICOLI	23,9	53,0	76,9	2,0
3) ALTRI USI	25,6	56,8	82,4	2,2
MEDIA TENSIONE				
4) TUTTI GLI USI	20,0	38,6	58,6	1,8
ALTA TENSIONE				
5) TUTTI GLI USI, ESCLUSO QUANTO PREVISTO PER LE CLASSI DI UTENZA 6), 7) E 8)	17,5	36,8	54,3	1,4
6) ALLUMINIO PRIMARIO	6,3	6,0	12,3	0,4
7) FERROVIE DELLO STATO-ECCEDENZE*	4,7	3,5	8,2	0,2
8) FERROVIE DELLO STATO, SOCIETÀ TERNI E SUOI AVENTI CAUSA**	2,3	-	2,3	-

* Quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del dPR 22 maggio 1963, n. 730

** Quantitativi di energia elettrica nei limiti previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del dPR 22 maggio 1963, n. 730, e dall'art. 6 del dPR 21 agosto 1963, n. 1165

Contestualmente all'inglobamento dei sovrapprezzi in tariffa, l'Autorità ha razionalizzato il sistema dei contributi alla produzione di energia elettrica riconosciuti a fronte dei costi variabili sostenuti dalle imprese per l'impiego di combustibili.

Il nuovo metodo si propone di incentivare la gestione efficiente degli impianti. Il meccanismo di rimborso dei costi variabili di produzione di natura termi-

ca, di fatto "a piè di lista", su cui si basava il precedente regime è stato sostituito con una regola che incentiva l'efficienza delle imprese nella ricerca del mix di combustibili impiegati nella generazione termica di energia elettrica.

Il nuovo sistema presenta le seguenti caratteristiche:

- viene riconosciuto all'energia termoelettrica di produzione nazionale un costo unitario variabile, indipendentemente dal tipo di combustibile utilizzato. Per l'energia elettrica importata il contributo è non superiore a quello riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale;
- tale costo riconosciuto è determinato valorizzando un paniere di combustibili fossili quotati sui mercati internazionali, in base a un valore prefissato di consumo specifico degli impianti termoelettrici nazionali. Questo elemento confluisce nella cosiddetta parte B della (nuova) tariffa (Tav.4.2);
- la parte B della tariffa (il cui gettito è destinato alla copertura dei contributi riconosciuti alla produzione) è aggiornata con cadenza bimestrale, quando si verificano variazioni non trascurabili (maggiori del 2 per cento) nel valore del paniere di combustibili. Il meccanismo di aggiornamento tariffario è tale da garantire il pareggio del nuovo "conto costo energia", gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico, attraverso il quale sono erogati i contributi;
- il meccanismo di determinazione dell'energia ammessa a contributo premia la riduzione della produzione termoelettrica e delle importazioni, sia in termini assoluti, sia relativamente alla produzione totale. Viene quindi resa conveniente per le imprese la sostituzione di produzione termoelettrica con produzione da fonti non fossili.

Con la delibera n. 70/97 l'Autorità ha inoltre disposto un'accelerazione del ripianamento del disavanzo accumulatosi nella passata gestione dell'onere termico, destinando a tale impiego eventuali risparmi derivanti da riduzioni dei prezzi internazionali dei combustibili. L'andamento dei prezzi dei combustibili fra la fine 1997 e il 1998 ha effettivamente reso più rapido il riassorbimento del disavanzo di gestione che si prevede possa essere completato entro il primo bimestre del 1999.

È stato aumentato inoltre il contributo destinato all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate per far fronte alla crescita dell'onere relativo all'entrata in funzione di nuovi impianti già autorizzati.

Il provvedimento ha anche disposto una riduzione temporanea della componente tariffaria destinata al reintegro degli oneri nucleari, in attesa delle conclusioni del gruppo di esperti istituito dall'Autorità nel quadro delle attività volte ad accertare, come richiesto dalla legge n. 481/95, la sussistenza dei presupposti delle voci e la congruità dei criteri seguiti nel determinare i rimborsi all'Enel e alle imprese costruttrici a fronte dell'interruzione del pro-

gramma nucleare (cfr. *infra*).

Il trattamento dell'energia elettrica prodotta da rifiuti

Con la delibera 13 gennaio 1998, n. 5 l'Autorità ha deciso di attribuire all'energia prodotta con rifiuti e combustibili non fossili lo stesso contributo termico concesso, ai sensi del provvedimento n. 70/97, all'energia elettrica generata da combustibili fossili. La delibera risponde a due ordini di finalità:

- un più efficiente utilizzo delle risorse, derivante dall'impiego di materiali non utilizzabili in altri processi produttivi, in sostituzione dei combustibili fossili in gran parte importati, con conseguente risparmio di fonti primarie e possibili benefici per il saldo commerciale;
- una migliore protezione dell'ambiente, in quanto il recupero energetico della frazione non riciclabile dei rifiuti consente di ridurre l'entità dei rifiuti da smaltire.

L'impiego dei rifiuti deve rispettare i limiti della normativa ambientale vigente, sia per quanto riguarda le emissioni inquinanti, sia per i requisiti cui debbono rispondere taluni combustibili utilizzati negli impianti di generazione.

Tenuto conto della necessità di valutare le implicazioni economiche, tecnologiche e ambientali che il provvedimento potrà avere, l'Autorità ha ritenuto di prevedere un periodo di sperimentazione. Per questo motivo, le imprese produttrici-distributrici che utilizzano questi combustibili dovranno comunicare all'Autorità dati e informazioni sulla natura e la quantità dei combustibili utilizzati, sui costi, sulle modalità di impiego e sull'impatto ambientale. In questo modo sarà possibile stabilire, anche attraverso un'analisi comparativa, se il provvedimento consente di cogliere complementarietà tra ciclo di produzione di energia elettrica e ciclo di smaltimento dei rifiuti.

I nuovi prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica

Una caratteristica peculiare del sistema elettrico italiano consiste nell'obbligo dell'Enel di acquisire, a prezzi predeterminati, l'energia elettrica generata da produttori terzi in eccesso ai propri fabbisogni. I criteri di fissazione del prezzo di cessione delle cosiddette eccedenze, introdotti dalla legge 9 gennaio 1991, n. 9 sono essenzialmente due:

- la nozione di "costo evitato", per cui l'acquisto delle eccedenze non deve comportare, per il soggetto che le ritira, costi superiori a quelli che sarebbero stati sostenuti producendo in proprio la medesima quantità di energia elettrica;
- lo stimolo all'impiego di fonti rinnovabili e assimilate, attraverso incentivi

incorporati nella struttura del prezzo delle eccedenze, differenziati per tipologia d'impianto.

Il provvedimento Cip 29 aprile 1992, n. 6 integrato dai decreti del Ministro dell'industria del 25 settembre 1992 e del 4 agosto 1994, riconosceva ai produttori di eccedenze un prezzo di cessione formato da tre componenti determinate secondo la logica del costo evitato, rispettivamente di impianto, di esercizio e di combustibile, e da una quarta componente "incentivante", riconosciuta solo agli impianti che utilizzano fonti rinnovabili e assimilate.

La necessità di rinnovare il regime di cessione delle eccedenze è derivata da due ordini di fattori:

- il mutato rapporto tra domanda e offerta di energia elettrica in Italia, con il venir meno del deficit di capacità produttiva dell'Enel;
- la forte crescita delle eccedenze (che ha registrato un aumento complessivo del 220 per cento tra il 1990 e il 1996), sostenuta da una dinamica dei prezzi di cessione (aumentati complessivamente del 76 per cento tra il 1990 e il 1996) sensibilmente più elevata di quella del costo medio dell'energia venduta dall'Enel all'utenza.

In seguito alla decisione unilaterale dell'Enel di sospendere il pagamento delle eccedenze elettriche nel luglio del 1997, l'Autorità ha stabilito nuovi criteri per i prezzi di cessione:

- il costo evitato di combustibile riconosciuto alle eccedenze cedute nelle ore piene viene fissato a un livello pari a quello del costo del combustibile riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale, mentre a partire dal 1 gennaio 1999 il costo riconosciuto alle eccedenze cedute nelle ore vuote, viene fissato a un livello pari al costo variabile medio della produzione nazionale (i relativi valori sono quelli individuati dall'Autorità nella delibera n. 70/97);
- i costi evitati di impianto e di esercizio riconosciuti vengono gradualmente ridotti nel tempo;
- viene rivisto l'indice che misura la "regolarità" della cessione, a cui è collegato il valore della componente del prezzo delle eccedenze che riflette il costo evitato di impianto e esercizio, allo scopo di: a) rendere maggiormente conveniente la cessione delle eccedenze nelle ore di punta (quando tali eccedenze sostituiscono energia che l'Enel dovrebbe generare con gli impianti a più alto costo); b) incentivare ulteriormente la cessione di eccedenze da parte di impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW, impianti eolici e fotovoltaici, impianti utilizzanti rifiuti solidi urbani e impianti adibiti al teleriscaldamento urbano che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate.

Il provvedimento dell'Autorità (delibera 28 ottobre 1997, n. 108) tende per-

tanto a correggere distorsioni di carattere allocativo in quanto le eccedenze sostituiscono produzione che l'Enel potrebbe effettuare a costi inferiori utilizzando gli impianti esistenti.

In generale, l'Autorità intende abbandonare una logica di "prezzi amministrati" per la cessione delle eccedenze di produzione da fonti rinnovabili e assimilate. Ciò sarà possibile con la liberalizzazione del mercato elettrico che trarrà impulso dal recepimento della Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica.

Il provvedimento mira anche ad avviare la transizione dalla situazione attuale, caratterizzata da un unico acquirente dell'energia elettrica eccedentaria, verso una situazione futura in cui le eccedenze saranno liberamente scambiate sul mercato. In questa direzione l'Autorità ha presentato nel novembre 1997 al Governo una proposta per la liberalizzazione della cessione di eccedenze elettriche⁴.

Linee guida per le tariffe dei servizi di vettoriamento e di fornitura, e per i contributi di allacciamento

La legge n. 481/95 attribuisce all'Autorità il compito di stabilire e aggiornare, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe⁵.

Il primo atto del procedimento per la formazione dei provvedimenti di riforma del sistema tariffario esistente è stata la diffusione, nel giugno 1997, di un documento dell'Autorità, dal titolo *Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario*, che enuncia gli obiettivi generali del nuovo ordinamento tariffario e i criteri metodologici che lo ispirano.

Coerentemente con la procedura che l'Autorità ha definito per la formazione di atti normativi e di atti a contenuto generale⁶, questo documento è stato diffuso per sollecitare osservazioni e pareri ed è stato oggetto di consultazione con le parti interessate nel corso di audizioni speciali convocate nello stesso mese di giugno. L'Autorità ha inoltre raccolto osservazioni e commenti scritti dai soggetti interessati.

Nel 1998 l'Autorità ha elaborato un ulteriore documento per la consultazione, più analitico del precedente, dal titolo *Linee guida per la regolamentazione delle tariffe dei servizi di vettoriamento e fornitura dell'energia elettrica e dei contributi di allacciamento*, in cui, ai fini di una transizione verso il nuovo ordinamento tariffario, vengono delineati gli strumenti di regolamentazione di cui l'Autorità intende valersi. Il documento è stato diffuso nel marzo 1998, congiuntamente al documento di consultazione *Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica*⁷. I

due documenti sono stati oggetto di consultazione con le parti interessate nelle audizioni periodiche dell'Autorità tenutesi nel mese di aprile 1998.

Il documento contenente le linee guida per la riforma tariffaria identifica, come prima fase della transizione verso un nuovo ordinamento tariffario per l'intero servizio elettrico, la regolamentazione delle attività di vettoriamiento, di fornitura e di allacciamento degli utenti alla rete di distribuzione. Per queste attività viene sviluppata nel dettaglio una proposta che innova il regime vigente.

Verrà invece affrontata in un secondo tempo la riforma delle tariffe di generazione e di trasmissione. Va anche rilevato che la fase di generazione è quella dove più facilmente potrà essere introdotta concorrenza tra gli operatori, anche in base a quanto previsto dalla Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica. L'opportunità di attendere il recepimento nella legislazione nazionale di tale Direttiva e le decisioni relative all'assetto del settore elettrico che verranno adottate in quella sede, nonché la complessità della materia e la portata dei cambiamenti necessari per definire un regime tariffario compatibile con l'introduzione della concorrenza, rendono necessarie ulteriori riflessioni.

Proposte per le tariffe di
vettoriamiento

La riforma dei meccanismi di formazione del prezzo di vettoriamiento costituisce un requisito fondamentale per stabilire condizioni di trasparenza e di non discriminazione nell'accesso della rete, nella prospettiva di liberalizzazione indicata dalla Direttiva europea.

La revisione della struttura dei corrispettivi di vettoriamiento e dei relativi meccanismi di adeguamento è finalizzata al loro avvicinamento alla struttura di costo del servizio da un lato e allo stimolo di recuperi di efficienza dall'altro.

Il sistema di regolamentazione tariffaria proposto per il vettoriamiento dell'energia per conto di terzi contiene già alcune delle caratteristiche del sistema di regolamentazione dell'intera attività di trasmissione che si intende introdurre nell'assetto di regime. Tra queste si segnala il superamento in generale del criterio della distanza tra il punto della rete in cui avviene l'immissione e quello in cui avviene il prelievo di energia ai fini della determinazione dei corrispettivi destinati alla copertura dei costi delle infrastrutture e delle perdite di energia elettrica sulla rete. Tale scelta è motivata dal fatto che la principale determinante di tali costi sono i profili di immissione e di prelievo in ogni istante e in ciascun nodo della rete, piuttosto che la distanza da punto a punto.

La proposta dell'Autorità prevede che i corrispettivi di vettoriamiento siano

articolati in:

- un corrispettivo di potenza destinato alla copertura dei costi infrastrutturali delle reti e delle stazioni di trasformazione. Questo corrispettivo, modulato in funzione del profilo temporale di prelievo, sarà fissato dall'impresa che offre il servizio di vettoriamiento; verrà aggiornato nel rispetto di un vincolo di tipo *price cap*;
- pedaggi in energia a copertura delle perdite di energia elettrica sulla rete. Differenziati in base alla localizzazione geografica delle immissioni e dei prelievi di energia, questi pedaggi saranno determinati dall'Autorità;
- corrispettivi per l'uso della rete a copertura dei costi relativi ai servizi ancillari forniti dal gestore della rete di trasmissione. Questi corrispettivi saranno fissati e aggiornati dall'Autorità.

Potranno essere inoltre applicati sovrapprezzi destinati alla copertura degli oneri di sistema, che al momento attuale sono coperti attraverso le componenti inglobate nella parte A della tariffa. Sarà così possibile ripartire questi oneri, per loro natura comuni alla generalità dell'utenza, su tutti gli utenti del servizio elettrico, sia vincolati che idonei.

Proposte per le tariffe di fornitura

La riforma delle tariffe di fornitura ha le finalità di ristabilire corrette condizioni di costo, eliminando gradualmente i sussidi incrociati fra tipologie di utenti, di stimolare l'efficienza delle imprese esercenti, di dotare queste ultime di maggiore flessibilità e di ampliare le opportunità di scelta degli utenti.

Relativamente alla regolamentazione delle attività di distribuzione e vendita di energia elettrica, che complessivamente costituiscono l'attività di fornitura, la proposta prevede l'abbandono dell'attuale sistema di fissazione amministrativa dei prezzi del servizio, in favore di un meccanismo di tipo *price cap*.

Il meccanismo di regolamentazione proposto è articolato per tipologia di utenza, con un sistema di regole generali applicabile a tutte le tipologie, a eccezione delle utenze domestiche alimentate in bassa tensione, per le quali è previsto un regime di maggior tutela.

In base alla proposta, le tipologie di utenza verranno definite in funzione del livello di tensione a cui avviene la fornitura e, limitatamente alla distinzione tra usi domestici e usi non-domestici in bassa tensione e alla fornitura destinata all'illuminazione pubblica, in funzione del tipo di uso.

Il meccanismo di regolamentazione proposto prevede che ciascun fornitore sia obbligato a offrire almeno una opzione tariffaria "regolamentata", caratterizzata da livelli specifici di qualità del servizio fissati dall'Autorità in maniera non discriminatoria a tutti gli utenti appartenenti alla stessa tipologia. Le opzioni tariffarie regolamentate saranno soggette, per ciascuna tipologia di utenza, a un doppio vincolo:

- sui ricavi tariffari che il fornitore può realizzare annualmente sul complesso degli utenti appartenenti a una stessa tipologia che scelgono le opzioni tariffarie regolamentate;
- sui ricavi che il fornitore può realizzare da ciascun utente che sceglie un'opzione tariffaria regolamentata.

Sarà lasciata facoltà ai fornitori di offrire, in maniera non discriminatoria a tutti gli utenti di una stessa tipologia, altre opzioni tariffarie i cui ricavi non siano soggetti a regolamentazione. L'offerta dovrà preventivamente essere approvata dall'Autorità: Tutte le opzioni tariffarie, regolamentate e libere, dovranno soddisfare gli standard di fornitura dei servizi fissati dall'Autorità⁹.

**Proposte tariffarie per
l'utenza domestica**

Per l'utenza domestica, in particolare, il meccanismo di regolamentazione proposto prevede:

- un'opzione tariffaria, fissata dall'Autorità, che dovrà essere offerta obbligatoriamente a tutti gli utenti, a eccezione di quelli ammessi all'opzione tariffaria "sociale";
- un'opzione tariffaria "sociale", anch'essa definita dall'Autorità, riservata agli utenti economicamente in stato di bisogno. A differenza del sistema vigente, in cui l'accesso al trattamento preferenziale è definito in base al livello dei consumi ("fascia sociale"), il sistema proposto prende a riferimento un indicatore del tenore di vita. Per l'individuazione dei beneficiari si propone l'utilizzo dei *Criteri unificati di valutazione della situazione economica dei soggetti che richiedono prestazioni sociali agevolate* (il cosiddetto "riccometro"), così come definiti dal Governo.

I vincoli e le opzioni tariffarie definite per l'utenza domestica saranno aggiornati periodicamente attraverso una regola di *price cap*, per la parte di ricavi corrispondente ai costi di fornitura (distribuzione e vendita) e di trasmissione. Per la parte corrispondente ai costi di generazione, almeno fino a quando non verrà introdotto il nuovo ordinamento tariffario per questa fase, l'aggiornamento rifletterà quanto attualmente previsto per la parte B della tariffa, legato alla dinamica dei contributi ai costi di energia che risulta dal meccanismo definito dalla delibera n. 70/97.

**Proposte per il sistema
di perequazione tariffaria**

Relativamente alla tariffa per le imprese fornitrici, l'introduzione del nuovo ordinamento tariffario per gli utenti finali renderà necessaria anche la revisione delle regole di prezzo per le imprese di distribuzione che acquistano energia elettrica. Il nuovo sistema dovrà infatti assicurare l'uniformità dei segnali di costo della generazione e della trasmissione che giungono alle imprese fornitrici, indipendentemente dalla loro natura di impresa di pura fornitura o di

impresa anche produttrice.

Coerentemente con il dettato della legge n. 481/95, i vincoli tariffari sui prezzi pagati dagli utenti finali saranno unici, per data tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale. L'uniformità tariffaria dovrà tuttavia essere resa compatibile con le differenze della struttura e del livello dei costi di fornitura nei diversi ambiti territoriali. Tali differenze possono in parte attribuirsi ai modelli organizzativi e gestionali adottati dalle imprese fornitrici, ma dipendono anche dalle caratteristiche demografiche e di consumo del territorio servito.

Il sistema di regolamentazione tariffaria potrebbe perciò riconoscere differenze di costo non imputabili a scelte o comportamenti delle imprese fornitrici, introducendo un apposito sistema di perequazione.

Tale sistema di perequazione potrebbe basarsi sulla determinazione da parte dell'Autorità dei costi standard riconoscibili alle imprese fornitrici, in ciascun ambito territoriale. Le eventuali differenze tra i ricavi tariffari consentiti dai vincoli e i costi riconosciuti del servizio saranno compensate da flussi perequativi che potranno assumere sia segno positivo, sia negativo.

Proposte per i contributi di allacciamento

I contributi di allacciamento rappresentano il corrispettivo pagato dall'utente per il servizio di allacciamento alla rete di distribuzione, attraverso la derivazione della linea di distribuzione dalla rete al punto di prelievo dell'utente, oppure per la modifica di allacciamenti esistenti.

I contributi coprono oggi solo una parte dei costi sostenuti dal fornitore per l'allacciamento alla rete. La quota restante dei costi è finanziata attraverso le tariffe di fornitura.

Il meccanismo di regolamentazione proposto dall'Autorità prevede che i contributi siano determinati separatamente dal prezzo della fornitura; poichè l'allacciamento non ha carattere di servizio continuativo, il suo corrispettivo dovrebbe essere interpretato come un canone di accesso. Inoltre, in prospettiva, l'allacciamento potrebbe essere offerto in condizioni di concorrenza.

Per ragioni di equità e semplificazione, i contributi di allacciamento dovrebbero coprire i costi dei relativi interventi e dovrebbero essere, per quanto possibile, fissati in maniera forfetaria, in relazione al livello di tensione e all'impegno di potenza richiesto. Questa indicazione dovrebbe valere per le utenze alimentate in media e bassa tensione e localizzate nelle aree in cui l'allacciamento o la sua modifica non comporti rilevanti interventi di derivazione dalla rete di distribuzione. In questi casi, il contributo forfetario di allacciamento richiesto all'utente non rifletterebbe i costi effettivi ad esso imputabili, ma sarebbe piuttosto determinato in modo da consentire la copertura, nell'aggregato, dei costi complessivi. Viceversa, per le utenze localizzate in altre aree e,

in generale, per le utenze alimentate in alta tensione, i contributi di allacciamento dovrebbero riflettere i costi effettivi del servizio. Sarà comunque prevista la possibilità di rateizzare il pagamento di tali contributi.

PROVVEDIMENTI DI REVISIONE NORMATIVA E FUNZIONALE

Rideterminazione delle modificazioni tariffarie adottate con i provvedimenti Cip n. 15/93 e n. 17/93

Il DL dell'11 marzo 1997, n. 50, convertito con modificazioni dalla legge del 9 maggio 1997, n. 122, stabilisce, all'art. 5, che l'Autorità ridetermini le modificazioni tariffarie adottate dal Cip con i provvedimenti 17 dicembre 1993, n. 15 e 29 dicembre 1993, n. 17, secondo le procedure stabilite dall'Autorità stessa ai sensi della legge n. 481/95 e in base ad una nuova istruttoria.

L'Autorità ha avviato, con delibera 4 luglio 1997, n. 77 il procedimento per la formazione del provvedimento e ha aperto un'istruttoria finalizzata ad accertare l'entità complessiva delle modificazioni tariffarie che, alla data dei provvedimenti Cip n. 15/93 e n. 17/93, venivano giustificate *"dal rispetto degli obiettivi economici e finanziari dei soggetti esercenti il servizio, armonizzati con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse"*.

Nel novembre 1997 un documento illustrativo degli esiti dell'istruttoria svolta è stato sottoposto alla consultazione con le parti interessate. Dopo una proroga dell'istruttoria l'Autorità, con delibera 25 marzo 1998 n. 28, ha ritenuto che il rispetto degli obiettivi indicati giustificasse le modificazioni tariffarie allora adottate dal Cip.

L'istruttoria condotta dall'Autorità e incentrata sull'Enel si è articolata nel modo seguente:

- individuazione, sia in relazione all'equilibrio economico e finanziario, sia per gli aspetti sociali, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse degli obiettivi ritenuti rilevanti all'epoca dei citati provvedimenti Cip;
- determinazione, in relazione agli obiettivi di equilibrio economico e finanziario, degli andamenti tariffari coerenti con essi;
- verifica della coerenza delle modificazioni tariffarie adottate dai citati provvedimenti Cip con gli obiettivi stessi.

Per quanto riguarda l'equilibrio economico si è in primo luogo determinata la remunerazione del patrimonio netto ritenuta congrua con riferimento alla valutazione dei mercati mobiliari per investimenti in imprese con profili di attività e di rischio simili a quelli dell'Enel. E' stato quindi verificato che i rendi-

menti reali attesi sul patrimonio netto determinati dalle modificazioni tariffarie adottate con i citati provvedimenti si sono situati sul limite inferiore dell'intervallo ritenuto congruo. E' stato infine verificato che, sulla base dei dati a consuntivo, i rendimenti effettivamente conseguiti negli stessi anni si sono collocati all'interno di tale intervallo.

Per quanto riguarda l'equilibrio finanziario, nell'istruttoria sono stati considerati gli obiettivi stabiliti dal *Contratto di programma* del 10 aprile 1991 (siglato a norma dell'art. 30, comma 1 della legge n. 9/91) che fissava al "60 per cento circa" il livello massimo del rapporto tra l'indebitamento finanziario complessivo e le immobilizzazioni tecniche nette. Le previsioni dei flussi finanziari per gli anni 1994 e 1995 evidenziano come questo limite sia stato garantito dalle modificazioni tariffarie.

Per quanto riguarda gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse, l'istruttoria ha invece evidenziato come l'Enel non abbia pienamente adempiuto ad alcuni impegni assunti, quali la riduzione del consumo specifico netto delle centrali termoelettriche, stabilito dal *Contratto di programma*, e ad alcuni interventi di risanamento ambientale degli impianti per i quali aveva ottenuto le necessarie autorizzazioni ministeriali nel 1992. Tali inadempienze non costituivano comunque un motivo per ritenere ingiustificate le variazioni tariffarie in questione.

L'Autorità ha deciso quindi con la delibera n. 28/98 di avviare un'istruttoria conoscitiva volta ad appurare il rispetto da parte di Enel degli impegni programmatici in materia di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse allora assunti, fra l'altro, verso il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Criteri di definizione degli oneri nucleari

In seguito all'esito del *referendum* sul nucleare del 1987, sono stati interrotti i lavori delle centrali in costruzione (Montalto di Castro e Trino II) e successivamente chiuse quelle ancora in funzione (Caorso, Trino I e Latina).

Negli anni fra il 1987 e il 1990 il Cip aveva disposto con vari provvedimenti la chiusura definitiva di tali centrali, istituito un Comitato interministeriale per la valutazione degli oneri connessi ai provvedimenti di chiusura/interruzione dei lavori delle centrali nucleari e indirizzato alcune direttive al Cip per il rimborso all'Enel degli oneri conseguenti alla cessazione dei programmi nucleari. Per trovare adeguata copertura a tali oneri senza gravare sul bilancio dello Stato, il Cipe aveva predisposto l'utilizzo di una maggiorazione al sovrapprezzo termico; il Cip, a sua volta, ha adottato provvedimenti in cui ha individuato procedure d'accertamento e liquidazione di tali oneri. La legge n. 9/91 ha infine chiarito che il reintegro degli oneri riconducibili alla sospensione e interruzione

ne definitiva dei lavori dovesse essere riconosciuto sia all'Enel, sia alle imprese appaltatrici, secondo le norme precedentemente stabilite dal Cipe e dal Cip. Gli accertamenti compiuti dal Cip fra il 1990 e il 1994 hanno condotto a riconoscere oneri per un ammontare di oltre 10.700 miliardi di lire, di cui quasi 9.000 all'Enel e circa 1.800 alle imprese appaltatrici. In base a stime della Cassa Conguaglio per il settore elettrico, alla data dell'1 gennaio 1998 residuavano pagamenti all'Enel per un ammontare di circa 2.200 miliardi e alle imprese appaltatrici di circa 600.

L'Autorità, in forza del mandato della propria legge istitutiva (art. 3, comma 2), ha fra i suoi compiti quello di accertare la sussistenza dei presupposti delle voci derivanti dalla reintegrazione degli oneri nucleari e di verificare la congruità dei criteri adottati.

La riorganizzazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico

Nel corso del 1997 e dei primi mesi del 1998, l'azione dell'Autorità nei confronti della Cassa conguaglio per il settore elettrico (Ccse) ha perseguito un duplice obiettivo. In considerazione del fatto che le funzioni precedentemente esercitate da altre amministrazioni in materia di Ccse sono state attribuite all'Autorità dalla legge istitutiva, sono stati in primo luogo emanati alcuni provvedimenti volti a garantire il funzionamento del sistema di perequazione tariffaria nella sua attuale configurazione. In secondo luogo, è stata avviata una valutazione riguardo alle possibili modifiche da apportare al sistema vigente (art. 3, comma 6, della legge n. 481/95) in vista del recepimento delle norme contenute nella Direttiva 96/92/CE e della predisposizione del nuovo ordinamento tariffario.

Il sistema attuale

Nell'ambito della prima area di azione, l'Autorità ha emanato due delibere di carattere organizzativo e tre delibere riguardanti alcuni parametri necessari per la gestione dei conti per l'integrazione tariffaria e per l'onere termico¹⁰.

La normativa vigente prevede una struttura organizzativa della Ccse estremamente semplificata, composta da un Comitato di gestione e da un Organo di revisione, in rappresentanza delle amministrazioni interessate e degli operatori del settore elettrico. La piena operatività di entrambi questi organi è essenziale per la gestione del sistema di perequazione. In seguito alle dimissioni di un componente del Collegio dei revisori dei conti, è stato necessario procedere a una nuova nomina, con delibera 11 febbraio 1998, n.10, d'intesa con il Ministero del tesoro. Con la delibera 26 novembre 1997, n.123 è stata integrata la disciplina concernente il Comitato di gestione. In caso di temporaneo impedimento del Presidente della Ccse, è ora consentita la sua sostituzione,

per la firma degli ordini di prelevamento, da parte del membro del Comitato di gestione più anziano fra quelli delegati alla firma congiunta con lo stesso Presidente.

Due provvedimenti sono stati volti alla verifica della congruità dei parametri di determinazione dell'onere termico, cioè dei consumi specifici medi dei diversi combustibili e del rapporto del prezzo dei combustibili con il petrolio greggio importato (delibere 4 luglio 1997, n. 74 e 11 marzo 1998, n. 16). Tale verifica ha consentito la definizione di conguagli da corrispondere, relativamente al 1996 e al primo semestre 1997, alle imprese distributrici che producono energia elettrica con impianti termoelettrici.

Infine, con la delibera 5 novembre 1997, n. 109 è stata rideterminata l'aliquota di integrazione tariffaria spettante a un'impresa elettrica minore, situata nell'arcipelago delle isole Eolie".

L'evoluzione futura

Riguardo alle possibili modifiche da apportare al sistema vigente di perequazione, l'Autorità, con le delibere 16 maggio 1997, n. 46 e 22 maggio 1997, n. 52, ha istituito una Commissione di studio presieduta dal dott. Enzo Berlanda. La Commissione ha il compito di chiarire il quadro normativo entro il quale opera la Ccse, anche al fine di definire le attribuzioni e funzioni esercitate da altre amministrazioni in ordine alle responsabilità di gestione e controllo della Cassa. Un duplice aspetto assai delicato, in tale ambito, è costituito dalla analisi delle modifiche apportate alla normativa vigente dalla legge n. 481/95 e dalla conseguente valutazione dei vincoli, derivanti da norme di tipo primario, che si pongono alle azioni di riforma del sistema di Ccse vigente da parte dell'Autorità.

Le norme primarie emanate precedentemente e quelle contenute nella legge n. 481/95 sono di tipo generale e demandano la definizione della disciplina del sistema di perequazione a provvedimenti delle amministrazioni competenti. Il sistema vigente, nei suoi dettagli, è definito da una serie di norme attuative. La prima in ordine cronologico è il provvedimento Cip 29 agosto 1961, n. 941, che ha istituito la Ccse.

Le norme emanate precedentemente alla legge n. 81/95 (ravvisabili, sostanzialmente, nel Dleg. C.p.S. 15 settembre 1947, n. 396, e nel Dleg. 26 gennaio 1948, n. 98) sono riferite alle casse di conguaglio nel loro complesso e pongono solo alcuni vincoli di carattere generale riguardo alla istituzione, trasformazione, soppressione e liquidazione delle casse, nonché alla loro struttura organizzativa e alla vigilanza delle amministrazioni interessate.

Il secondo insieme di problemi affidato alla Commissione di studio riguarda la verifica dei conti gestiti dalla Ccse, l'entità dei disavanzi accumulati e la proposta di meccanismi per il loro riassorbimento. Al riguardo, i punti centrali

sono la valutazione delle metodologie contabili seguite da Ccse, la corretta applicazione delle norme vigenti in tema di rendicontazione e del contenuto informativo dei bilanci redatti.

Un ulteriore compito affidato concerne la formulazione di proposte di modifica dell'organizzazione e delle procedure vigenti.

Riguardo alle proposte di riforma, la Commissione ha suggerito di adottare un approccio pragmatico, bilanciando cioè i vantaggi e gli svantaggi che le diverse soluzioni possibili presentano. In estrema sintesi, va rilevato che non tutte le attività attualmente svolte da Ccse sono omogenee alla configurazione che il legislatore ha dato all'Autorità, la quale è stata ideata come organismo di controllo e regolazione, non di gestione. L'ipotesi di mantenere una cassa di perequazione consente, tra l'altro, di tracciare fra l'Autorità e gli operatori una separazione, basata anche sulla soggettività giuridica della Cassa.

In assenza di modifiche alla normativa vigente, la nuova Cassa di perequazione dovrà comunque disporre di poteri di istruttoria e proposta nel caso delle integrazioni tariffarie. Essa potrà avere proprio personale, aggiuntivo a quello dell'Autorità.

Le modalità di rendicontazione dovranno essere riviste nella forma e nella sostanza. Riguardo alla forma, il bilancio annuale dovrà essere strutturato distinguendo i rendiconti finanziario, di tesoreria e patrimoniale. Vi dovrà inoltre essere un'informativa sulla natura delle entrate e delle uscite, distintamente per capitolo, nonché dei singoli residui, della loro composizione per anno di formazione, sempre per capitolo di entrata e di uscita. Sarà anche richiesta una distinzione tra avanzo (disavanzo) di tesoreria e deficit finanziario. Per quest'ultimo occorrerà individuare le modalità e i tempi con i quali ne è programmata la copertura. Il conto economico della Cassa non verrà più compilato, posto che la funzione della stessa consiste nella redistribuzione di risorse finanziarie provenienti dal settore elettrico. Le informazioni essenziali sull'andamento dei costi e ricavi dovranno comunque essere riportate nella relazione sulla gestione di cassa.

Gli schemi dei rendiconti della gestione di cassa e della gestione finanziaria potranno essere predisposti, seguendo una interpretazione prudentiale della normativa vigente, in linea con quelli previsti per le gestioni fuori bilancio. I preventivi di cassa periodici potranno essere redatti nella stessa forma dei consuntivi annuali.

Per la definizione dei principi contabili si suggerisce di far riferimento, con opportuni adattamenti, agli unici principi contabili emanati in Italia, quelli della *Commissione nazionale dei dottori commercialisti e dei ragionieri*. In base a tali principi, ad esempio, nelle partite di memorie dovrebbe essere indicato, distintamente per ciascun ente, il valore richiesto nell'ambito delle istrut-

torie in corso per l'erogazione di contributi, corredato dalla data di presentazione della richiesta, dalla data di inizio dell'istruttoria, da quella del suo presumibile completamento e dall'individuazione di possibili contestazioni del valore.

PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E NUOVI ASSETTI DEL SERVIZIO

Principi e criteri di separazione contabile e amministrativa

L'Autorità, con la delibera 22 settembre 1997, n. 99, ha avviato il procedimento per la definizione di una direttiva in materia di separazione contabile e amministrativa delle imprese elettriche verticalmente integrate, come previsto dall'art. 2, comma 12, lettera f, della legge n. 481/95. Nel mese di maggio l'Autorità distribuirà un documento di proposta e di consultazione contenente la definizione delle linee guida per la separazione amministrativa e contabile. Nel documento verrà analizzato il quadro normativo vigente in Italia, in stretto coordinamento con la Direttiva 96/92/CE. Oltre alle disposizioni della legge n. 481/95, i soggetti giuridici operanti nel settore elettrico sono anche soggetti a norme speciali per la redazione del bilancio: ai sensi della legge 4 marzo 1958, n. 191, come modificata dalla legge n. 9/91, tali soggetti devono utilizzare schemi tipo di conto economico e stato patrimoniale, integrativi rispetto a quelli previsti dal Codice civile per le società per azioni (artt. 2424 e 2425), schemi determinati dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato con il decreto dell'11 luglio 1996. Il quadro normativo comprende anche le disposizioni in tema di separazione contabile, amministrativa e societaria contenute nel decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 dicembre 1995, con cui è stata attribuita all'Enel SpA la concessione delle attività elettriche.

La proposta che l'Autorità si appresta a diffondere delinea il sistema di separazione amministrativa attraverso l'individuazione di "attività" operative distinte, connotabili come "imprese separate" nell'ambito di uno stesso soggetto giuridico. Le responsabilità di gestione del patrimonio e di rendicontazione periodica di ciascuna attività elettrica (generazione, trasmissione e fornitura) verrebbe attribuita a un "gestore", con compiti e responsabilità analoghi a quelli di un imprenditore che provvede alla direzione di un'impresa. Il gestore assumerebbe le responsabilità relative all'applicazione della futura direttiva dell'Autorità e avrebbe obblighi di vigilanza e informazione nei confronti del rappresentante legale del soggetto giuridico, dei relativi organi di controllo e dell'Autorità. Verrebbero in tal modo simulati meccanismi di mercato anche

all'interno del medesimo soggetto giuridico.

La separazione contabile mira a rispondere a esigenze di trasparenza informativa dell'Autorità, dei consumatori e delle imprese concorrenti, in vista della liberalizzazione del settore elettrico e dei prossimi interventi di revisione tariffaria. La separazione contabile, oltre a recepire quanto necessario per dare attuazione alla separazione amministrativa, potrebbe prevedere ulteriori requisiti per completare le informazioni necessarie all'Autorità. Queste sarebbero di natura essenzialmente quantitativa, ma potrebbero essere integrate da informazioni qualitative, da inserire nella nota integrativa e nella relazione sulla gestione. Parte di esse potrebbero essere rese disponibili con la pubblicazione del bilancio, contemperando le esigenze di trasparenza informativa con le garanzie di riservatezza dei dati aziendali.

La separazione contabile si prefigge di introdurre principi e criteri tendenzialmente coincidenti con le disposizioni civilistiche sottostanti alla tenuta della contabilità generale e alla redazione dei bilanci. Verrebbe così garantita l'uniformità fra il bilancio civilistico, a carattere unitario, e i singoli rendiconti relativi a ciascuna fase del servizio elettrico; nello stesso tempo, si minimizzerebbero i costi a carico delle imprese per adeguare le scritture aziendali al nuovo regime contabile.

Potrebbero essere inoltre stabilite le modalità di controllo dei dati conseguenti all'applicazione della direttiva dell'Autorità. A riguardo, si potrebbe prevedere un controllo da parte dei revisori contabili, oltre a quello effettuato istituzionalmente dalla stessa Autorità. Va rilevato che già attualmente, ai sensi della legge n. 9/91, i bilanci delle persone giuridiche operanti nel settore elettrico sono soggetti a revisione.

Potrà essere infine definito il grado di discrezionalità da accordare alle imprese sottoposte alla separazione contabile, in particolare per quanto concerne l'individuazione dei criteri di ripartizione dei costi e dei ricavi comuni tra le diverse attività. Verrebbe al riguardo selezionato un insieme di funzioni potenzialmente generatrici di costi e ricavi comuni.

Istruttorie conoscitive sui progetti di costituzione di società congiunte da parte dell'Enel

L'intesa Enel-Eni

Nel maggio 1997, Enel ed Eni hanno sottoscritto un *memorandum d'intesa* per la costituzione di una società congiunta destinata a operare sul futuro mercato libero dell'energia elettrica. Data la rilevanza dell'operazione per il futuro assetto del mercato elettrico, l'Autorità, in data 8 maggio 1997, ha avviato un'istruttoria conoscitiva per acquisire elementi di valutazione sui possibili effetti di tale accordo sui mercati da essa regolati.

Al termine dell'istruttoria, dopo aver sentito le parti e acquisito gli elementi

rilevanti, l'Autorità ha evidenziato alcuni aspetti problematici dell'operazione. Essi sono i seguenti:

- la rilevanza dell'iniziativa in rapporto alla presumibile dimensione del mercato libero nazionale, che potrebbe preludere alla costituzione di una posizione dominante;
- le caratteristiche degli impianti di generazione che verranno conferiti dall'Enel alla costituenda società congiunta. Infatti, qualora tali impianti fossero quelli a maggiore efficienza, potrebbe infatti correlativamente innalzarsi il costo di produzione dell'energia elettrica sul mercato vincolato;
- la delicatezza del processo di formazione del mercato libero nelle sue fasi iniziali. Perché il mercato possa avviarsi in modo equilibrato, è necessario che possano nascere operatori indipendenti in grado di fornire energia elettrica in condizioni di disparità non eccessiva. Al riguardo assume rilevanza la possibilità per gli entranti di acquisire capacità produttiva ora quasi esclusivamente in capo all'Enel;
- la trasparenza delle condizioni di approvvigionamento di gas naturale da impiegare nella generazione elettrica da parte della nuova società e quindi l'effettiva parità tra gli operatori elettrici nella fornitura di gas.

In base a queste premesse, l'Autorità ha rivolto alcune raccomandazioni alle parti. In particolare, all'Enel ha suggerito di adottare procedure di alienazione degli impianti di generazione destinati al mercato libero trasparenti, cioè atte a garantire pari opportunità senza creare condizioni di squilibrio tra operatori, e di conferire alla società congiunta impianti che non alterino le condizioni di costo del mercato libero rispetto a quelle del mercato vincolato. All'Eni ha suggerito di assicurare parità di trattamento, nelle condizioni di fornitura di gas, tra i diversi produttori di energia elettrica.

Infine, a entrambe le società l'Autorità ha raccomandato di dimensionare la potenza complessiva della nuova società tenendo conto dell'effettiva consistenza del mercato libero, in modo da non pregiudicare l'ingresso di nuovi operatori; ha inoltre chiesto l'adozione di forme trasparenti di controllo e di finanziamento della nuova società, nonché procedure di cessione delle quote di partecipazione capaci di assicurare pari opportunità ai soggetti interessati all'acquisto.

L'Autorità inoltre vigila su ulteriori iniziative industriali promosse dall'Enel in congiunzione con altri operatori del settore energetico e dei servizi di telecomunicazione, sia per valutare le possibili ripercussioni di tali iniziative sugli assetti che si vanno delineando nel settore, sia per garantire il rispetto degli obblighi di separazione contabile e amministrativa da parte dall'operatore dominante del settore elettrico, in presenza della diversificazione delle sue attività.

TAV. 4.3 IMPORTAZIONI NETTE DELL'ENEL E AUTORIZZAZIONI CONCESSE DAL MINISTERO DEI LAVORI PUBBLICI

Anni 1963-1996

IMPORTAZIONI NETTE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	DURATA DELLE AUTORIZZAZIONI	QUANTITATIVI AUTORIZZATI (GWh)	RIFERIMENTI NORMATIVI
1963	1.299		
1964	1.002		
1965	331		
1966	842		
1967	1.910		
1968	2.116	1 gennaio 1968	2 500 ± 20% DM 16 aprile 1968, n. 1235
1969	2 480		
1970	3 965		
1971	1.661		
1972	200		
1973	879		
1974	2 293		
1975	2.581		
1976	1.088		
1977	2.777	31 dicembre 1977	DM 17 agosto 1977, n. 922
1978	2.126	1 gennaio 1978	4.000 ± 20%
1979	5.393		
1980	6 083		
1981	9.632		
1982	7.151		
1983	11.082		
1984	20.890	10.000 ± 20%	DM 19 novembre 1984, n. 2147
1985	23 669	20.000 ± 20%	DM 26 marzo 1985, n. 263
1986	22.114		
1987	23 146		
1988	31 256		
1989	33.729	30.000 ± 20%	DM 20 gennaio 1989, n. 1862
1990	34 655		
1991	35.082		
1992	35.300		
1993	39.432		
1994	37.599		
1995	37.427		
1996	37 400		
31 dicembre 1997			

Fonte: Elaborazione su dati Enel e Ministero dei lavori pubblici

Autorizzazione di scambi con l'estero di energia elettrica

- L'autorizzazione all'interscambio con l'estero di energia elettrica è rilasciata dal Ministero dei lavori pubblici ai sensi del TU dell'11 dicembre 1933, n. 1775, come modificato dalla legge 29 gennaio 1942, n. 127, con un decreto che ne stabilisce le quantità massime, le condizioni e la durata (Tav. 4.3)

Nell'ottobre scorso il Ministero dei lavori pubblici ha chiesto all'Autorità di esprimersi su un'istanza di autorizzazione pluriennale agli scambi con l'estero, presentata dall'Enel nell'agosto precedente. In essa, l'Enel chiedeva il rilascio di una nuova autorizzazione quarantennale (ossia fino al 2032, anno di scadenza della concessione di fornitura rilasciata nel 1992, all'atto della trasformazione dell'ente in società per azioni) e l'ampliamento dei volumi annui da 30.000 a 40.000 GWh, lasciando immutato il margine di tolleranza del 20 per cento.

Il 13 dicembre 1997 l'Autorità ha espresso un parere (delibera n. 133/97) fondato su considerazioni giuridiche ed economiche in cui viene giudicato dannoso per la concorrenza un rinnovo così prolungato, motivando tale orientamento con considerazioni relative alle condizioni di accesso e di interconnessione alla rete, in vista in particolare del recepimento della Direttiva europea. Il recepimento della Direttiva europea sul mercato unico per l'elettricità renderà infatti necessaria l'abolizione della riserva legale, attribuita nel 1962 all'Enel anche con riferimento alle attività di interscambio con l'estero. Il nuovo profilo giuridico dell'interscambio richiederà soluzioni istituzionali diverse dalle attuali, capaci di coniugare l'utilizzo dell'interconnessione con la promozione della concorrenza tra i soggetti idonei. La fase che conduce al recepimento della Direttiva si configura come transitoria verso assetti oggi non ancora pienamente prevedibili, e richiede pertanto particolare flessibilità.

L'Autorità ha inoltre ritenuto che un rinnovo e un ampliamento a lunga scadenza dell'autorizzazione avrebbe potuto pregiudicare lo sviluppo concorrenziale del mercato nazionale. La capacità delle reti sarebbe risultata quasi interamente impegnata da forniture acquistate dall'Enel, con la conseguenza di precludere l'approvvigionamento estero a operatori in tal senso legittimati dalla Direttiva.

Il decreto del Ministero dei lavori pubblici del 2 febbraio 1998 ha recepito tale indicazione, limitando il rinnovo dell'autorizzazione fino al recepimento della Direttiva europea, e comunque non oltre il 31 dicembre 1999, su volumi e tolleranze invariate.

L'incentivazione delle fonti di energia rinnovabili e assimilate

L'Autorità, con le delibere 16 maggio 1997, n. 47, e 7 ottobre 1997, n. 104, ha deciso di esaminare il regime normativo delle incentivazioni alle fonti rinnova-

bili e assimilate per la produzione di energia elettrica, valutando gli oneri che ne conseguono. Allo scopo è stata istituita una Commissione di studio, presieduta dal prof. Luigi Paganetto, composta da esperti esterni e dotata di adeguato supporto tecnico interno. Ai sensi delle delibere citate, gli approfondimenti della Commissione concernono il quadro normativo, il ruolo delle amministrazioni pubbliche, i prezzi di cessione, le modalità attuative del provvedimento Cip n. 6/92 e lo stato del contenzioso.

Il lavoro dalla Commissione si è innanzitutto incentrato sulla ricognizione delle norme e dei provvedimenti che regolano la produzione e la cessione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate. In particolare, sono state analizzate la legge n. 9/91 e le relative norme attuative (provvedimento Cip n. 6/92 e decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 5 settembre 1992) e gli effetti prodotti sul sistema con l'emanazione del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 24 gennaio 1997.

L'analisi tende a precisare le modalità e gli strumenti necessari per gestire nel tempo gli incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, ovvero quelli relativi agli impianti di produttori terzi che hanno stipulato contratti di cessione con l'Enel e i cui effetti si protrarranno, a meno di interventi correttivi, per non meno di 15 anni. L'attenzione della Commissione è stata anche rivolta all'analisi delle procedure di accertamento tecnico e di verifica introdotte dal provvedimento Cip n. 6/92, approfondendone i criteri prefissati e la prassi introdotta dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ai fini interpretativi.

La Commissione sottoporrà all'attenzione dell'Autorità nuove iniziative in materia di incentivazione, in vista della ridefinizione del regime tariffario in questa materia.

Note

- 1 Di cui all'art. 33, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9.
- 2 Di cui al titolo VI del provvedimento Cip 29 aprile 1992, n. 6.
- 3 Ad eccezione della quota della maggiorazione straordinaria, corrispondente ad un gettito di 400 miliardi di lire per anno, relativa alla copertura delle minori entrate per lo Stato, soppressa con decorrenza 1 gennaio 1998.
- 4 Delibera 5 novembre 1997, n. 122 *Presentazione al Governo di proposta in materia di disciplina di cessione a soggetti terzi delle eccedenze di energia elettrica di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 9* (Bollettino n. 1/1998).
- 5 Articolo 2, comma 12, lettera e.
- 6 Delibera 30 maggio 1997, n. 61.
- 7 Vedi Capitolo 6.
- 8 Vedi Capitolo 6.
- 9 Vedi Capitolo 6.
- 10 A seguito delle modifiche introdotte con la delibera n. 70/97, il conto per l'onere termico - attraverso cui transitavano le somme corrisposte dagli utenti finali mediante il pagamento del sovrapprezzo termico e quelle assegnate alle imprese produttrici e distributrici - opererà nel futuro solo per il ripianamento degli squilibri relativi agli anni 1994, 1995, 1996 e al primo semestre 1997.
- 11 Tale aliquota viene riconosciuta, a seguito del provvedimento Cip n. 34/74, al fine di consentire l'espletamento dei compiti che il precedente provvedimento Cip n. 941/61 assegnava al Fondo di compensazione per l'unificazione delle tariffe elettriche. Tali compiti consistono nella corresponsione a favore delle imprese elettriche minori, non trasferite all'Enel, delle integrazioni tariffarie determinate per compensare le perdite derivanti dall'applicazione delle tariffe unificate a livello nazionale.

PAGINA BIANCA

5. L'ATTIVITÀ SVOLTA AI SENSI DELLA LEGGE N. 481/95: IL GAS

Nel 1997 l'attività svolta dall'Autorità nei riguardi del servizio del gas ha perseguito principalmente l'obiettivo di acquisire notizie e informazioni necessarie per comporre un quadro di riferimento da cui muovere per attuare gli interventi di determinazione delle tariffe, di proposta e di segnalazione sugli assetti del mercato e sulle condizioni di erogazione del servizio. Questa impostazione ha riflesso da un lato la complessità della configurazione istituzionale del servizio del gas in Italia e dall'altro la minore cogenza, rispetto al servizio elettrico, di disposizioni normative rivolte a scandire l'azione dell'Autorità.

Nel servizio del gas le iniziative dell'Autorità muovono dal riconoscimento della trasformazione in corso nel settore in termini istituzionali, tecnologici e di mercato. Per sviluppare i propri interventi l'Autorità prevede di acquisire notizie e informazioni sull'aggiornamento del metodo tariffario applicato dalle quasi 800 aziende che operano nel settore, svolgere analisi sull'efficienza e la concorrenza nel settore, verificare la qualità del servizio reso all'utente ed effettuare verifiche su segnalazioni, istanze e reclami di utenti, di enti locali e di altri soggetti. In particolare, le attività svolte dall'Autorità comprendono azioni propedeutiche alla ridefinizione dei meccanismi di tariffazione e interventi propositivi sugli assetti di settore, tra cui un'azione di segnalazione al Governo sulla proposta di Direttiva europea per la realizzazione del mercato interno del gas, approfondimenti preliminari alla futura emanazione di direttive in materia di separazione contabile e amministrativa delle aziende operanti nel settore del gas e indagini ricognitive sui segmenti della distribuzione primaria e finale. Accanto a queste attività, l'Autorità ha attuato interventi finalizzati alla gestione e risoluzione del contenzioso fra soggetti concedenti e soggetti esercenti.

VERSO LA RIFORMA DELL'ORDINAMENTO TARIFFARIO

Analogamente al servizio elettrico, il sistema tariffario del gas richiede importanti modificazioni per essere adattato alle mutate condizioni del servizio e reso coerente con i principi della regolazione introdotti con la legge n. 481/95. A differenza dell'elettricità il gas naturale viene venduto per una parte considerevole, riguardante le grandi utenze, in regime di prezzo contrattato e sottoposto a semplice sorveglianza, mentre le utenze di minore dimensione sono soggette a un regime amministrativo di determinazione della tariffa.

L'esigenza di riformare la struttura della tariffazione si accompagna con quella di garantire equità nell'accesso alle reti di trasporto e di introdurre elementi di

concorrenza nel settore; nella fase della distribuzione secondaria, caratterizzata da un'estrema frammentazione nella dimensione d'utenza, vi è la necessità di assicurare trasparenza nella formazione dei prezzi, contenendo i sussidi incrociati fra segmenti di consumo e fasi di attività. Il riordino tariffario dovrà coniugare gli obiettivi di maggiore concorrenza e trasparenza con la promozione dell'innovazione tecnologica, della tutela dell'ambiente e della qualità del servizio.

Verifica e controllo delle tariffe all'utenza

La verifica e il controllo delle tariffe del gas applicate agli utenti dalle aziende distributrici sono previsti dall'art. 2, comma 3, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994.

In seguito al trasferimento delle funzioni, l'Autorità ha avviato un controllo sistematico dei livelli tariffari applicati dalle aziende distributrici ai sensi del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 novembre 1996, che ha definito i parametri per l'aggiornamento del costo standard e delle tariffe.

Nello svolgimento di questi controlli, con delibera del 22 maggio 1997, n. 51, l'Autorità ha disposto la continuazione delle attività istruttorie già svolte dagli *Uffici provinciali industria commercio artigianato* (UPICA) in forza del DM 4 agosto 1994, riservandosi di avviare azioni di diffida o provvedimenti sanzionatori previsti dall'ordinamento per le violazioni delle disposizioni in materia tariffaria.

Per dare impulso e coordinamento a questi interventi, l'Autorità si è dotata di strutture organizzative atte a consentire la ricognizione degli assetti tariffari vigenti e la successiva definizione di nuove regole di prezzo. Un primo programma di attività ha permesso di ampliare e integrare il sistema informativo basato sull'archivio documentale sulle aziende del gas proveniente dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, allo scopo di rilevare eventuali errori riflessi in livelli tariffari impropri. La ricognizione ha permesso di appurare l'esistenza di errori in circa il 40 per cento delle schede esaminate. Nei casi in cui l'errore o la difformità abbiano comportato una variazione della struttura tariffaria, l'Autorità ha chiesto chiarimenti e rettifiche alle aziende erogatrici del servizio e, ove necessario, l'applicazione di conguagli a favore degli utenti. Inoltre, in seguito a richieste di rettifica inoltrate nel primo trimestre del 1998, sono state ridotte le tariffe in 33 comuni.

Un secondo ambito di attività ha riguardato l'assistenza informativa a utenti e operatori del settore in merito ai criteri di determinazione della tariffa e alla loro effettiva congruità. L'esigenza di comprensione dei meccanismi tariffari segnalata da aziende e utenti testimonia della complessità e della scarsa trasparenza

dell'attuale sistema tariffario e conferma la necessità di una sua revisione.

Principi per la revisione tariffaria

La legge istitutiva, nell'assegnare all'Autorità il compito di stabilire e aggiornare le tariffe (art. 2, comma 12, lettera e, commi 18 e 19), indica fra gli obiettivi che il sistema tariffario deve perseguire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità. Questi obiettivi richiedono una modifica dell'attuale sistema di determinazione delle tariffe del gas. Tali modifiche sono anche imposte dai progressi compiuti nel processo di metanizzazione del paese e dalla transizione dell'industria del gas da una fase di sviluppo e diffusione del metano a una di maturità, caratterizzata da un'espansione più modesta dei consumi e delle infrastrutture.

Nel corso del 1997 l'Autorità ha svolto analisi preliminari rivolte a definire le linee fondamentali del riassetto tariffario del servizio del gas. Tale riassetto riguarderà sia gli aspetti metodologici inerenti la formazione del costo standard, sia i criteri di fissazione delle tariffe fra le varie categorie di utenza.

Tra i criteri ispiratori della revisione tariffaria figurano:

- l'adeguata copertura dei costi;
- la trasparenza dei costi nelle varie fasi del ciclo del gas e nei bacini tariffari e il contenimento dei sussidi incrociati o trasversali;
- la compatibilità con un futuro assetto pluralistico e meno integrato del settore, anche per effetto del recepimento della Direttiva europea;
- la responsabilizzazione dei distributori nella determinazione delle tariffe;
- la semplificazione dei criteri di determinazione dei ricavi ammissibili, con il ricorso a parametri certi e individuabili;
- la convergenza delle tariffe per livelli di consumo analoghi.

Sarà pertanto necessario definire ambiti territoriali di riferimento per la regolazione, parametri per il calcolo dei vincoli sui ricavi d'impresa nelle diverse fasi, obiettivi di variazione del tasso annuale di produttività, procedure di determinazione delle tariffe da parte degli operatori e modalità di riconoscimento in tariffa dei costi sostenuti dalle imprese per accrescere la qualità del servizio e smussare la domanda.

L'introduzione di innovazioni nel metodo tariffario dovrà essere graduale, per impedire variazioni brusche dei margini di redditività delle aziende e dei prezzi praticati all'utenza; dovrà inoltre prevedere norme particolari per i gas diversi da metano da metanodotto e per i bacini in via di sviluppo. Le proposte di revisione del metodo tariffario verranno sottoposte, nelle forme previste dalle disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità (delibera del 30 maggio 1997,

n. 61), al vaglio dei soggetti interessati.

Modifica del criterio di adeguamento delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana

Negli ultimi anni il prezzo del gasolio rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, l'indicatore utilizzato per l'adeguamento periodico delle tariffe del gas, è cresciuto in misura maggiore delle quotazioni internazionali del gasolio. Tale fenomeno, riconducibile alla progressiva marginalizzazione del mercato del gasolio in Italia, si è riflesso in un andamento delle tariffe del metano meno favorevole per gli utenti rispetto a quanto l'evoluzione dei mercati energetici internazionali avrebbe permesso. Per correggere l'anomalia descritta, l'Autorità ha ritenuto urgente porre mano al criterio di adeguamento periodico delle tariffe del gas. L'intervento effettuato ha carattere transitorio, in vista della revisione complessiva del metodo di determinazione tariffaria; la vigenza della nuova regola non potrà comunque essere superiore a otto mesi.

Con la delibera del 23 aprile 1998, n. 41, si è pertanto stabilito che l'adeguamento delle tariffe del metano verrà effettuato in base alla più favorevole per l'utente tra le variazioni delle medie semestrali del prezzo del gasolio rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e del prezzo noto come gasolio CIF Mediterraneo, ritenuto l'indicatore più rappresentativo delle tendenze internazionali prevalenti sul mercato. Tutti gli altri aspetti del meccanismo vigente, descritto nel capitolo 3, rimangono invariati.

L'impiego congiunto di entrambi gli indicatori, piuttosto che la mera sostituzione del primo con il secondo, consente maggiore flessibilità, evitando di attestare le tariffe del gas sui livelli particolarmente elevati raggiunti di recente. Stante la peculiarità di andamento del prezzo rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, non si può infatti escludere che i recenti rialzi rivestano carattere eccezionale e che quindi possano essere riassorbiti da un ritorno dell'indicatore su livelli più congruenti con le quotazioni internazionali. In questa ipotesi, il meccanismo di garanzia introdotto transitoriamente consentirà un adeguato trasferimento della dinamica dell'indicatore del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato sulle tariffe del gas.

PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E ASSETTO DEL MERCATO

La proposta di Direttiva europea per il gas: segnalazione al Governo

Nell'ambito delle competenze di cui all'articolo 2, comma 6, della legge n.

481/95, alle autorità sono affidati compiti di consulenza e segnalazione in materia di recepimento e attuazione della normativa comunitaria. Avvalendosi di tale potere, con la delibera del 2 dicembre 1997, n. 129, l'Autorità ha trasmesso al Governo una segnalazione sulla proposta di Direttiva del Parlamento europeo concernente norme comuni per il mercato interno del gas naturale.

La segnalazione al Governo

La segnalazione dell'Autorità riguarda l'introduzione di norme e criteri non discriminatori per l'organizzazione del settore; l'adozione di forme di separazione contabile atte a garantire la trasparenza nelle fasi della distribuzione primaria; la regolazione delle tariffe di accesso di terzi alle reti di trasporto del gas; la definizione dei clienti idonei ad acquistare il gas naturale sul mercato concorrenziale; le deroghe all'accesso ai terzi in relazione a vincoli contrattuali di *take or pay* da concedere sotto la tutela degli organi comunitari, in modo trasparente e tale da non ostacolare l'apertura del mercato.

Nella segnalazione l'Autorità indica l'apertura del mercato come condizione essenziale per promuovere la concorrenza e l'efficienza nel settore del gas naturale, anche al fine di migliorare le condizioni di competitività delle imprese italiane sul mercato europeo. Appariva pertanto opportuno evitare l'introduzione o la permanenza nel testo della Direttiva di clausole che potessero lasciare margini per discriminazioni tra operatori, costituire possibili barriere all'entrata o penalizzare la competitività dell'industria italiana. Viceversa, era auspicabile sostenere le soluzioni volte a tutelare i nuovi operatori, i clienti idonei con debole posizione negoziale e quelli vincolati.

I problemi del recepimento della Direttiva europea sul gas in Italia

Il processo di liberalizzazione del mercato italiano del gas deve affrontare un insieme di nodi critici riguardanti, ad esempio, l'esercizio da parte di un solo operatore di servizi di stoccaggio, le prospettive di liberalizzazione, la struttura dei consumi e la natura dei contratti di approvvigionamento. Ci si sofferma qui sugli ultimi due aspetti, sollevati dalla proposta di Direttiva sul gas.

Grado di apertura del mercato

Nella proposta di Direttiva sul gas, diversamente da quella elettrica, le soglie di consumo che definiscono i clienti idonei possono essere aumentate, a discrezione del singolo paese, se il grado di apertura del mercato conseguente all'applicazione di tali soglie supera del 10 per cento quello minimo previsto. L'elevato assorbimento da parte del settore elettrico, destinato a crescere, e la numerosità di utenti industriali con elevati consumi, pongono

l'Italia in una situazione particolare rispetto ai restanti Stati membri. Secondo le valutazioni della Commissione, l'applicazione della soglia minima di consumo sulla base della distribuzione dei consumi del 1997 implicherebbe un'apertura del mercato italiano del 36 per cento al momento del recepimento della Direttiva, del 38 per cento dopo 5 anni e del 44 per cento dopo 10 anni. Se invece l'Italia dovesse optare per un'apertura ai livelli minimi permessi dalla Direttiva (30 per cento al momento del recepimento, 38 per cento dopo 5 anni e 43 per cento dopo 10), sarebbe necessario aumentare la soglia di consumo dei clienti idonei a livelli così elevati da escludere praticamente tutti gli utenti con l'eccezione dei grandi produttori elettrici. Nell'ipotesi di un consumo massimo di 70 Gmc/anno nel 2000, e considerando le forniture previste dai contratti algerino e nigeriano di Enel, l'apertura effettiva verso altri operatori sarebbe limitata a non più di 13 Gmc/anno (Fig. 5.1).

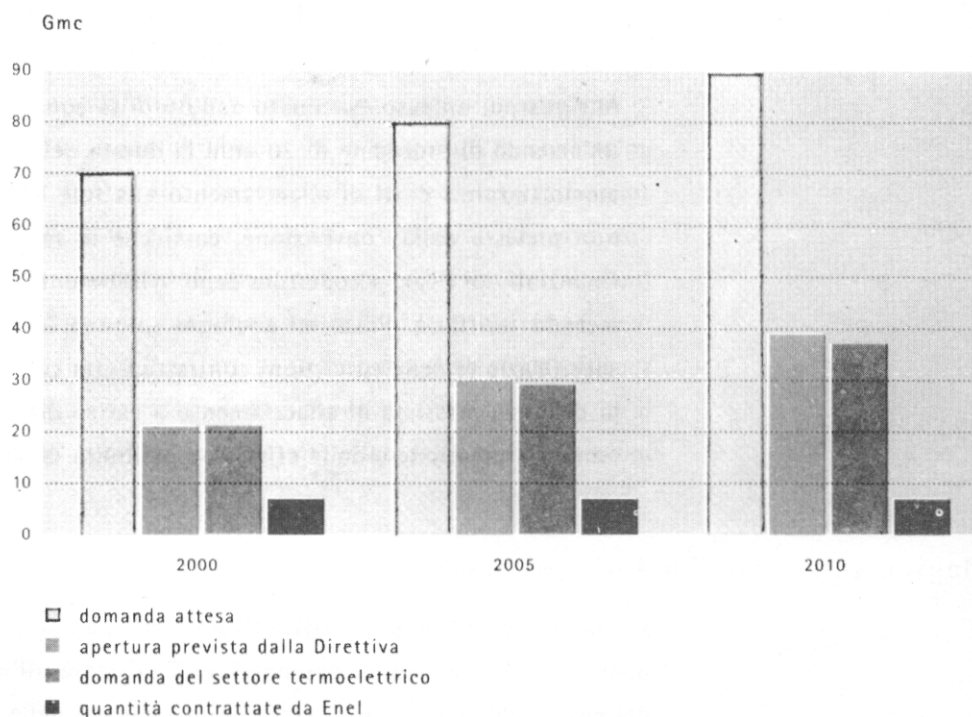
Vincoli dei contratti "take or pay"

Le richieste di deroga a fronte di contratti di *take or pay* dovranno essere notificate alla Commissione affinché ne accerti la conformità ai criteri di concorrenza. Le deroghe dovranno essere limitate nel tempo e nell'ambito di attuazione; inoltre, saranno concesse in modo trasparente, tale da non ostacolare l'apertura del mercato. Secondo valutazioni indicative, le clausole di *take or pay* comprese nei contratti Snam ed Enel in vigore nel 2000 limitano a circa 10 Gmc/anno i volumi che potrebbero essere immessi sul mercato nazionale da operatori terzi senza sollecitare le richieste di deroga previste dalla proposta di Direttiva. Questa ammette possibilità di deroga per contratti *take or pay* stipulati prima della sua entrata in vigore. In ogni caso, per contratti firmati sia prima che dopo l'entrata in vigore della Direttiva, la decisione della Commissione in merito alle deroghe richieste terrà conto *"della misura in cui, nell'accettare gli impegni di take or pay in questione, l'impresa avrebbe ragionevolmente potuto prevedere [...] che probabilmente sarebbero sorte gravi difficoltà"* (art. 25, comma 3).

Indagine sulle aziende di distribuzione del gas

L'Autorità ha avviato l'esame delle regole contabili delle aziende di distribuzione del gas con il compito di pervenire alla formulazione di indirizzi di carattere generale. Ravvisando l'esigenza primaria di migliorare il sistema informativo del gas, è stata organizzata ed effettuata l'*Indagine sulle aziende di distribu-*

FIG. 5.1 L'APERTURA DEL MERCATO ITALIANO DEL GAS



zione del gas nel 1996. L'indagine ha lo scopo di aggiornare le informazioni anagrafiche essenziali, le caratteristiche tecniche, economiche e territoriali dei bacini tariffari, le relative strutture tariffarie e gli indicatori della qualità del servizio reso all'utenza. Essa rappresenta la prima iniziativa che ha permesso di ottenere una descrizione esauriente e dettagliata del settore della distribuzione. L'indagine amplia la base informativa costituita a seguito di precedenti indagini effettuate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato dal 1990 al 1995 sulle modalità di svolgimento del servizio gas nell'ambito dell'Osservatorio dei prezzi. Le sue finalità principali sono quelle di fornire un supporto informativo alle attività di studio in materia di aggiornamenti tariffari, di consentire verifiche di qualità del servizio e di seguire l'evoluzione dell'assetto del settore.

Nell'ambito dell'indagine è stata avviata la raccolta dei bilanci e dei conti economici delle aziende esercenti. Sono state rilevate informazioni contabili relative a oltre 300 aziende del gas per gli anni 1993-96 che permettono di seguire l'adeguamento delle aziende alle nuove normative. Poiché le società di capitali sono obbligate per legge a pubblicare i bilanci secondo lo schema europeo a partire dal 1993 (e le aziende speciali dal 1996), la quasi totalità delle aziende ha presentato almeno l'ultimo bilancio in questa forma.

Sono in fase di progettazione ulteriori indagini finalizzate a raccogliere elementi conoscitivi concernenti i rapporti di concessione delle aziende e lo stato delle

infrastrutture. Motiva questi approfondimenti l'utilizzo a proprio vantaggio da parte delle aziende esercenti dell'asimmetria informativa circa le condizioni e le normative relative al servizio del gas nella contrattazione con i comuni.

Al riguardo, un caso esaminato dall'Autorità concerneva la richiesta da parte di un'azienda di prorogare di 20 anni la durata della concessione al fine di poter ammortizzare i costi di allacciamento alla rete di una frazione di un comune non prevista dalla convenzione, costi che in realtà sembrerebbero essere già finanziati dai ricavi a copertura degli investimenti, previsti dall'applicazione del metodo tariffario. Problemi analoghi sorgono in presenza di una incompleta specificazione delle condizioni contrattuali tra comune e azienda: per esempio, la distanza massima di allacciamento a carico dell'azienda viene spesso determinata a prescindere dalle effettive possibilità di recupero dell'investimento.

Indagine sulla distribuzione primaria

All'inizio del 1998 gli uffici dell'Autorità hanno avviato un'indagine sulla distribuzione primaria di gas naturale finalizzata all'analisi e alla valutazione dei costi e dei margini di redditività in ciascuna delle fasi del servizio del gas. Su questa base sarà possibile procedere alla definizione dei criteri di regolamentazione dell'accesso alla rete, in consultazione con le imprese del settore. Una quota ragguardevole della tariffa imposta al consumatore (circa il 30 per cento al netto delle imposte) si forma infatti a monte della distribuzione finale, essendo costituita dai costi di trasmissione sostenuti dal produttore/importatore per l'uso le infrastrutture di stoccaggio, trasporto e dispacciamento.

In Italia le tariffe per i servizi di rete vengono applicate limitatamente ai quantitativi di gas vettoriati da Snam per conto di Enel e di produttori nazionali ai sensi della legge del 9 gennaio 1991, n. 9. Il prezzo applicato alle vendite del gas importato da Snam o prodotto da Agip (oltre il 94 per cento dei consumi totali nel 1997) non enuclea i costi di trasporto e stoccaggio. Nella prospettiva di un mercato liberalizzato per i servizi di trasporto, stoccaggio e dispacciamento, dove vi saranno più fornitori con diritto di accesso alle reti, diventa essenziale separare il costo del trasporto e dei servizi ausiliari dal costo della materia prima e definire correttamente la tariffa di trasmissione.

Un caso particolare riguarda le situazioni in cui un'azienda distributrice non viene rifornita direttamente dalla Snam, ma da un'azienda territorialmente contigua, collegata con la rete Snam. In questi casi le condizioni contrattuali previste dal contratto tra la Snam e le aziende distributrici subordinano la fornitura all'azienda non direttamente collegata ad accordi già intervenuti tra le due aziende in questione. In un caso, attualmente al vaglio dell'Autorità, è emersa una situazione di disparità contrattuale nel rapporto tra le aziende che

ha a lungo ostacolato la fornitura di gas nel comune servito dall'azienda non direttamente collegata.

Attività di istruttoria

In seguito a segnalazioni e istanze sono state svolte alcune istruttorie conoscitive. Tali istruttorie possono ricondursi a tre tipologie di contesa: tra i comuni e le aziende di distribuzione, tra gli utenti e le aziende e tra le aziende stesse. In due casi particolarmente rilevanti l'Autorità ha avviato istruttorie formali.

Uno dei casi più comuni riguarda il corrispettivo oneroso richiesto dal comune all'azienda in virtù del contratto concessorio. Il corrispettivo assume una varietà di forme, come interessi sul capitale di dotazione e altri contributi. Le aziende sono talvolta indotte a compensare gli esborsi per tali corrispettivi mediante azioni che si ripercuotono negativamente sulle condizioni di servizio, per esempio includendo indebitamente le spese di spedizione nella bolletta.

CRITERI PER LA SEPARAZIONE CONTABILE DELLE AZIENDE DI DISTRIBUZIONE

Quadro normativo

La legge istitutiva attribuisce all'Autorità competenze in materia di trasparenza contabile tra le varie fasi del servizio di fornitura, prevedendo che essa emani direttive ai fini della *"verifica dei costi delle singole prestazioni per assicurare [...] la loro corretta disaggregazione e imputazione per funzione svolta, per area geografica e per categoria di utenza"* (art. 2, comma 12, lettera f).

La conoscenza di questi aspetti appare essenziale per la stessa definizione dell'assetto tariffario. La separazione contabile e amministrativa, tra le diverse fasi e i diversi servizi gestiti, è infatti necessaria sia per garantire la trasparenza verso l'utente, sia per acquisire informazioni indispensabili per la regolazione del settore. La stessa proposta di Direttiva europea per il gas fa riferimento alla trasparenza dei conti delle imprese verticalmente integrate, le quali dovranno presentare una contabilità separata per le attività di trasporto, stoccaggio e distribuzione. È in corso di preparazione un documento contenente le linee guida per la separazione contabile che l'Autorità intende predisporre entro la seconda metà del 1998.

Mentre le società di capitali non hanno attualmente alcun obbligo di enucleare contabilmente il servizio gas dalle altre attività aziendali, le aziende speciali sono già soggette a obblighi di separazione contabile, limitatamente al solo conto economico del servizio gas, ai sensi del DPR 4 ottobre 1986, n. 902. Il

decreto prescrive (artt. 41 e 42) che *“qualora più servizi siano gestiti da un'unica azienda speciale è fatto obbligo a quest'ultima di rilevare separatamente i costi e i ricavi riferibili a ciascun servizio ai fini della dimostrazione del risultato economico di esercizio di ciascuna gestione. Il regolamento speciale aziendale dovrà fissare i criteri per la ripartizione dei costi comuni a più esercizi”*.

Con l'entrata in vigore della legge 8 giugno 1990, n. 142, lo schema di bilancio definito in attuazione della legge 5 agosto 1978, n. 468, dal decreto del Ministero del tesoro del 4 febbraio 1980 non si rivelava più adeguato; pertanto, ne fu predisposto un altro, compatibile con il Dlgs del 9 aprile 1991, n. 127 *“Attuazione delle direttive n. 78/660/CEE e 83/349/CEE in materia societaria”*. Il nuovo schema, che ha effetto dall'esercizio finanziario 1996, è stato richiesto alle aziende di distribuzione del gas nell'ambito dell'indagine relativa a tale anno.

Gestioni in economia

Profili di maggiore complessità presenta la contabilità delle gestioni comunali. Questa contabilità viene disciplinata da norme della pubblica amministrazione; pertanto non è facilmente riclassificabile ai fini della separazione contabile. Alcuni comuni con gestioni in economia hanno inviato all'Autorità dati di vario genere relativi alla distribuzione del gas. In seguito all'esame e alla valutazione delle informazioni raccolte potranno essere definite prassi contabili uniformi, applicabili per la separazione del servizio del gas.

Protocollo di separazione contabile

Nel corso del 1997 l'Autorità ha predisposto un protocollo sperimentale basato sulla contabilità generale. In via provvisoria, le poste contabili verranno classificate secondo criteri essenzialmente “statici”, che prevedono la loro ripartizione *ex post* mediante regole convenzionali per le singole voci di costo; questa soluzione è stata preferita alla più complessa alternativa di una ripartizione “dinamica”, ossia nel corso dell'esercizio. Il protocollo identificato si limita al conto economico, rimandando la separazione dello stato patrimoniale a una fase successiva. Ciò permette, in questa fase iniziale del processo, di mantenere in vita le attuali prassi contabili, pur integrandole con la ripartizione dei costi comuni da effettuare alla fine dell'anno. La scelta di procedure semplificate mira a minimizzare l'onere per le aziende, soprattutto di quelle di minore dimensione, che di norma sono prive della contabilità analitica.

Un caso particolare riguarda le aziende che gestiscono al loro interno il servizio elettrico a fianco di quello di distribuzione del gas. In base alla legge istitutiva dell'Autorità, queste aziende sono obbligate a produrre un bilancio separato per il settore elettrico a partire dal 1997. Sebbene le caratteristiche tecniche e normative delle due attività siano diverse, motivi di omogeneità di

classificazione hanno suggerito di rendere coerente il protocollo di separazione contabile che l'Autorità sta definendo per il servizio del gas con quello previsto per il servizio elettrico.

La separazione contabile presenta aspetti differenti per le aziende speciali e per quelle di diritto privato, quantunque entrambe debbano attenersi agli stessi schemi di bilancio europeo. Oltre al trattamento delle agevolazioni sociali, le differenze riguardano le norme fiscali: nel caso delle aziende speciali non è prevista un'interferenza delle norme fiscali sui criteri civilistici (per esempio, ammortamenti anticipati ai soli fini fiscali o accantonamenti per plusvalenze da reinvestire). Al momento attuale, il protocollo non prevede la separazione contabile delle poste fiscali.

Il protocollo identificato per le aziende di distribuzione secondaria del gas permette una separazione contabile completa del servizio gas dagli altri servizi gestiti. È possibile consentire alle aziende con particolari esigenze di mantenere partite comuni in un'apposita categoria detta "Servizi comuni". Essa dovrà tuttavia avere un conto economico proprio, redatto con le stesse modalità del servizio del gas e per il quale varranno le considerazioni precedenti.

PAGINA BIANCA

6. L'ATTIVITÀ SVOLTA AI SENSI DELLA LEGGE N. 481/95: I CONSUMATORI E GLI UTENTI

La legge istitutiva assegna all'Autorità per l'energia elettrica e il gas la finalità di promuovere la tutela degli interessi degli utenti e dei consumatori, tenendo conto delle azioni intraprese dal Governo e dall'Unione europea. Per perseguire questi obiettivi generali con efficacia e credibilità, la legge n. 481/95 mette a disposizione all'Autorità strumenti diversi di regolamentazione (direttive, atti di indirizzo e di controllo), autoritativi (ispezioni, ordini di cessazione) e di garanzia (valutazione dei reclami, istanze e segnalazioni e gestione delle controversie).

La promozione della tutela degli interessi dei consumatori e degli utenti si basa anche su misure di partecipazione che prevedono un coinvolgimento diretto e indiretto delle associazioni dei consumatori nel processo di regolazione attraverso consultazioni e rilevazioni della soddisfazione degli utenti e dell'efficacia dei servizi.

Nel primo anno di attività dell'Autorità particolare attenzione è stata rivolta alla rilevazione dei livelli di qualità del servizio dei settori regolati attraverso un'indagine sullo stato di attuazione delle Carte dei servizi e sul rispetto dei livelli di qualità in quelle stesse dichiarati. Tale rilevazione è stata propedeutica alla predisposizione di una proposta per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica.

L'intervento inteso a garantire i diritti dei consumatori e degli utenti ha condotto alla creazione di uno "sportello" dedicato alla raccolta e valutazione dei reclami, istanze e segnalazioni dei consumatori e degli utenti. L'analisi e la valutazione dei reclami, istanze e segnalazioni ricevuti permetterà in prospettiva l'attivazione, laddove necessario, di interventi di natura autoritativa, nonché la gestione del contenzioso attraverso gli strumenti della conciliazione e dell'arbitrato, accompagnati da interventi di diffusione delle informazioni mirati al miglioramento degli standard di trasparenza e alla riduzione dell'asimmetria informativa fra consumatori e esercenti.

L'attività di valutazione è inoltre funzionale a interventi di natura regolamentare e in particolare all'emanazione di direttive volte a modificare le condizioni generali del rapporto di utenza.

INFORMAZIONE E TUTELA DEGLI INTERESSI DI CONSUMATORI E UTENTI

Nell'attività rivolta ai consumatori e agli utenti l'Autorità considera il coinvolgimento diretto e indiretto dei consumatori e delle loro rappresentanze nei pro-

pri processi decisionali quale uno degli obiettivi primari del proprio mandato. Tale coinvolgimento infatti non solo accresce l'efficacia del processo decisionale dell'Autorità e la rispondenza al mandato della legge, ma contribuisce anche a rafforzare le forme di partecipazione della società civile alle scelte pubbliche e favorisce una transizione più armonica sotto il profilo sociale verso la liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità.

Il coinvolgimento diretto dei consumatori e delle loro rappresentanze nei processi regolatori assume rilievo decisivo nei servizi in cui è prevista l'uscita da un sistema di mercato dominato da strutture di controllo monopolistico, tipico dei servizi di pubblica utilità, verso strutture più aperte alla concorrenza. In questi servizi infatti, i consumatori e gli utenti costituiscono tradizionalmente un soggetto passivo. Non disponendo di reali strumenti di contrattazione, non possono scegliere di interrompere il rapporto con un fornitore e hanno limitate possibilità di scelta sulle modalità di fornitura. Il limitato potere contrattuale non costituisce peraltro uno stimolo al miglioramento dell'efficienza e un incentivo al raggiungimento di più elevati livelli di qualità per le imprese.

Il ruolo delle associazioni dei consumatori, che si fanno interpreti e sostenitrici di interessi diffusi, è quello di contribuire a rendere effettiva la titolarità dei diritti già acquisiti e di ampliarne la sfera, trasformando l'utente da soggetto passivo in attore. L'Autorità ricerca quindi, nel rispetto dei relativi ruoli istituzionali, la collaborazione partecipe degli utenti e delle loro formazioni associative che condividono, per loro natura, parte della stessa missione di regolazione¹.

Consultazioni delle associazioni di consumatori e utenti

Seguendo le indicazioni dell'art. 2, comma 23, della legge n. 481/95 l'Autorità ha disciplinato con proprio regolamento² le audizioni periodiche quale metodo tipico di consultazione con le associazioni. Le audizioni periodiche offrono l'opportunità alle associazioni coinvolte di inserire all'ordine del giorno argomenti inerenti gli interessi da esse stesse tutelati (cfr. Cap. 7).

Lo stesso regolamento prevede inoltre audizioni speciali, anche individuali, con i rappresentanti dei soggetti portatori di interessi (pubblici e privati) nei procedimenti di formazione di provvedimenti di atti normativi o a contenuto generale.

La disciplina dei procedimenti di formazione dei provvedimenti dell'Autorità stabilisce infine che vengano diffuse versioni preliminari del provvedimento da adottare, nella forma di documenti di consultazione, per ottenere osservazioni scritte dagli interessati.

Le rappresentanze dei consumatori e degli utenti sono state coinvolte in audizioni speciali sia nel processo di consultazione per il provvedimento volto

all'inglobamento dei sovrapprezzi nelle tariffe elettriche (delibera n. 70/97) che in quello concernente la congruità delle variazioni tariffarie stabilite dal Cip con i provvedimenti 14 dicembre 1993, n.15 e 29 dicembre 1993, n. 17 impugnati da alcune associazioni di consumatori.¹

Più di recente le associazioni dei consumatori e utenti hanno partecipato alle audizioni periodiche tenutesi alla fine del mese di aprile 1998 in cui sono state presentate le proposte dell'Autorità in materia di riforma del sistema tariffario e regolamentazione della qualità del servizio elettrico.

Oltre alle audizioni, quando la natura degli argomenti da trattare lo rende opportuno, l'Autorità organizza incontri tecnici informali per interagire con soggetti e parti interessate su temi di loro interesse e competenza. Nel corso del 1997 sono stati svolti incontri sia sugli standard di qualità della Carta dei servizi, sia sulla progettazione di un'indagine demoscopica di rilevazione della soddisfazione e delle aspettative degli utenti domestici dei servizi di erogazione di elettricità e gas. Ulteriori incontri tecnici si sono tenuti nel marzo del 1998 per illustrare le proposte dell'Autorità in merito alla riforma del sistema tariffario e alla regolamentazione della qualità del servizio elettrico.

Rilevazione sulla soddisfazione degli utenti e sull'efficacia dei servizi

Le indagini di rilevazione sulla soddisfazione degli utenti e sull'efficacia dei servizi sono uno strumento per conoscere le aspettative e le valutazioni degli utenti per quanto riguarda la qualità dei servizi di distribuzione di gas e elettricità. Nel corso del 1997 l'Autorità ha avviato una prima rilevazione delle aspettative e della soddisfazione degli utenti a livello nazionale. Tale indagine potrà fornire un quadro informativo completo che consentirà all'Autorità sia di individuare priorità nella eventuale formulazione delle direttive, sia di acquisire una base di riferimento con cui confrontare le variazioni future nella qualità percepita dagli utenti.

L'indagine dell'Autorità, circoscritta all'utenza domestica sia per i servizi elettrici sia per il gas, è stata progettata per analizzare e valutare:

- il grado di soddisfazione degli utenti in relazione ai principali fattori di qualità e al livello di importanza dei diversi fattori di qualità;
- le aspettative degli utenti per alcune prestazioni sulle quali l'Autorità può determinare livelli specifici di qualità;
- le tendenze e gli orientamenti generali dell'utenza in materia di trasparenza, tariffe, agevolazioni, libertà di scelta;
- informazioni generali sul ruolo e gli interventi dell'Autorità.

L'indagine è stata affidata a una società specializzata e si è conclusa nell'aprile 1998. I risultati preliminari verranno presentati nel corso di un dibattito

pubblico in occasione del Forum della pubblica amministrazione il 5 maggio a Roma. I risultati definitivi verranno diffusi nell'anno in corso.

CONTROLLO E REGOLAMENTAZIONE DELLA QUALITÀ DEI SERVIZI

La qualità del servizio è una componente essenziale della regolazione dei servizi di pubblica utilità. L'importanza della qualità del servizio è attestata non solo dal riferimento esplicito a "garantire la promozione di adeguati livelli di qualità dei servizi" tra le finalità della legge che istituisce l'Autorità, ma anche dalla ricchezza delle funzioni e degli strumenti che la legge mette a disposizione dell'Autorità. Tra questi ultimi la legge n. 481/95 prevede:

- il controllo sull'adozione delle Carte dei servizi, che i soggetti erogatori sono tenuti ad adottare ai sensi dell'art. 2 della legge 11 luglio 1995, n. 273, e sul rispetto degli standard di qualità in esse contenute (art. 2, comma 12, lettera p);
- l'emanazione di direttive sulla produzione e l'erogazione dei servizi, che definiscono in particolare i livelli specifici e generali di qualità (art. 2, comma 12, lettera h);
- l'introduzione di modalità di indennizzo automatico in caso di mancato rispetto dei livelli di qualità (art. 2, comma 12, lettera g);
- la considerazione, nella determinazione dello schema del *price cap*, dei recuperi di qualità rispetto a standard prefissati per un periodo almeno triennale (art. 2, comma 19, lettera a);
- la promozione di iniziative per il miglioramento della qualità (art. 2, comma 12, lettera i).

Livelli specifici e generali di qualità

I livelli specifici di qualità si riferiscono alle singole prestazioni da garantire all'utente. Essi si esprimono di norma attraverso soglie massime o minime applicate a indicatori di qualità che devono essere rispettate per ogni singola prestazione di tipo "divisibile", che può essere cioè offerta singolarmente a un utente. Per esempio, nel servizio di fornitura dell'energia elettrica tra i livelli specifici di qualità ci sono:

- *il tempo massimo per l'attivazione della fornitura su richiesta dell'utente;*
- *il tempo massimo per il ripristino della fornitura in caso di interru-*

zioni accidentali.

Ai livelli specifici di qualità possono essere associati rimborsi o indennizzi automatici agli utenti nel caso del loro mancato rispetto, escludendo i casi in cui esso sia imputabile a cause non dipendenti dall'azienda.

I livelli generali di qualità, invece, si riferiscono al complesso delle prestazioni rese agli utenti. Le prestazioni possono essere "indivisibili" o "divisibili". Nel caso di prestazioni "indivisibili" (che non possono essere offerte singolarmente a ogni specifico utente) i livelli generali possono essere espressi attraverso valori medi di indicatori di qualità. Nel caso di prestazioni "divisibili" i livelli possono riferirsi all'indicazione di soglie massime o minime di utenti per i quali deve essere verificata una certa condizione di qualità.

Per esempio, nel servizio di fornitura dell'energia elettrica, possono essere livelli generali di qualità:

- *il numero medio per utente, o la durata media per utente, delle interruzioni della fornitura;*
- *la percentuale minima di utenti che hanno avuto almeno una lettura o autolettura in un periodo.*

I livelli generali sono meno stringenti dei livelli specifici di qualità, dal momento che si ammette che esista una quota di utenti che possano fruire di un servizio peggiore del livello generale; essi servono in primo luogo a tenere sotto controllo un fenomeno e, salvo i casi di prestazioni "indivisibili", possono essere successivamente convertiti in livelli specifici per offrire maggiori garanzie agli utenti.

Lo stato di attuazione della Carta dei servizi nei settori regolati

Nel corso del 1997, l'Autorità ha avviato una rilevazione, basata su dati dichiarati dai soggetti esercenti, sui livelli di qualità raggiunti nel 1996 a fronte degli standard dichiarati nelle Carte dei servizi.

La rilevazione è stata condotta attraverso l'invio di appositi questionari alle aziende erogatrici. Nel caso del servizio del gas, la rilevazione è stata compiuta nell'ambito della più generale indagine conoscitiva sulle aziende di distribuzione del gas; per il servizio dell'elettricità è stata condotta in modo autonomo. La rilevazione ha avuto l'obiettivo di raccogliere dati sul rispetto degli standard di qualità e sull'effettivo impiego dello strumento dei rimborsi in caso di mancato rispetto degli standard specifici, come previsto dai dPCm 18 settembre 1995.

Un'analoga rilevazione è stata avviata nei primi mesi del 1998 relativamente all'anno 1997.

Il problema dei criteri di misura

La qualità dei servizi di erogazione di energia elettrica e del gas comprende importanti fattori tecnici, come la continuità di fornitura del servizio elettrico, la stabilità della tensione elettrica o della pressione di distribuzione del gas, la costanza del potere calorifico del gas. Questi fattori sono affrontati anche dalla Carta dei servizi, ma in maniera non particolarmente incisiva. Alcuni fattori tecnici della qualità del servizio sono regolati da norme tecniche internazionali, tra cui assume particolare rilievo per il servizio elettrico la norma EN 50160, che definisce alcuni valori di riferimento per le principali caratteristiche tecniche della tensione.

I criteri di misura di alcuni fattori tecnici (come ad esempio la continuità del servizio elettrico) possono manifestare differenze non trascurabili tra diverse aziende o tra diversi bacini territoriali. Per esempio, i disservizi in bassa tensione sui cavi stradali o negli impianti all'interno degli edifici vengono computati in misura diversa tra gli esercenti. Questa disomogeneità di rilevazione è riconducibile a procedure e a metodi diversi tra i soggetti erogatori.

Essa conferma l'esigenza, segnalata anche dalle associazioni degli esercenti, di rendere omogenei gli indicatori di qualità tra gli operatori in vista dell'introduzione di meccanismi di incentivazione tariffaria dei recuperi di qualità del servizio previsti dalla legge n. 481/95.

La qualità del servizio elettrico

Le informazioni rilevate dall'indagine sono state fornite dagli esercenti, che hanno posto a confronto i risultati ottenuti con gli standard da essi stessi determinati e definiti nelle Carte dei servizi. La natura stessa dei dati rilevati suggerisce pertanto particolare cautela nella loro interpretazione.

Le prime valutazioni dei risultati dell'indagine suggeriscono quattro osservazioni di rilievo:

- a) gli standard di qualità dichiarati dai soggetti esercenti il servizio sono piuttosto differenziati tra di loro;
- b) secondo le misurazioni compiute dagli stessi esercenti, gli standard specifici di qualità sarebbero stati sostanzialmente rispettati;
- c) nei casi in cui gli standard specifici non siano stati rispettati, il ricorso degli utenti alle possibilità di rimborso loro offerte dalle Carte dei servizi è stato praticamente inesistente;
- d) i livelli effettivi di continuità (il fattore di qualità più importante del servizio elettrico) misurati dagli esercenti a fronte dei relativi standard generali

mostrano una notevole disomogeneità tra le zone del paese.

I risultati dell'indagine esposti nel seguito sono basati su un insieme di soggetti erogatori prossimo all'universo, costituito da tutte le zone Enel, che coprono il 92 per cento dell'utenza, da 20 delle 25 aziende elettriche locali di dimensioni medio-grandi (superiori a 10.000 utenti) che complessivamente coprono il 6,5 per cento dell'utenza, e da 69 delle 180 aziende elettriche minori con un bacino d'utenza massimo di circa 10.000 utenti, che complessivamente coprono circa l'1 per cento dell'utenza (Tav. 6.1).

TAV. 6.1 SOGGETTI ESERCENTI IL SERVIZIO ELETTRICO: CAMPIONE DELL'INDAGINE SVOLTA DALL'AUTORITÀ SULLA QUALITÀ DEL SERVIZIO

	ENEL	SOGGETTI ESERCENTI	
		> 10.000 ut.	< 10.000 ut.
NUMERO TOTALE DI SOGGETTI ESERCENTI	1	25	180
NUMERO DI RISPOSTE ALL'INDAGINE DELL'AUTORITÀ SULLA QUALITÀ DEL SERVIZIO	147	20	69
UTENTI BASSA TENSIONE SERVITI (milioni)	28,6	2,4	0,2
UTENTI BASSA TENSIONE DEI SOGGETTI ESERCENTI CHE HANNO RISPOSTO ALL'INDAGINE DELL'AUTORITÀ (milioni)	28,6	2,3	0,15

Differenze negli standard di qualità

La normativa della Carta dei servizi vigente per il 1996 prevedeva che ogni esercente determinasse in via autonoma gli standard di qualità del servizio da pubblicare nelle Carte dei servizi.

L'Enel ha adottato Carte dei servizi con standard di qualità spesso differenziati per le diverse zone di distribuzione. Le 147 zone in cui si suddivide il servizio di distribuzione dell'Enel hanno una copertura territoriale di tipo prevalentemente provinciale e, più raramente, subprovinciale (Tav. 6.2). Se si fa un confronto fra gli standard delle zone dell'Enel e quelli degli altri esercenti si nota come questi ultimi siano caratterizzati da una maggiore dispersione (Tavv. 6.3 e 6.4).

Il rispetto degli standard dichiarati nelle Carte dei servizi

I soggetti erogatori hanno rilevato i livelli di qualità raggiunti nel corso del 1996 a fronte degli standard di qualità dichiarati nelle Carte dei servizi, comunicandoli sotto la propria responsabilità all'Autorità. Ferma restando la facoltà dell'Autorità di verificare l'esattezza dei dati dichiarati, da una valutazione comparativa svolta dall'Autorità, il rispetto degli standard di qualità dichiarati risulta soddisfacente. Tale risultato può essere in parte dovuto anche alla fissazione, da parte delle aziende, di standard "prudenziali" nel

TAV 6.2 STANDARD DI QUALITÀ DELLA CARTA DEI SERVIZI NELLE 147 ZONE DI DISTRIBUZIONE DELL'ENEL

Anno 1996

INDICATORE (giorni)	VALORE MINIMO	VALORE MEDIO	VALORE MASSIMO
TEMPO DI PREVENTIVAZIONE	25	40	60
TEMPO DI ALLACCIAMENTO NUOVE UTENZE	30	40	40
TEMPO DI ATTIVAZIONE FORNITURA	7	10	20
TEMPO DI RIATTIVAZIONE PER SUBENTRO	7	10	14
TEMPO DI DISATTIVAZIONE FORNITURA	12	12	15
TEMPO DI RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	28	28	28
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, CON SOPRALLUOGO	25	30	30
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, SENZA SOPRALLUOGO	25	25	30
TEMPO PER LE RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	45	45	45
TEMPO DI RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	1	1	1
TEMPO DI VERIFICA DEI MISURATORI	20	20	20
TEMPO DI VERIFICA DELLA TENSIONE FORNITA	20	20	20

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV 6.3 STANDARD DI QUALITÀ DELLA CARTA DEI SERVIZI DEGLI ESERCENTI DEL SERVIZIO ELETTRICO CON OLTRE 10.000 UTENTI BASSA TENSIONE

Anno 1996

INDICATORE (giorni)	VALORE MINIMO	VALORE MEDIO	VALORE MASSIMO
TEMPO DI PREVENTIVAZIONE	4	25	60
TEMPO DI ALLACCIAMENTO NUOVE UTENZE	4	21	40
TEMPO DI ATTIVAZIONE FORNITURA	2	5	10
TEMPO DI RIATTIVAZIONE PER SUBENTRO	1	5	10
TEMPO DI DISATTIVAZIONE FORNITURA	2	7	15
TEMPO DI RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	5	22	30
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, CON SOPRALLUOGO	5	24	40
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, SENZA SOPRALLUOGO	3	20	30
TEMPO PER LE RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	2	40	120
TEMPO DI RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	1	1,5	3
TEMPO DI VERIFICA DEI MISURATORI	4	12	30
TEMPO DI VERIFICA DELLA TENSIONE FORNITA	1	9	20

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV 6.4 STANDARD DI QUALITÀ DELLA CARTA DEI SERVIZI DEGLI ESERCENTI DEL SERVIZIO ELETTRICO CON MENO DI 10.000 UTENTI BASSA TENSIONE

Anno 1996

INDICATORE (giorni)	VALORE MINIMO	VALORE MEDIO	VALORE MASSIMO
TEMPO DI PREVENTIVAZIONE	3	22	70
TEMPO DI ALLACCIAMENTO NUOVE UTENZE	2	19	40
TEMPO DI ATTIVAZIONE FORNITURA	1	6	15
TEMPO DI RIATTIVAZIONE PER SUBENTRO	1	5	14
TEMPO DI DISATTIVAZIONE FORNITURA	1	6	15
TEMPO DI RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	2	20	40
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, CON SOPRALLUOGO	2	20	40
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, SENZA SOPRALLUOGO	1	18	40
TEMPO PER LE RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	1	30	120
TEMPO DI RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	1	2	5
TEMPO DI VERIFICA DEI MISURATORI	1	12	45
TEMPO DI VERIFICA DELLA TENSIONE FORNITA	1	10	45

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

primo anno di attuazione della Carta dei servizi (anno a cui si riferiscono i dati dell'indagine).

Si deve rilevare che mentre nelle zone dell'Enel la misurazione dei livelli effettivi di qualità è stata sistematica, tra le aziende elettriche locali permangono alcuni casi di mancata misurazione dei livelli effettivi di qualità e quindi del rispetto degli standard. (Tav. 6.5)

Richieste di rimborso

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore elettrico prevede che ogni soggetto esercente il servizio individui almeno 4 indicatori di qualità da assoggettare a rimborso automatico in caso di mancato rispetto dello standard specifico. In effetti, i soggetti erogatori che hanno adottato la Carta dei servizi hanno indicato gli standard soggetti a rimborso automatico. Pertanto nella quasi totalità dei casi, è stata definita una procedura di accesso al rimborso basata sull'istanza dell'utente che ha subito il disservizio. Tuttavia, il ricorso effettivo a tale procedura è stato trascurabile (Tav. 6.6) e ciò è in larga misura imputabile alla scarsa conoscenza da parte degli utenti della Carta dei servizi stessa⁴. Ciò costituisce una conferma della necessità di rivedere gli attuali meccanismi di rimborso a richiesta.

TAV 65 CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD DELLE CARTE DEI SERVIZI
Anno 1996. Valori percentuali

INDICATORE	ZONE ENEL	SOGGETTI ESERCENTI	
		>10.000 ut	<10.000 ut
TEMPO DI PREVENTIVAZIONE	4,0	1,3	0,1
TEMPO DI ALLACCIAMENTO NUOVE UTENZE	0,2	0,6	0,4
TEMPO DI ATTIVAZIONE FORNITURA	1,5	0,8	0,8
TEMPO DI RIATTIVAZIONE PER SUBENTRO	0,7	0,1	0,1
TEMPO DI DISATTIVAZIONE FORNITURA	1,3	1,3	0,2
TEMPO DI RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	7,7	1,3	1,3
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, CON SOPRALLUOGO	14,5	0,2	5,4
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, SENZA SOPRALLUOGO	13,2	0,1	2,5
TEMPO PER LE RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	2,2	1,0	0,3
TEMPO DI RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	0,5	0,0	0,0
TEMPO DI VERIFICA DEI MISURATORI	7,4	0,0	0,0
TEMPO DI VERIFICA DELLA TENSIONE FORNITA	2,3	0,2	0,8

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV 66 RICORSO AI RIMBORSI SU RICHIESTA DA PARTE DEGLI UTENTI PER MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SPECIFICI
Anno 1996

	ZONE ENEL	SOGGETTI ESERCENTI	
		>10.000 ut.	<10.000 ut.
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	23.607	212	27
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO OGNI 100.000 UTENTI IN BASSA TENSIONE	82	9	17
CASI DI RICHIESTA DI RIMBORSO DA PARTE DEGLI UTENTI PER MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	9	17	0
RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI AGLI UTENTI PER MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	5	17	0

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

La continuità del servizio Nel servizio elettrico la continuità della fornitura è una componente fondamentale della qualità del servizio. La misurazione della continuità del servizio è oggi condotta con criteri di misura omogenei dall'Enel, mentre non è ancora consolidato un sistema di misurazione omogeneo per tutti gli operatori. I risultati della rilevazione della continuità del servizio elettrico riportati di seguito e raccolti nell'indagine dell'Autorità riguardano unicamente le aree del paese servite dall'Enel. Tali risultati rappresentano un primo passo nella costruzione di un quadro informativo completo sulla continuità del servizio nel paese; questo verrà integrato con i dati relativi alle aziende locali e agli altri esercenti una volta risolto in modo soddisfacente il problema di confrontabilità delle metriche.

I dati rilevati riguardano le interruzioni accidentali (guasti e altri disservizi causati da eventi esterni) dichiarate da ciascun esercente, dato che le interruzioni possono essere registrate in modo completo solo dalle aziende stesse. I dati si riferiscono all'anno 1996 e alle sole utenze in bassa tensione (famiglie, artigianato, commercio, servizi e piccole imprese). Sono escluse le utenze in media tensione (imprese e servizi di media e grande dimensione).

La continuità del servizio può esprimersi sia con la frequenza delle interruzioni accidentali, sia con la loro durata. L'indicatore prescelto nell'indagine è "minuti persi per utente", ossia la durata complessiva delle interruzioni accidentali subite in media dall'utente nell'anno.

Date le caratteristiche della struttura della rete, i livelli di continuità sono differenti tra aree urbane e aree rurali. Infatti, le aree rurali sono servite da linee aeree, le più vulnerabili sotto il profilo della continuità.

La rilevazione dell'Enel sugli indicatori di continuità previsti dallo schema di riferimento della Carta dei servizi fa emergere disomogeneità tra le diverse zone del paese, anche a parità di caratteristiche del territorio (ripartito dall'Enel in tre fasce: aree urbane, semiurbane e rurali, corrispondenti rispettivamente alle località con popolazione residente superiore a 30.000 abitanti, compresa tra 30.000 e 10.000 abitanti, inferiore a 10.000 abitanti).

La tavola 6.7 mostra i dati di frequenza e durata delle interruzioni accidentali nelle regioni italiane, utilizzando la media degli indicatori riferiti alle aree urbane, semiurbane e rurali servite dalla rete dell'Enel, ponderata in base alla distribuzione degli utenti in ciascuna area. Le due tavole successive (Tavv. 6.8 e 6.9) mostrano i dati riferiti separatamente alle aree rurali e a quelle urbane. Anche a parità di densità abitativa i dati fanno emergere marcate differenze tra aree urbane o aree rurali del Nord e del Centro-Sud del paese (Fig.6.1). Tale variabilità può riflettere cause che ricadono sotto il controllo delle aziende (come struttura e caratteristiche della rete), oppure cause esogene (come le interruzioni provocate da terzi).

TAV 6.7 INTERRUZIONI ACCIDENTALI, MEDIA PONDERATA TRA AREE URBANE E AREE RURALI

Anno 1996, utenti in bassa tensione

	FREQUENZA [NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER UTENTE]	DURATA [MINUTI PERSI PER UTENTE DOVUTI AD INTERRUZIONI]
PIEMONTE	4,5	222
VALLE D'AOSTA	4,2	168
LIGURIA	4,3	216
LOMBARDIA	2,5	110
VENETO	3,0	150
TRENTINO	3,0	242
FRIULI	3,1	141
EMILIA ROMAGNA	4,9	203
TOSCANA	6,8	249
UMBRIA	3,9	341
MARCHE	4,9	315
LAZIO	4,4	347
CAMPANIA	4,8	310
ABRUZZO	7,3	347
MOLISE	5,0	438
PUGLIA	3,0	299
BASILICATA	3,4	266
CALABRIA	4,4	414
SARDEGNA	11,9	494
SICILIA	8,6	654
ITALIA	4,8	288
Nord	3,6	167
Centro	5,3	304
Sud	6,1	426

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV. 6.8 INTERRUZIONI ACCIDENTALI, AREE RURALI

Anno 1996, utenti in bassa tensione

	FREQUENZA [NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER UTENTE RURALE]	DURATA [MINUTI PERSI PER UTENTE RURALE DOVUTI AD INTERRUZIONI]
PIEMONTE	6,3	336
VALLE D'AOSTA	4,9	195
LIGURIA	7,0	385
LOMBARDIA	3,3	144
VENETO	4,1	216
TRENTINO	3,7	301
FRIULI	3,5	172
EMILIA ROMAGNA	7,0	302
TOSCANA	10,8	396
UMBRIA	4,6	399
MARCHE	5,7	402
LAZIO	6,1	449
CAMPANIA	7,4	512
ABRUZZO	8,3	424
MOLISE	5,7	528
PUGLIA	5,9	517
BASILICATA	4,5	370
CALABRIA	5,5	530
SARDEGNA	16,4	657
SICILIA	12,7	1065
ITALIA	6,8	409
Nord	4,9	242
Centro	7,7	415
Sud	9,2	660

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV 69 INTERRUZIONI ACCIDENTALI, AREE URBANE

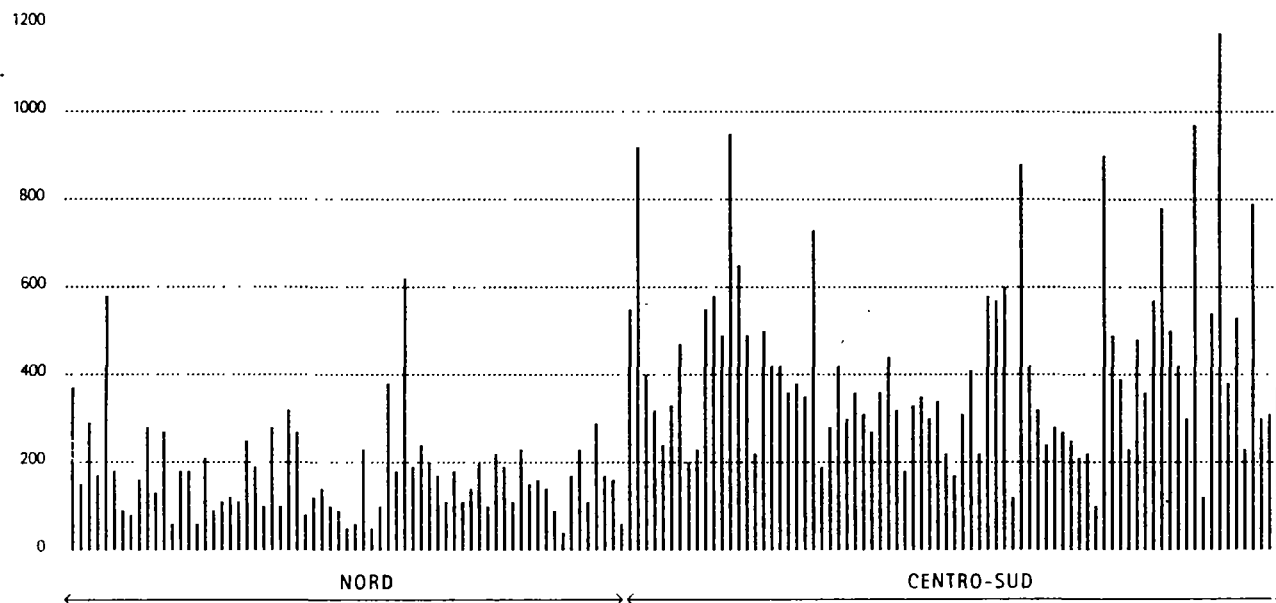
Anno 1996, utenti in bassa tensione

	FREQUENZA [NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER UTENTE URBANO]	DURATA [MINUTI PERSI PER UTENTE URBANO DOVUTI AD INTERRUZIONI]
PIEMONTE	2,2	75
VALLE D'AOSTA	1,6	59
LIGURIA	2,5	115
LOMBARDIA	1,6	64
VENETO	1,1	50
TRENTINO	0,8	50
FRIULI	1,9	81
EMILIA ROMAGNA	2,1	74
TOSCANA	3,7	139
UMBRIA	2,9	235
MARCHE	3,8	224
LAZIO	2,8	254
CAMPANIA	3,2	201
ABRUZZO	4,3	177
MOLISE	2,9	196
PUGLIA	2,1	231
BASILICATA	1,3	78
CALABRIA	2,2	190
SARDEGNA	5,1	258
SICILIA	4,9	298
ITALIA	2,8	166
Nord	1,9	73
Centro	3,3	203
Sud	3,5	235

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

FIG. 6.1 DURATA MEDIA PER UTENTE DELLE INTERRUZIONI ACCIDENTALI

Minuti persi per utente; zone Enel, dati 1996



Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

La qualità del servizio del gas

La ricognizione dello stato della qualità del servizio del gas è relativa a un ampio campione di soggetti erogatori costituito da tutti i 20 esercenti con utenze superiori a 100.000 utenti serviti e dalla maggior parte degli esercenti di più piccole dimensioni, per un totale di 13.267.000 utenti (Tav. 6.10).

Differenze negli standard di qualità

Anche nel servizio del gas gli standard di qualità risultano molto diversificati: confrontando il valore minimo con il valore massimo degli standard di qualità dalle tavole 6.11, 6.12 e 6.13 di seguito riportate, si rileva una maggior uniformità di valori per i soggetti erogatori aventi utenza superiore a 100.000 utenti.

Rispetto degli standard dichiarati nelle Carte dei servizi

I soggetti erogatori hanno rilevato i livelli di qualità raggiunti nel corso del 1996 a fronte degli standard di qualità da essi stessi definiti nelle Carte dei servizi e ne hanno dato comunicazione all'Autorità sotto propria responsabilità. Fatta salva la possibilità dell'Autorità di verificare l'attendibilità dei risultati, l'indagine mostra risultati di sostanziale rispetto degli standard dichiarati (Tav. 6.14). Tale situazione può essere dovuta anche alla determinazione, da parte degli esercenti, di standard "prudenziali" nel primo anno di attuazione della Carta dei servizi (anno a cui si riferiscono i dati dell'indagine).

TAV 6 10 **SOGGETTI EROGATORI IL SERVIZIO GAS: CAMPIONE DELL'INDAGINE SVOLTA DALL'AUTORITÀ SULLA QUALITÀ DEL SERVIZIO GAS**

	ESERCENTI AVENTI PIÙ DI 100.000 UTENTI	ESERCENTI AVENTI TRA 10.000 E 100.000 UTENTI	ESERCENTI AVENTI MENO DI 10.000 UTENTI	TOTALI
NUMERO SOGGETTI EROGATORI CHE HANNO RISPOSTO ALL'INDAGINE DELL'AUTORITÀ SULLA QUALITÀ DEL SERVIZIO IN MODO VALIDO	20	125	320	465
UTENTI DEI SOGGETTI EROGATORI CHE HANNO RISPOSTO ALL'INDAGINE DELL'AUTORITÀ (MILIONI)	8,8	3,3	1,2	13,3

TAV 6 11 **STANDARD DI QUALITÀ DELLA CARTA DEI SERVIZI: ESERCENTI DEL SERVIZIO GAS AVENTI UTENZA SUPERIORE A 100.000 UTENTI**

Anno 1996

INDICATORE (giorni)	VALORE MINIMO	VALORE MEDIO	VALORE MASSIMO
TEMPO DI PREVENTIVAZIONE	15	27	60
TEMPO DI ALLACCIAMENTO NUOVE UTENZE	10	38	60
TEMPO DI ATTIVAZIONE PER SUBENTRO	3	8	15
TEMPO DI DISATTIVAZIONE FORNITURA	3	7	10
TEMPO DI RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	15	26	30
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, CON SOPRALLUOGO	20	30	50
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, SENZA SOPRALLUOGO	14	24	30
TEMPO PER LE RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	7	28	80
TEMPO DI RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	1	4	15
TEMPO DI VERIFICA DEI MISURATORI	2	10	20
TEMPO DI VERIFICA DEL LIVELLO DI PRESSIONE	1	7	20
TEMPO DI ARRIVO PER PRONTO INTERVENTO (minuti)	20	63	120

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

**TAV 6 12 STANDARD DI QUALITÀ DELLA CARTA DEI SERVIZI: ESERCENTI DEL SERVIZIO GAS
AVENTI UTENZA TRA 10.000 E 100.000 UTENTI**

Anno 1996

INDICATORE (giorni)	VALORE MINIMO	VALORE MEDIO	VALORE MASSIMO
TEMPO DI PREVENTIVAZIONE	2	23	60
TEMPO DI ALLACCIAMENTO NUOVE UTENZE	6	39	90
TEMPO DI ATTIVAZIONE PER SUBENTRO	1	8	30
TEMPO DI DISATTIVAZIONE FORNITURA	2	6	30
TEMPO DI RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	5	23	60
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, CON SOPRALLUOGO	1	26	60
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, SENZA SOPRALLUOGO	1	20	30
TEMPO PER LE RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	1	21	90
TEMPO DI RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	1	4	15
TEMPO DI VERIFICA DEI MISURATORI	1	14	90
TEMPO DI VERIFICA DEL LIVELLO DI PRESSIONE	1	5	20
TEMPO DI ARRIVO PER PRONTO INTERVENTO (minuti)	15	57	240

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

**TAV 6 13 STANDARD DI QUALITÀ DELLA CARTA DEI SERVIZI: ESERCENTI DEL SERVIZIO GAS
AVENTI UTENZA INFERIORE A 10.000 UTENTI**

Anno 1996

INDICATORE (giorni)	VALORE MINIMO	VALORE MEDIO	VALORE MASSIMO
TEMPO DI PREVENTIVAZIONE	1	20	50
TEMPO DI ALLACCIAMENTO NUOVE UTENZE	1	37	90
TEMPO DI ATTIVAZIONE PER SUBENTRO	1	8	25
TEMPO DI DISATTIVAZIONE FORNITURA	1	6	60
TEMPO DI RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	1	25	90
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, CON SOPRALLUOGO	1	25	60
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, SENZA SOPRALLUOGO	1	20	30
TEMPO PER LE RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	1	18	90
TEMPO DI RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	1	5	30
TEMPO DI VERIFICA DEI MISURATORI	1	10	90
TEMPO DI VERIFICA DEL LIVELLO DI PRESSIONE	1	5	48
TEMPO DI ARRIVO PER PRONTO INTERVENTO (minuti)	15	54	240

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV 6.14 CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD DELLE CARTE DEI SERVIZI

Anno 1996; valori percentuali

INDICATORE	ESERCENTI AVENTI PIÙ DI 100.000 UTENTI	ESERCENTI AVENTI TRA 10.000 E 100.000 UTENTI	ESERCENTI AVENTI MENO DI 10.000 UTENTI
TEMPO DI PREVENTIVAZIONE	2,4	1,4	1,1
TEMPO DI ALLACCIAMENTO NUOVE UTENZE	3,5	2,8	1,3
TEMPO DI ATTIVAZIONE PER SUBENTRO	1,1	0,3	0,7
TEMPO DI DISATTIVAZIONE FORNITURA	2,3	1,1	2,7
TEMPO DI RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	2,6	1,2	2,6
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, CON SOPRALLUOGO	5,1	0,6	2,2
TEMPO DI RISPOSTA A RECLAMI, SENZA SOPRALLUOGO	3,5	0,9	1,4
TEMPO PER LE RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	1,6	12,2	0,3
TEMPO DI RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	0,5	0,1	2,8
TEMPO DI VERIFICA DEI MISURATORI	2,3	0,7	1,0
TEMPO DI VERIFICA DEL LIVELLO DI PRESSIONE	2,3	0,1	3,2

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Richieste di rimborso

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore gas prevede che i soggetti erogatori debbano scegliere almeno quattro indicatori specifici, il cui mancato rispetto dà luogo al diritto di rimborso ai singoli utenti. I soggetti erogatori, inoltre, devono definire le proprie procedure di rimborso ed i relativi criteri di quantificazione.

Un numero limitato di esercenti del servizio del gas risulta avere introdotto spontaneamente una procedura di indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard, mentre i restanti hanno introdotto procedure di accesso al rimborso, su richiesta dell'utente.

La tavola 6.15 mostra come il numero dei rimborsi pagati sia nettamente superiore alle richieste di rimborso inoltrate dagli stessi utenti, a indicare che i rimborsi sono stati effettuati, nella quasi totalità, in base a procedure di indennizzo automatico.

L'efficacia delle procedure è peraltro modesta: nel 1996, su un totale di 5.825 utenti aventi diritto al rimborso per mancato rispetto degli standard di qualità delle Carte dei servizi, solo 867 hanno effettivamente ottenuto il rimborso. L'esiguo numero di richieste di rimborso da parte degli utenti pone in evidenza, oltre alla scarsa conoscenza da parte degli utenti delle Carte dei servizi, anche la scarsa efficacia della procedura di rimborso su richiesta dell'utente.

TAV 6.15 RICORSO AI RIMBORSI SU RICHIESTA DEGLI UTENTI PER MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SPECIFICI

	ESERCENTI AVENTI PIÙ DI 100.000 UTENTI	ESERCENTI AVENTI TRA 10.000 E 100.000 UTENTI	ESERCENTI AVENTI MENO DI 10.000 UTENTI
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	4.416	1.264	145
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO OGNI 100.000 UTENTI	50	32	10
RICHIESTE DI RIMBORSO DA PARTE DEGLI UTENTI PER MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	13	0	3
RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI AGLI UTENTI	803	24	40

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Regolamentazione della qualità dei servizi: le proposte dell'Autorità

L'Autorità ha predisposto un documento per la consultazione sulla regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica (*Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura di energia elettrica*). Questo è stato reso pubblico nel marzo 1998 ed è stato oggetto di consultazioni con le parti interessate nelle audizioni periodiche dell'aprile 1998.

Le proposte dell'Autorità in materia perseguono quattro obiettivi principali:

- garantire a tutti gli utenti i livelli base di qualità del servizio: sia per tutelare gli interessi dei consumatori a ottenere un servizio di qualità adeguato alla tariffa pagata, sia per rendere più preciso il segnale di costo contenuto nella tariffa è necessario definire i livelli di qualità del servizio che devono essere garantiti alle diverse tipologie di utenza a fronte della tariffa regolamentata; a questo scopo è possibile utilizzare alcuni tra gli strumenti indicati dalla legge n. 481/95, come le condizioni di erogazione dei servizi e i livelli specifici di qualità soggetti a indennizzi automatici;
- introdurre meccanismi comparativi e incentivanti della qualità del servizio: in un settore a tariffa regolamentata, la qualità può costituire un'importante leva per introdurre competizione, sia sotto forma di "competizione comparativa" sui livelli generali di qualità, sia sotto forma di meccanismi di incentivazione/penalizzazione, in vista di modifiche di assetto del servizio

elettrico che permettano una reale concorrenza tra gli operatori nel mercato o per il mercato;

- introdurre un sistema uniforme di indicatori di continuità: la misurazione della continuità del servizio (il fattore di qualità più importante per gli utenti e più complesso tecnicamente) è oggi incompleta e soggetta a pressioni differenziate tra i diversi esercenti; è necessario quindi completare e uniformare le definizioni e le modalità di misurazione della continuità del servizio;
- promuovere efficienza e sicurezza nell'uso dell'energia e rafforzare l'informazione e la partecipazione degli utenti e delle loro associazioni, sia per rendere più incisiva la rappresentazione degli interessi dei consumatori e degli utenti da parte delle associazioni, sia per rendere più informati e consapevoli gli utenti nelle proprie scelte.

A tal scopo l'Autorità intende definire provvedimenti e interventi che conducano a:

- regolamentare le condizioni contrattuali del servizio per la tutela degli utenti;
- introdurre livelli specifici di qualità soggetti a rimborso automatico;
- definire, controllare e migliorare i livelli generali di qualità e continuità del servizio.

Questi interventi verranno attuati, come spiegato in seguito, con gradualità, differenziando gli interventi in relazione alla situazione di partenza.

Condizioni contrattuali

In materia di regolamentazione delle condizioni contrattuali del servizio a tutela degli utenti, le proposte dell'Autorità perseguono il duplice obiettivo di proteggere gli utenti nel rapporto con l'esercente e di rendere uniformi sul territorio nazionale le principali condizioni di erogazione dei servizi.

Tra queste condizioni si citano:

- frequenza di lettura dei contatori e requisiti minimi delle bollette;
- fascia oraria di disponibilità richiesta agli utenti per appuntamenti;
- tempi massimi concessi per il ripristino delle condizioni di tensione entro i livelli indicati dalle norme tecniche;
- procedura di preavviso agli utenti per sospensioni programmate;
- procedura per l'avviso agli utenti morosi di mancato pagamento e per l'eventuale distacco;
- interessi di mora;
- procedura di ricostruzione dei consumi in caso di cattivo funzionamento dei misuratori;
- livelli minimi di qualità e continuità del servizio;
- condizioni di servizio particolari per utenze in condizione di disagio fisico.

Le condizioni di erogazione del servizio e i livelli di qualità definiti con direttive dell'Autorità costituiranno obblighi di servizio per i soggetti esercenti, che li devono recepire nel proprio regolamento di servizio ai sensi dell'art. 2, comma 37, della legge n. 481/95. Le condizioni contrattuali e di erogazione del servizio regolamentate saranno aggiornate in modo graduale dall'Autorità e modificate per tenere conto di nuove esigenze.

Proposte per i livelli specifici di qualità

In materia di livelli specifici di qualità soggetti a rimborso automatico, le proposte dell'Autorità perseguono la duplice finalità di garantire e migliorare i livelli base di qualità in modo uniforme sul territorio nazionale e di rendere più efficace il sistema di rimborsi nel caso di loro mancato rispetto. Per ciascuna tipologia di utenza, l'Autorità intende definire livelli specifici di qualità soggetti a indennizzo automatico. L'Autorità propone un insieme di indicatori su cui definire livelli specifici per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione, l'utenza non domestica alimentata in bassa tensione e l'utenza alimentata in media tensione (Tav. 6.16).

TAV. 6.16 INDICATORI PROPOSTI PER I LIVELLI SPECIFICI DI QUALITÀ

Schema riassuntivo per tipologia di utenza

	UTENZA DOMESTICA BASSA TENSIONE	UTENZA NON DOMESTICA BASSA TENSIONE	UTENZA MEDIA TENSIONE
1. TEMPO MASSIMO DI PREVENTIVAZIONE	•	•	•
2. TEMPO MASSIMO DI ALLACCIAMENTO DI NUOVE UTENZE	•	•	
3. TEMPO MASSIMO DI ATTIVAZIONE O RIATTIVAZIONE PER SUBENTRO	•	•	
4. TEMPO MASSIMO DI DISATTIVAZIONE PER RICHIESTA DELL'UTENTE	•	•	
5. RISPETTO DI APPUNTAMENTI PERSONALIZZATI	•	•	
6. TEMPO MASSIMO DI RISPOSTA A RECLAMI O A RICHIESTE SCRITTE DELL'UTENTE	•	•	•
7. TEMPO MASSIMO PER L'EFFETTUAZIONE DI VERIFICHE TECNICHE SUI MISURATORI O SULLA TENSIONE	•	•	•
8. TEMPO MASSIMO DI RIATTIVAZIONE IN CASO DI DISTACCO PER MOROSITÀ		•	
9. TEMPO MASSIMO DI RIPRISTINO DELLA FORNITURA IN CASO DI INTERRUZIONI ACCIDENTALI			•
10. DURATA MASSIMA DELLE SOSPENSIONI PROGRAMMATE DELLA FORNITURA			•

Il processo di consultazione permetterà di definire i valori dei livelli specifici, ulteriori indennizzi se necessari e l'entità degli indennizzi automatici. I valori dei livelli specifici saranno determinati anche in relazione ai risultati di indagini di rilevazione della soddisfazione e delle aspettative degli utenti già in corso. Nei casi di mancato rispetto, i livelli specifici di qualità saranno soggetti a indennizzi automatici, che potranno essere accreditati direttamente sulla bolletta elettrica. I livelli specifici saranno modificati nel tempo in modo da migliorare progressivamente la qualità del servizio, tenendo conto anche degli aggiornamenti tariffari. Per le utenze in alta tensione non vengono proposti indicatori su cui definire livelli specifici di qualità in considerazione della natura contrattuale di queste forniture, anche nella prospettiva di liberalizzazione del servizio elettrico prevista dalla Direttiva europea 96/92/CE.

Proposte per i livelli generali di qualità

Nel settore dell'energia elettrica la qualità del servizio può costituire un importante fattore di competizione tra le aziende. Una piena concorrenza tra operatori sulla qualità sarà possibile solo con la liberalizzazione della fase di vendita. Fino ad allora è comunque possibile introdurre meccanismi comparativi e incentivanti, basati sulla rilevazione e pubblicazione di livelli generali di qualità e di continuità, una volta resi omogenei gli indicatori.

Per il miglioramento dei livelli generali di qualità, le proposte dell'Autorità mirano a introdurre tali meccanismi. A questo scopo è necessario definire e sperimentare un sistema nazionale di indicatori di qualità e continuità del servizio, del tipo:

- interruzioni accidentali, brevi (minori di 3 minuti) e lunghe (maggiori di 3 minuti): durata media e frequenza media per utente;
- sospensioni programmate della fornitura (con preavviso): durata media e frequenza media per utente;
- tempi di intervento per riparazione di guasti e di successivo ripristino del servizio;
- qualità per servizi di vettoriamiento;
- qualità ambientale della fase di fornitura.

I dati di qualità e di continuità del servizio di fornitura saranno pubblicati in rapporti di valutazione comparativi. In una prima fase l'Autorità prevede di applicare i livelli generali di qualità come strumento di promozione e di stimolo (*moral suasion*) nei confronti degli esercenti.

Successivamente, i livelli generali di qualità potrebbero essere utilizzati con modalità più cogenti. Si potrebbero ipotizzare sanzioni agli esercenti o segnalazioni alle amministrazioni concedenti in caso di mancato rispetto dei livelli generali, ovvero la trasformazione di alcuni livelli generali in livelli specifici soggetti a indennizzo automatico. Sarà infine valutata la possibilità di intro-

durre rimborsi generali agli utenti (cioè, sconti in tariffa) in caso di continuità inferiore a livelli predefiniti.

In sede di aggiornamento tariffario, sarà inoltre introdotto un fattore legato alla qualità nel metodo del *price cap*, per incentivare recuperi di continuità del servizio, anche allo scopo di ridurre le differenze territoriali dovute alle caratteristiche della rete.

Come esito dell'introduzione di livelli generali e specifici di qualità, il sistema delle Carte dei servizi potrà evolvere e migliorare:

- gli esercenti potranno utilizzare le proprie Carte dei servizi come strumento di comunicazione e di innovazione (offerte tariffarie differenziate in base alla qualità del servizio);
- l'amministrazione concedente potrà utilizzare i livelli specifici e generali di qualità fissati dall'Autorità, e altri eventualmente determinati in via autonoma, per integrare gli atti che disciplinano il rapporto di concessione (convenzione, contratto di programma, contratto di servizio);
- gli utenti e le loro associazioni potranno verificare comparativamente i livelli effettivi di qualità e promuovere localmente iniziative congiunte con le aziende per il monitoraggio e il miglioramento di aspetti critici del servizio.

GARANZIA DEI DIRITTI DI CONSUMATORI E UTENTI

La legge n. 481/95 investe l'Autorità di un ruolo significativo nelle azioni di garanzia, attribuendole un potere discrezionale di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni provenienti da utenti singoli o associati (art. 2, comma 12, lettera m). Nel rispetto del rapporto tra utente e azienda erogatrice del servizio, infatti, l'Autorità valuta i reclami che non hanno trovato una risposta soddisfacente da parte dell'azienda stessa e prende in esame le segnalazioni che le giungono dai consumatori e utenti.

Gli strumenti messi a disposizione dalla legge istitutiva dell'Autorità, più direttamente funzionali all'azione di tutela dei consumatori, si articolano in atti di natura generale e atti di natura individuale:

- la verifica della congruità delle misure adottate dagli esercenti al fine di assicurare un servizio efficiente, accessibile a tutti e con gli standard qualitativi richiesti (art. 2, comma 12, lettera n);
- le direttive volte a migliorare le condizioni di erogazione dei servizi, modificandone, dove necessario, le condizioni tecniche, giuridiche ed economiche di erogazione (art. 2, comma 12 lettere h, i, m);
- la diffusione dell'informazione sulle condizioni di svolgimento dei servizi

(art. 2, comma 12, lettera i);

- gli interventi su singoli casi volti a far cessare comportamenti lesivi dei diritti degli utenti (art. 2, comma 12, lettera m e comma 20, lettera d);
- la promozione del ricorso degli utenti alla risoluzione stragiudiziale delle controversie (art. 2, comma 24, lettera b).

Strumenti di garanzia

Una delle novità della legge 481/95 è rappresentata dalla previsione di una funzione di garanzia dell'Autorità di regolazione che trova la sua più esplicita espressione nel art. 2, comma 20, lettera d, laddove è previsto che essa *"ordina al soggetto esercente il servizio la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti..."*. La risoluzione che l'Autorità può dare a una controversia bilaterale si concretizza principalmente in un ordine di cessazione di un comportamento lesivo in atto al momento in cui l'ordine è emesso. Ad esempio è comportamento lesivo "attivo" l'imposizione di una tariffa diversa da quella stabilita dalla normativa vigente.

Al di fuori dei casi in cui sia accertabile l'esistenza di un comportamento lesivo in atto, l'Autorità non ha potere di intervento diretto e la soluzione praticabile da parte dell'utente è quella di rivolgersi alla magistratura ordinaria.

In alternativa, la legge istitutiva dell'Autorità prevede che l'utente possa ricorrere a procedure stragiudiziali di conciliazione o di arbitrato, cioè a procedure affidate a conciliatori o arbitri scelti in base a criteri predefiniti da appositi regolamenti o, nel caso dell'arbitrato, anche da apposite clausole contrattuali. Tali procedure non sono ancora operative, in quanto la loro attivazione presso l'Autorità è subordinata all'emanazione di un apposito regolamento governativo (art. 2, comma 24, lettera b).

In qualità di regolatore dei settori elettrico e del gas l'Autorità *"emana le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi."* (art. 2, comma 12, lettera h); essa inoltre, nella valutazione dei reclami e delle segnalazioni che le giungono da consumatori ed utenti, può imporre *"ove opportuno, modifiche alle modalità di esercizio degli stessi (i servizi), ovvero procedere alla revisione del regolamento di servizio..."* (art. 2, comma 12, lettera m). L'Autorità ha pertanto ampi poteri di intervento diretto sulle modalità con cui le imprese producono ed erogano il servizio. In particolare gli strumenti a disposizione sono provvedimenti di carattere generale che configurano un quadro di garanzie minime volte a coniugare efficacia e trasparenza nella produzione e nell'erogazione dei servizi. Tali provvedimenti possono riguardare non solo le condizioni tecniche di erogazione dei servizi (quindi tempi di allacciamento, interruzioni programmate, sicurezza), ma anche quelle giuridico/economiche (art. 2, comma 12, lettera i) e possono assumere la forma di interventi mirati a singoli aspetti del

rapporto di utenza o volti ad incidere su quei regolamenti di servizio di cui le aziende sono tenute a dotarsi (art. 2, comma 37, della legge 481/95).

Nell'anno trascorso, l'Autorità ha avviato, con la collaborazione delle imprese esercenti, la ricognizione delle condizioni prevalenti nel rapporto di utenza. L'attenzione si è concentrata sugli aspetti di maggiore incertezza per i diritti acquisiti dall'utente o di maggiore variabilità delle condizioni di servizio. La regolazione in questo campo è orientata ad ampliare la fascia dei diritti degli utenti, secondo un criterio di "ragionevolezza" che imponga agli esercenti dei giusti oneri, fissando delle soglie minime di garanzia senza predeterminare le politiche commerciali delle imprese esercenti. In particolare, sono in corso approfondimenti su: la periodicità e le modalità di fatturazione, gli interessi da imputare per ritardi nei pagamenti (interessi di mora), le procedure di distacco in caso di morosità, gli anticipi di fornitura, le cause di risoluzione del contratto da parte dell'azienda, la responsabilità dell'azienda nei casi di sospensione della fornitura per cause non imputabili all'utente, le procedure di reclamo.

Informazione di consumatori e utenti

Tra i compiti dell'Autorità vi è anche quello di assicurare la più ampia pubblicità delle condizioni di svolgimento dei servizi (art. 2, comma 12, lettera i) e di diffonderne la conoscenza al fine di garantire la trasparenza, la concorrenza e la possibilità di scelta degli utenti (art. 2, comma 12, lettera l).

L'intervento dell'Autorità in questo campo è orientato a colmare il deficit informativo sia in funzione di garanzia del soggetto più debole, sia di promozione di una dinamica che meglio simuli il mercato, laddove esso non sia in grado di operare autonomamente.

I rapporti sullo stato dei servizi, la diffusione dei risultati delle indagini sullo stato della qualità nei settori elettrico e del gas e sulla percezione che ne hanno gli utenti contribuiranno a stimolare una maggiore attenzione delle imprese ai loro stessi standard qualitativi anche laddove questi non siano già vincolati dalle direttive sulla qualità dell'Autorità stessa.

Nell'ambito di questa funzione gli strumenti a disposizione dell'Autorità sono essenzialmente direttive generali (art. 2, comma 12, lettera h) che impongano requisiti di trasparenza alle bollette e ai contratti, raccolta di informazioni presso le imprese e diffusione dell'informazione attraverso strumenti istituzionali di comunicazione.

Attività di garanzia degli utenti e di informazione

A partire dall'aprile 1997, sono pervenuti all'Autorità reclami riguardanti sia il settore elettrico sia quello del gas. Accanto ai reclami direttamente indirizzati

all'Autorità da consumatori e loro associazioni si contano, soprattutto nei primi mesi, reclami trasmessi per competenza da altre istituzioni, in particolare dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, e dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Al 30 aprile 1998 erano pervenuti all'Autorità 101 fra segnalazioni e reclami presentati in forma scritta. Di questi 20 si sono rivelate semplici richieste di informazioni, 2 sono state costituite da interpellanze parlamentari e 79 sono stati classificati come reclami. 45 segnalazioni e reclami sono stati avanzati da singoli utenti domestici, 50 da utenti non domestici, 6, essendo state avanzate da gruppi di cittadini, possono essere classificate come reclami collettivi; uno è pervenuto da un comune.

I reclami e le segnalazioni

I reclami degli utenti domestici hanno riguardato in primo luogo problemi connessi con i distacchi per morosità nel settore elettrico. Sono emersi casi di distacchi operati a fronte di pagamenti già effettuati da parte degli utenti interessati, in presenza di una situazione di posizioni creditorie nei confronti dell'esercente oppure a fronte di un debito inferiore ai costi di riattivazione della fornitura.

Connessi con questo stesso ordine di problemi sono i reclami in tema di ritardi nel ricevimento delle bollette, con conseguente impossibilità dell'utente di rispettare i termini di scadenza e imputazione a quest'ultimo di interessi di mora. Per quanto riguarda gli utenti domestici, un tema di reclamo diffuso è inoltre rappresentato dalla contestazione dei consumi addebitati a conguaglio, soprattutto in assenza di autolettura e con ridotta frequenza di rilevazione dei consumi effettivi.

Per quanto riguarda invece gli utenti non domestici, i reclami hanno riguardato principalmente problemi di continuità del servizio e corretta attribuzione e applicazione delle tariffe. Le interruzioni della fornitura possono comportare danni alla produzione anche di una certa rilevanza, mentre una non corretta applicazione delle tariffe si risolve in un uso inefficiente delle risorse aziendali. I reclami collettivi hanno prevalentemente riguardato il settore gas e si riferiscono sia a problemi di applicazione o interpretazione delle tariffe per ampi gruppi di utenti sia a ritardi nella costruzione delle reti o nell'erogazione del servizio. Sono stati segnalati casi in cui l'azienda ha utilizzato il proprio potere discrezionale nella scelta della struttura tariffaria in modo da penalizzare alcuni utenti a favore di altri (ad esempio, finanziando impropriamente sconti sulla tariffa T1 con aumenti sulle tariffe T2 e T3).

Infine, alcune segnalazioni hanno rilevato problemi relativi all'interpretazione e applicazione dei criteri adottati per il riconoscimento della tariffa T4.

L'Autorità ha avviato l'esame delle condizioni, richiedendo dati e precisazioni

alle parti in causa, allo scopo di individuare la sussistenza dei presupposti per interventi di propria competenza; ove richiesto, ha fornito le necessarie informazioni sulla normativa e sulla sua applicazione. In alcuni casi l'intervento degli uffici dell'Autorità ha consentito la composizione delle controversie in via informale.

Esempi di procedimenti

Nel corso del 1997 gli uffici dell'Autorità hanno acquisito informazioni dagli esercenti relativamente a tutti i reclami e le segnalazioni ricevuti. Un procedimento formale aperto nei confronti di un'impresa esercente il servizio elettrico ha condotto l'Autorità a emanare un ordine di cessazione di comportamento lesivo dei diritti di un utente industriale consistente in una richiesta di una somma a conguaglio non dovuta. L'ordine di cessazione ha imposto all'esercente il rispetto della norma contrattuale ed ha consentito all'utente di pagare solo quanto dovuto.

Sono state aperte alcune istruttorie conoscitive nei confronti di aziende distributrici di gas metano per usi civili per problemi connessi ad una non corretta applicazione del metodo tariffario e relativamente alle condizioni di fornitura per gli ospedali con consumi superiori a 300.000 mc/anno definite dall'accordo tra Snam e le aziende distributrici.

E' stato emesso un ordine di esibizione di documenti nei confronti di una azienda che non aveva ottemperato a ripetute richieste di informazioni avanzate dall'Autorità.

Le richieste di informazione

Oggetto di richiesta di informazioni, scritte e telefoniche, sono state soprattutto le tariffe elettriche e del gas. Nel primo caso è emersa una notevole difficoltà degli utenti a comprendere la struttura tariffaria e una palese insufficienza dei chiarimenti offerti dagli esercenti. Nella loro generalità le imprese esercenti manifestano un cultura non orientata all'utenza, una comunicazione solo formale, senza la predisposizione di strumenti orientati ad una efficace divulgazione.

Nel caso invece delle tariffe del gas le maggiori difficoltà derivano dalla variabilità delle tariffe che, per la stessa tipologia contrattuale, cambiano a seconda dei bacini di utenza: attualmente, ci sono 1.100 bacini tariffari e circa 7.000 tariffe. Frequenti richieste di informazione hanno anche riguardato il ruolo delle imposte, che gravano in misura differenziata sulle diverse tariffe.

Le richieste di informazioni hanno riguardato le modalità di rilevazione e di stima dei consumi di elettricità e gas. La gran parte degli esercenti ha scelto di ricorrere ad una fatturazione per acconti provvedendo poi periodicamente (ogni sei mesi o una volta all'anno) a inviare una fattura di conguaglio a seguito della rilevazione dei consumi effettivi. Soprattutto nei casi in cui la rileva-

zione dei consumi effettivi e quindi il conguaglio sono annuali, risulta difficile per l'utente ricostruire l'andamento dei propri consumi. La mancanza di trasparenza genera conflittualità fra esercenti e utenti e ostacola l'acquisizione di strumenti che aiutino gli utenti a indirizzare i propri consumi in modo più vantaggioso.

Gli uffici dell'Autorità hanno provveduto a fornire i chiarimenti e le informazioni richieste per iscritto predisponendo in particolare schede informative sulla struttura tariffaria; laddove necessario hanno dato seguito alle segnalazioni ricevute.

Note

L'importanza di questa funzione è rappresentata nella politica dell'Unione europea per i consumatori che va nella direzione di un sostegno esplicito alle attività che danno loro voce. Anche nel nostro paese, negli ultimi anni, si è accresciuto l'interesse verso le associazioni; queste hanno visto in parte riconosciuti i loro sforzi a favore dell'introduzione di una disciplina dei diritti dei consumatori e degli utenti che colmi la distanza dell'Italia da tutti gli altri paesi dell'Unione. A tali finalità risponde una recente iniziativa parlamentare volta a disciplinare i diritti dei consumatori e degli utenti.

- 2 Delibera n. 44/97.
- 3 Cfr. Capitolo 4.
- 4 Secondo l'indagine sulla rilevazione della soddisfazione e delle aspettative degli utenti condotta dall'Autorità su un campione di 3.500 casi, solo il 10 per cento degli utenti dichiara di aver visto o letto la Carta dei servizi dell'azienda erogatrice di gas o di energia elettrica.

PAGINA BIANCA

7. RAPPORTI ISTITUZIONALI

RAPPORTI CON ALTRE ISTITUZIONI PUBBLICHE

Ai sensi della legge istitutiva l'Autorità è chiamata a svolgere attività di consultazione, proposta e segnalazione al Governo e al Parlamento nelle materie di propria competenza. In quanto organismo nazionale competente per la regolazione e il controllo, svolge inoltre attività consultiva ai fini della definizione, del recepimento e della attuazione della normativa comunitaria.

Nel corso del primo anno di attività in più occasioni l'Autorità ha pertanto fornito pareri e formulato proposte, su richiesta o su propria iniziativa.

Alla Presidenza del Consiglio dei ministri sono stati inviati suggerimenti per la modifica sulla proposta di Direttiva europea per il gas (delibera 2 dicembre 1998, n. 129¹). Su richiesta della Presidenza del Consiglio dei ministri, è stato inviato un parere sullo schema di disegno di legge concernente la *"Legge quadro sulle problematiche dell'esposizione a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"*². Una proposta è stata inviata al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in merito alla liberalizzazione del mercato delle eccedenze elettriche (delibera 5 novembre 1997, n. 122). Un parere è stato espresso su richiesta del Ministero dei lavori pubblici in merito all'istanza presentata dall'Enel per il rilascio di una nuova autorizzazione per l'importazione e esportazione di energia elettrica (delibera 13 dicembre 1997, n. 133³).

L'Autorità ha trasmesso al Governo, ai Presidenti delle Camere, alla Consob e all'Autorità garante della concorrenza e del mercato raccomandazioni in esito all'indagine conoscitiva su un caso di iniziativa imprenditoriale congiunta da parte di Eni e di Enel (delibera 28 maggio 1997, n. 4)⁴. Con la Consob e con l'Autorità garante della concorrenza e il mercato è stata inoltre avviata un'attività di collaborazione su tematiche di interesse comune.

Il 24 settembre 1997 l'Autorità è stata ascoltata dalla Commissione attività produttive della Camera dei deputati nel quadro dell'indagine conoscitiva sull'energia, per fornire un parere sulle principali problematiche del settore elettrico e sull'avvio delle proprie attività in vista della liberalizzazione dei mercati da essa regolati⁵. Il 12 marzo 1998 l'Autorità ha presentato presso la Commissione permanente per l'industria, il commercio e il turismo del Senato le proposte relative alla regolamentazione delle tariffe e della qualità del servizio elettrico.

Consultazioni si sono svolte con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in diverse occasioni su temi di comune interesse emersi nel corso dell'anno. Tra questi, il problema dei contratti interrompibili e quello dell'uti-

lizzo dei rifiuti e dei combustibili diversi dai combustibili fossili tradizionali nelle centrali termoelettriche (delibera 30 gennaio 1998, n. 5).

RAPPORTI CON ISTITUZIONI INTERNAZIONALI ED ESTERE

L'art. 1, comma 16, della legge 31 luglio 1997, n. 249 prevede che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas collabori, anche mediante scambi e informazioni, con le Autorità e le amministrazioni competenti degli stati esteri al fine di agevolare le rispettive funzioni. Nell'esercizio di questo mandato l'Autorità ha partecipato a numerose attività di collaborazione con istituzioni internazionali.

L'Autorità partecipa allo *IEA Regulatory Forum* promosso e organizzato dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) dell'Ocse. Obiettivi dell'iniziativa sono lo scambio di informazioni e l'analisi dei mutamenti in atto sui mercati dell'elettricità e del gas nei paesi membri. Ai primi incontri del *Forum* svoltisi a Parigi e Stoccolma sono intervenuti regolatori indipendenti e rappresentanti governativi dei paesi Ocse.

L'Autorità partecipa anche allo *European Electricity Regulation Forum* organizzato dalla Presidenza del Consiglio europeo e dalla Commissione Europea (DG XVII, Direzione generale energia) per discutere problemi connessi all'attuazione della Direttiva europea per il mercato interno dell'elettricità. Nel primo incontro tenutosi a Firenze il 5 e 6 febbraio 1998 erano rappresentate le autorità di regolazione dei paesi europei e i ministeri competenti; sono stati affrontati temi legati al sistema di trasmissione e i principali nodi della regolazione in un contesto liberalizzato (separazione contabile, *stranded costs*, obblighi di servizio universale, fonti rinnovabili).

L'Autorità è presente in qualità di osservatore al gruppo di monitoraggio costituito dalla Commissione Europea sul processo di recepimento, da parte degli stati membri, della Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica⁶. Nel corso dell'anno l'Autorità ha sviluppato un programma di scambio di informazioni con regolatori indipendenti di altri paesi. Con la *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico* (CNES) spagnola e l'*Entidade Reguladora do Sistema Eléctrico* (ERSE) portoghese è stato predisposto uno schema di scambio sistematico e regolare di informazioni sui sistemi di regolazione, le caratteristiche e le funzioni dei regolatori indipendenti e gli assetti dei rispettivi mercati. Sono stati inoltre organizzati nel corso del 1997 incontri con cadenza quadrimestrale fra le tre Autorità per la discussione di tematiche di interesse comune e lo scambio di esperienze di regolazione (Lisbona, 7 marzo 1997, San Sebastian, 17-19 luglio 1997 e Milano, 12-13 dicembre 1997). Agli incontri hanno anche partecipato rappresentanti di altre istituzioni internazionali.

A testimonianza dell'interesse suscitato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, numerosi rappresentanti di istituzioni italiane ed estere, banche e imprese, società di consulenza, istituti di ricerca e studiosi hanno richiesto e ottenuto informazioni sull'Autorità e sulle prospettive di cambiamento dei servizi energetici regolati in Italia.

Nel mese di dicembre è stato invitato a Milano il Presidente della CNES spagnola, prof. Miguel A. Fernández Ordoñez per tenere un seminario sulla "Regolazione del sistema elettrico spagnolo". Il seminario è il primo di un ciclo di incontri con regolatori stranieri che l'Autorità intende organizzare per promuovere la diffusione di esperienze e culture di regolazione diverse.

CONSULTAZIONI CON I SOGGETTI INTERESSATI

Come richiesto dall'art. 2, comma 23, della legge istitutiva, l'Autorità si è dotata di un proprio regolamento per lo svolgimento delle audizioni periodiche delle formazioni associative dei consumatori e utenti, dei sindacati delle imprese e dei lavoratori e delle associazioni ambientaliste⁷.

Le audizioni periodiche sono regolate da procedure e consentono alle associazioni stesse di richiedere specifici argomenti da inserire all'ordine del giorno. Nel regolamento vengono disciplinate le audizioni speciali convocate anche su richiesta delle associazioni su specifici argomenti o temi particolari. In vista delle audizioni periodiche e speciali l'Autorità diffonde documenti di consultazione contenenti proposte o versioni preliminari dei provvedimenti da adottare, sollecitando osservazioni e commenti. L'intero impianto organizzativo e procedurale delle attività di consultazione realizza condizioni di elevata trasparenza.

In occasione dell'istruttoria conoscitiva sull'accordo tra Enel ed Eni per la costituzione di una società congiunta nel settore elettrico sono stati ascoltati i rappresentanti di Enel SpA, Eni SpA e Unapace (la principale formazione associativa di autoproduttori e di produttori nazionali indipendenti).

Nell'ambito del procedimento per l'adozione della delibera 26 giugno 1997, n. 70, il 12 giugno è stato diffuso un documento di consultazione relativo alla proposta di provvedimento dell'Autorità. Il 19 e il 20 giugno si sono svolte audizioni speciali collettive con le associazioni dei consumatori e utenti, ambientaliste, delle imprese e dei lavoratori e audizioni speciali individuali con Enel SpA e le associazioni rappresentative dei soggetti esercenti direttamente interessati al provvedimento (Federelettrica, Unapace e associazioni minori). Hanno partecipato alle audizioni speciali collettive 27 formazioni associative, di cui 7 associazioni di consumatori, 5 associazioni ambientaliste, 7 associa-

zioni sindacali, 5 associazioni di imprese e 4 altre associazioni rappresentative dei soggetti regolati.

Nel corso dell'istruttoria conoscitiva sulle eccedenze elettriche, aperta nel luglio del 1997 e chiusa con la delibera 28 ottobre 1997, n. 108, relativa alla formazione dei prezzi di tali eccedenze, l'Autorità ha ascoltato i soggetti direttamente interessati convocandoli in audizioni speciali individuali. In quella occasione sono stati ascoltati i rappresentanti di Apei, Enel SpA, Federelettrica, Unapace, Uniem, delle province autonome di Trento e di Bolzano e della regione Valle d'Aosta.

Il 10 novembre 1997, nell'ambito del procedimento per l'adozione del provvedimento relativo alla rideterminazione delle modificazioni tariffarie adottate dal Cip con i provvedimenti n. 15/93 e n. 17/93⁸, è stato diffuso un documento di consultazione contenente la relativa proposta di provvedimento.

Nei giorni 18 e 19 novembre 1997 sono state tenute audizioni speciali, a cui hanno partecipato complessivamente 22 formazioni associative, di cui 9 associazioni di consumatori, 3 associazioni ambientaliste, 5 associazioni sindacali, 3 associazioni di imprese e 2 associazioni rappresentative dei soggetti regolati interessati al provvedimento, e un'audizione individuale con Enel SpA e con altri soggetti regolati.

Nell'ambito dei procedimenti per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe elettriche⁹ e di qualità del servizio¹⁰, il 12 giugno 1997 è stato diffuso un primo documento di consultazione *"Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario"*. I soggetti che hanno partecipato alle audizioni speciali del 19 e 20 giugno 1997 hanno avuto occasione di esprimere un loro parere preliminare su questo documento. Al termine del processo di consultazione, erano state ricevute osservazioni scritte da parte di 34 soggetti. Il 12 marzo 1998 l'Autorità ha diffuso due nuovi documenti di consultazione denominati rispettivamente *"Linee guida per la regolamentazione delle tariffe dei servizi di vettoriamento e fornitura dell'energia elettrica e dei contributi di allacciamento"* e *"Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica"*. Fra il 20 e il 30 aprile 1998 si sono svolte le audizioni periodiche con tutti i soggetti interessati; le *"linee guida"* per la regolamentazione delle tariffe e della qualità del servizio elettrico ne hanno costituito l'argomento principale.

INTERVENTI A CONVEGNI E SEMINARI

L'Autorità segue con attenzione il dibattito scientifico, culturale e istituzionale sulle tematiche relative ai propri ambiti di regolazione. Il Presidente e i

Componenti dell'Autorità hanno partecipato a seminari e conferenze in Italia e all'estero su temi dedicati ai cambiamenti istituzionali e di mercato del settore energetico. Tali occasioni hanno consentito di chiarire ruolo e natura della nuova istituzione, di analizzare e discutere il contesto economico e istituzionale in cui essa opera e gli obiettivi che guidano i suoi interventi.

Il rapporto con gli organi di informazione è stato curato, oltre che con i comunicati e le conferenze stampa indette per presentare i principali interventi dell'Autorità, anche attraverso interviste rilasciate dal Presidente e dai Componenti dell'Autorità a quotidiani, radio e televisione. Gli interventi sono stati finalizzati a chiarire al pubblico meno specializzato la natura e le funzioni della nuova istituzione e le motivazioni dei provvedimenti adottati.

Note

- 1 Cfr. Capitolo 5.
- 2 Cfr. Capitolo 2.
- 3 Cfr. Capitolo 4.
- 4 Cfr. Capitolo 4.
- 5 Cfr. *Bollettino dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, n. 2, dicembre 1997.
- 6 Cfr. Capitolo 4.
- 7 Cfr. delibera 16 maggio 1997, n. 47.
- 8 DL 11 marzo 1997, n. 50, convertito con modificazioni nella legge 9 maggio 1997, n. 122, *"Disposizioni tributarie urgenti"*.
- 9 Delibera 30 maggio 1997, n. 57 *"Avvio del procedimento per la formazione del provvedimento di cui all'art.2, comma 12, lettera e della legge 481/95"*.
- 10 Delibera 31 luglio 1997, n. 81 *"Avvio del procedimento per la formazione dei provvedimenti di cui all'art.2, comma 12, lettera g e h della legge 481/95"*.

8. ORGANIZZAZIONE, PERSONALE E GESTIONE FINANZIARIA

FUNZIONAMENTO E ORGANIZZAZIONE DEGLI UFFICI

Le norme che disciplinano l'organizzazione interna sono state adottate in base all'autonomia che la legge istitutiva conferisce all'Autorità. Il regolamento approvato con delibera 11 dicembre 1996, n. 5 disciplina il funzionamento e l'organizzazione dell'Autorità, distinguendo fra le funzioni di indirizzo e di controllo, attribuite agli organi di vertice, e quelle di gestione, attribuite ai dirigenti.

Nel definire il proprio assetto organizzativo, l'Autorità ha seguito un percorso graduale. Inizialmente ha adottato un assetto transitorio e flessibile, imperniato sulla costituzione di gruppi di lavoro e uffici provvisori (delibera 26 marzo 1997, n. 25). Tale soluzione ha consentito la realizzazione del programma di lavoro per il primo semestre di attività, offrendo la possibilità di verificare le esigenze operative prima di adottare assetti organizzativi più stabili. Successivamente, con delibera 5 novembre 1997, n. 116, l'Autorità ha consolidato la propria organizzazione, definendo una struttura "a matrice", basata su tre aree operative cui prestano supporto quattro unità di servizio. In particolare, la struttura è articolata in:

- Area elettricità, organizzata in Divisione tariffe elettricità e Divisione assetti elettricità;
- Area gas, organizzata in Divisione tariffe gas e Divisione assetti gas;
- Area consumatori, organizzata in Divisione consumatori e utenti e Divisione qualità del servizio;
- Servizio amministrazione e personale, organizzato in Ufficio affari generali, Ufficio del personale e Ufficio ragioneria;
- Servizio legislativo e legale;
- Servizio documentazione e studi;
- Ufficio speciale relazioni esterne e rapporti con i mezzi di informazione.

Nel procedere al graduale consolidamento della struttura organizzativa, sono stati inoltre istituiti alcuni nuclei operativi finalizzati al raggiungimento di obiettivi specifici e limitati nel tempo, oppure allo svolgimento di procedimenti complessi con l'impiego di risorse appartenenti a diversi ambiti organizzativi. Tra questi il nucleo per la valutazione dei programmi e delle iniziative di cui al provvedimento Cip 29 aprile 1992, n. 6 e norme collegate (inquadrate nella Divisione assetti elettricità) e il nucleo per i controlli tecnici e le ispezioni, ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettere b, c e d della legge n. 481/95 (inquadrate nel Servizio legislativo e legale).

ACQUISIZIONE DI PERSONALE

Con delibera 14 ottobre 1997, n. 102, a modificazione di quanto in precedenza stabilito con la delibera del 11 dicembre 1996, n. 6, l'Autorità ha approvato una pianta organica del personale di ruolo comprendente 80 unità. La pianta organica prevede 16 unità inquadrare nella carriera dirigenziale (1 Direttore generale, 15 altri dirigenti), 37 unità inquadrare nella carriera funzionale, 24 nella carriera impiegatizia e 3 nella carriera esecutiva. Il ridotto numero di unità di natura esecutiva riflette la scelta di non appesantire la struttura con risorse destinate a mansioni ausiliarie, ritenendo più efficiente la loro acquisizione attraverso prestazioni di servizi.

L'articolo 2, comma 29, della legge istitutiva prevede che, in sede di prima attuazione, l'Autorità proceda al reclutamento del personale di ruolo mediante un'apposita selezione nella misura massima del 50 per cento dei posti previsti in pianta organica. Il reclutamento è avvenuto in fasi successive di cui l'ultima è in via di completamento.

Per consentire l'immediata operatività richiesta dal perseguimento dei propri fini istituzionali, l'Autorità ha innanzitutto deciso di acquisire un primo gruppo di dipendenti dotati di esperienza e capacità anche organizzative, attingendo in parte al personale posto a disposizione da altre amministrazioni pubbliche. Sono state pertanto assunte in ruolo, con la delibera 27 febbraio 97, n. 14, 10 unità (di cui 6 con qualifica di dirigente e 4 con quella di funzionario), scelte in base a una selezione effettuata tramite esame comparato dei *curricula* ricevuti, valutazione dei titoli di merito e delle qualificazioni e colloqui con i componenti dell'Autorità. Ulteriori assunzioni in ruolo di 4 unità (3 con qualifica di dirigente e 1 con qualifica di impiegato) sono avvenute nel mese di gennaio 1998.

Accanto al personale di ruolo, a partire dal mese di febbraio 1997 sono stati progressivamente attivati rapporti di lavoro a tempo determinato di durata biennale, che potranno essere rinnovati per non più di due volte. Anche in questo caso l'individuazione dei soggetti è stata effettuata mediante esame comparativo di *curricula* e interviste approfondite. Alla data del 30 aprile 1998 il personale dell'Autorità con contratto a tempo determinato raggiungeva le 31 unità, di cui 13 con qualifica di funzionario, 16 con qualifica di impiegato e 2 con qualifica di commessi; l'Autorità disponeva inoltre di 5 esperti esterni, 10 unità acquisite dalla pubblica amministrazione e da altri enti pubblici attraverso 5 comandi e 5 distacchi.

Considerando la carenza iniziale di risorse e le esigenze di intervento a carattere particolarmente specialistico, l'Autorità ha provveduto a ricorrere all'ap-

porto di esperti e collaboratori esterni per specifici temi, istituendo commissioni e gruppi di studio per affrontare problemi di particolare complessità e urgenza, soprattutto nel campo tariffario e degli assetti dei settori regolati.

Nel complesso, la compagine del personale è caratterizzata da un elevato grado di specializzazione e di qualificazione. La quasi totalità del personale è in possesso di un diploma di scuola superiore, circa il 70 per cento di un titolo di laurea; gran parte dei dirigenti e dei funzionari vanta esperienze di lavoro nei settori regolati.

Nel corso del mese di ottobre del 1997 è stato pubblicato un avviso pubblico su tre quotidiani a diffusione nazionale allo scopo di sollecitare la presentazione di ulteriori manifestazioni di interesse per l'inserimento nei ruoli dell'Autorità o, in alternativa, per contratti a tempo determinato. I requisiti richiesti prevedono che il possesso di un diploma di laurea sia corroborato da un'esperienza pluriennale nei campi di interesse per l'Autorità.

Con l'inizio del 1998 è stata avviata una nuova procedura di selezione del personale, basata sull'esame comparato dei *curricula* ricevuti (oltre 1.500, inclusi quelli pervenuti anteriormente alla pubblicazione dell'avviso pubblico), sulla valutazione dei titoli e dell'esperienza dei candidati, su colloqui con i componenti e i dirigenti dell'Autorità, nonché su prove attitudinali affidate a una società specializzata. La selezione, cui partecipa anche il personale in forza all'Autorità con rapporti di lavoro a tempo determinato, è destinata a completare la fase di prima attuazione.

SEDE IN MILANO E UFFICIO DI ROMA

Tenendo conto del dPcM del 22 ottobre 1996 con cui la città di Milano veniva individuata quale sede dell'Autorità, nel corso della riunione di insediamento del 4 dicembre 1996 l'Autorità decideva di fissare la propria sede provvisoria di lavoro in locali posti a disposizione, su indicazione del Prefetto, dal Commissario del Governo in Lombardia, siti in corso Monforte 27, Milano. Nella stessa riunione veniva anche deciso di attivare un ufficio provvisorio in Roma, via Molise 2.

L'Autorità deliberava quindi di avviare una trattativa privata per la ricerca di una sede dotata di caratteristiche adeguate; nelle more dell'esito della ricerca, prendeva in affitto locali per uffici in uno stabile vicino alla sede provvisoria di Milano e utilizzava un immobile concesso in comodato dall'Ente Fiera di Milano (dal mese di marzo al mese di giugno 1997). In seguito a valutazione comparativa di diverse proposte locative, il 14 giugno 1997 veniva sottoscritto un contratto con *Allianz Subalpina SpA*, società di assicurazione e riassi-

curazione, per la locazione dello stabile sito in piazza Cavour 5, in Milano, da adibire a sede definitiva dell'Autorità.

Nel frattempo, l'Autorità decideva anche una diversa ubicazione per l'ufficio di Roma, che veniva collocato in via dei Crociferi 19, utilizzando una porzione di un immobile concesso in comodato dagli organi preposti alla liquidazione dell'Ente nazionale per la cellulosa e la carta.

LE RISORSE INFORMATICHE

Fin dall'avvio dell'attività, l'Autorità si è dotata di attrezzature informatiche in grado di porre il personale in condizione di immediata operatività.

Nel corso del 1997 sono stati acquisiti 53 *personal computer* di recente generazione, 50 stampanti e 4 apparecchiature per la digitalizzazione dei documenti. È stata avviata la costituzione di un sistema informatico completo, adattando le infrastrutture trasmissive già presenti nell'immobile in cui ha sede l'Autorità e collegando in linea le postazioni di lavoro locali a un *server* di media potenza, in grado di fornire servizi informatici di condivisione e salvaguardia dei dati. Due postazioni sono state dedicate all'interrogazione di banche dati e al collegamento ai servizi *Internet*.

Nel mese di settembre 1997 è stato sottoscritto un contratto di servizi per l'accesso a *Internet*, comprensivo dell'attivazione di caselle di posta elettronica. Durante il mese di novembre è stato creato il sito provvisorio dell'Autorità, sul quale sono stati pubblicati i principali regolamenti e atti emanati dall'Autorità, nonché altri documenti di interesse istituzionale. È stato inoltre avviato il progetto per il sito definitivo dell'Autorità, affidandone la realizzazione a una società specializzata.

Nel secondo semestre dell'anno sono stati sviluppati i primi strumenti applicativi per la gestione di dati di natura anagrafica, strutturale, economica e di qualità del servizio reso dalle aziende elettriche e del gas, definendo l'architettura preliminare per l'archiviazione e la condivisione delle informazioni. È stato inoltre avviato lo studio di fattibilità per la connessione telematica tra la sede di Milano e l'ufficio di Roma.

LA GESTIONE FINANZIARIA

L'Autorità ha approvato, con delibera 4 dicembre 1996, n. 3, il regolamento di contabilità con allegato schema dei conti. Il regolamento disciplina la gestione finanziaria (bilancio di previsione, rendiconto annuale, struttura delle

entrate e procedure di spesa), la gestione patrimoniale e la natura dei contratti stipulati dall'Autorità.

Il bilancio preventivo per il periodo 11 novembre 1996 - 30 giugno 1997 è stato approvato con delibera 4 dicembre 1996, n. 4, e quindi modificato, per assumere quale riferimento per l'esercizio finanziario l'anno 1997, dalla delibera del 30 maggio 1997, n. 59. La scelta ha riflesso sia la disponibilità finanziaria, sia l'indicazione da parte del Ministero del tesoro sull'opportunità di riferire l'esercizio all'anno solare.

Il rendiconto annuale dell'Autorità è articolato in titoli, categorie e capitoli, per riflettere i criteri propri delle amministrazioni pubbliche. Il rendiconto è formulato in termini finanziari di competenza e di cassa.

La gestione finanziaria si svolge in base al bilancio annuale di previsione approvato dall'Autorità. Nel primo esercizio, caratterizzato dall'assenza di consistenze finanziarie iniziali e di residui perenti, le entrate accertate (complessivamente pari a 18,8 miliardi di lire) hanno superato spese impegnate (12,7 miliardi di lire), generando un avanzo di amministrazione. Unitamente a incrementi patrimoniali riconducibili all'acquisizione di attrezzature informatiche, di altri beni mobili e di materiale bibliografico, tale avanzo si è tradotto in un attivo patrimoniale di 6,6 miliardi di lire (Tav. 8.1).

Le entrate finanziarie sono costituite quasi esclusivamente dal contributo a carico dei soggetti esercenti il servizio di energia elettrica e gas. Tale contri-

TAV. 8.1 **PROSPETTO RIASSUNTIVO DELLE PRINCIPALI VOCI DI RENDICONTO**
Esercizio 11 novembre 1996 - 31 dicembre 1997

	MILIARDI DI LIRE	COMPOSIZIONE PERCENTUALE
ENTRATE	18,76	100,0
CONTRIBUTO A CARICO DEI SOGGETTI REGOLATI	18,51	98,7
ALTRE ENTRATE	0,25	1,3
SPESE	12,73	100,0
<i>SPESE CORRENTI:</i>	<i>11,69</i>	<i>91,8</i>
FUNZIONAMENTO DEGLI ORGANI ISTITUZIONALI	1,80	14,2
PERSONALE IN SERVIZIO	4,44	34,8
COMITATI, CONSULENZE E PRESTAZIONI DI SERVIZI RESE DA TERZI	2,84	22,3
LOCAZIONI E MANUTENZIONE LOCALI	1,50	11,8
ALTRE SPESE PER ACQUISTO DI BENI E SERVIZI	1,11	8,7
<i>SPESE IN CONTO CAPITALE</i>	<i>1,04</i>	<i>8,2</i>
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE	6,03	-

buto viene versato entro il 31 luglio di ogni anno secondo la misura e con le modalità stabilite con un decreto del Ministro delle finanze, emanato di concerto con il Ministro del tesoro. Il decreto del Ministro delle finanze del 30 luglio 1996 ha fissato la misura del contributo allo 0,4 per mille dei ricavi conseguiti nell'esercizio 1995 dagli esercenti il servizio di pubblica utilità dell'energia elettrica e del gas; ne è derivato un introito di 18,5 miliardi di lire.

Dal lato delle uscite, le spese per il personale e per il funzionamento degli organi istituzionali costituiscono quasi il 50 per cento del totale. Per contenere i costi si è preferita l'acquisizione sul mercato di prestazioni di servizi rispetto all'assunzione di personale, attivando per quanto possibile procedure di gara. Questa soluzione è stata soprattutto adottata nel campo della contabilità retributiva, dei servizi di supporto informatico, dei servizi di custodia dell'immobile e di trasporto dei componenti e del personale.

Le spese riconducibili alla locazione e alla manutenzione dei locali di pertinenza dell'Autorità sono state pari a circa 1,5 miliardi di lire. A tale importo hanno concorso impegni di spesa dell'ordine di 400 milioni assunti per l'effettuazione di interventi di prima manutenzione nella sede di piazza Cavour in Milano, necessari per permettere una razionale dislocazione del personale.

Le spese in conto capitale ammontano a poco più di un miliardo di lire. Fra queste si distinguono le spese per le attrezzature informatiche e per l'approvvigionamento delle prime dotazioni della Biblioteca. In questo modo si è provveduto a costruire una base per la realizzazione di servizi di alta specializzazione tecnica a supporto dei compiti istituzionali dell'Autorità. Non sono stati sostenuti oneri per l'acquisto di veicoli.

GLOSSARIO

Accesso di terzi alla rete: secondo la Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (96/92/CE), l'accesso dà la possibilità di immettere e/o di prelevare energia elettrica da una rete di trasmissione e di distribuzione a produttori e clienti idonei, ossia anche a terzi non proprietari della rete. L'accesso può essere organizzato secondo tre diverse modalità:

- **accesso alle reti negoziato:** sistema di accesso basato su contratti individuali a prezzi liberamente negoziati dalle parti (produttore/cliente idoneo e gestore della rete);
- **accesso alle reti regolamentato:** sistema di accesso basato su contratti individuali (produttore/cliente idoneo e gestore della rete) a prezzi regolati da un apposito organismo (Autorità di regolazione, Ministero, ecc.);
- **acquirente unico** (vedi *infra*).

Nel settore del gas, secondo la proposta di Direttiva approvata dal Consiglio nel dicembre 1997, l'accesso alle reti riguarderà il sistema di trasporto e distribuzione, comprese le funzioni ausiliare di stoccaggio e potrà avvenire secondo le modalità previste per la direttiva sul mercato elettrico, tramite *accesso negoziato* o *accesso regolamentato*; non è invece esplicitamente prevista la possibilità dell'acquirente unico.

Acquirente unico (AU): soggetto del mercato elettrico introdotto dalla Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (96/92/CE, art. 2): "*persona giuridica responsabile, nella rete in cui è stabilita, della gestione unificata della rete di trasmissione e/o dell'acquisto e della vendita centralizzati dell'energia elettrica*". L'AU può pertanto svolgere le seguenti funzioni:

- gestore unificato della rete di trasmissione;
- acquirente e venditore centralizzato dell'energia elettrica;
- entrambe le funzioni.

Altre caratteristiche e attribuzioni dell'AU sono definite negli artt. 15, 16 e 18 della Direttiva. L'art. 15 afferma che è compito di ogni singolo Stato membro designare l'AU e che gli stessi Stati membri dovranno emanare le disposizioni che garantiscano che l'AU sia gestito separatamente dalle attività di generazione e di distribuzione. L'art. 16 indica l'AU come una delle modalità con cui può essere organizzato l'accesso alla rete (vedi *supra*). Se gli Stati membri scelgono questa modalità, l'accesso alle reti di trasmissione e di distribuzione (art. 18, comma 1, punto i) dovrà avvenire ad una tariffa non discriminatoria; tale tariffa non vale per le esportazioni dei pro-

duttori indipendenti; i prezzi di accesso alla rete sono lasciati alla libera contrattazione delle parti (art. 18, comma 1, punto iv). Lo stesso articolo dispone che gli Stati membri possono scegliere se imporre all'AU di acquistare energia elettrica oggetto di un contratto tra un cliente idoneo e un produttore indipendente; se essi scelgono di imporre l'obbligo del riacquisto, l'AU dovrà pagare un prezzo pari al prezzo di vendita che egli stesso offre ai propri clienti idonei, dedotto il prezzo per l'uso della rete (come da tariffe pubblicate). Se invece gli Stati membri non impongono l'obbligo del riacquisto, il prezzo pagato per l'accesso alla rete dei clienti idonei può essere pari alla tariffa pubblicata o essere il frutto di accordi commerciali volontari tra le parti (art. 18, comma 3).

Agenzia Internazionale dell'Energia, Aie (*International Energy Agency, Iea*): organizzazione costituita nel 1974 per realizzare l'*International Energy Program (Iep)*, un accordo tra paesi Ocse, dopo la decisione unilaterale dell'Opec di aumentare notevolmente il prezzo del greggio. Principali compiti della Aie, costituita come organismo autonomo coordinato in ambito Ocse, sono di: a) cooperare per ridurre la dipendenza dal petrolio, attraverso programmi di risparmio energetico e lo sviluppo di fonti energetiche alternative; b) creare un sistema informativo sui mercati internazionali dell'energia e un luogo di consultazione tra le imprese energetiche; c) promuovere la cooperazione tra paesi produttori e consumatori di petrolio allo scopo di creare un commercio stabile dell'energia e una sua migliore utilizzazione nel mondo; d) mettere a punto un piano di emergenza per ripartire tra i paesi membri il petrolio disponibile nel loro ambito, nel caso di blocco degli approvvigionamenti. L'Agenzia ha sede a Parigi e ne sono membri i seguenti paesi: Australia, Austria, Belgio, Canada, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Giappone, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Norvegia, Nuova Zelanda, Olanda, Portogallo, Regno Unito, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia, e USA.

Allacciamento: deviazione della linea di distribuzione dalla rete al punto di prelievo dell'utente.

Arbitrato: procedura di soluzione di controversie che, derogando alla giurisdizione ordinaria, permette alle parti di rivolgersi a giudici privati nella sede individuata e secondo regole scelte di comune accordo. Il risultato è una decisione dell'arbitro, il quale emette una sentenza (lodo).

Autoproduttore: impresa industriale che, congiuntamente alla propria attività principale, produce, individualmente o in partecipazione, energia elettrica

destinata in tutto o in parte ai propri fabbisogni. L'eventuale eccedenza produttiva (vedi *infra*) viene ceduta ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 9, alla rete elettrica nazionale.

Bilancio ambientale: strumento contabile in grado di fornire una rappresentazione unitaria e coerente delle interrelazioni dirette tra l'impresa e l'ambiente naturale, attraverso un quadro riassuntivo di dati quantitativi relativi all'impatto ambientale di determinate attività produttive e all'impegno economico dell'impresa nel campo della protezione ambientale.

Bilancio energetico: strumento contabile in grado di fornire una rappresentazione unitaria e coerente dei flussi energetici (produzione, importazione, esportazione, trasformazione, utilizzazione) di un certo impianto o area geografica in un dato periodo di tempo. Normalmente, i bilanci riportano le quantità di energia necessarie per il fabbisogno energetico espresse in quantità equivalenti di un solo tipo di energia primaria (in generale il petrolio). Il prospetto di bilancio permette di evidenziare due saldi significativi:

- a) consumi interni lordi (o impieghi interni di fonti primarie) (vedi *infra*);
- b) consumi finali di energia (o impieghi finali) (vedi *infra*).

Biomassa: masse biologiche che possono essere recuperate e convertite in energia elettrica, in calore o in prodotti chimici sostitutivi di derivati del petrolio (biocarburanti). Per la loro capacità di rigenerarsi, vengono generalmente considerate fonti rinnovabili. Possono suddividersi in quattro categorie:

- residui agroindustriali;
- sottoprodotti agricoli;
- residui forestali e dell'industria del legno;
- colture energetiche.

Cassa conguaglio per il settore elettrico (Ccse): istituzione con il compito di gestire il sistema di perequazione tariffaria, cioè dei flussi in entrata, derivanti dal pagamento di componenti tariffarie da parte degli utenti finali, e dei corrispondenti flussi in uscita, consistenti nei contributi alle imprese aventi diritto.

Il decreto legislativo del Capo provvisorio dello Stato del 15 settembre 1947, n. 896 attribuiva al Cip la facoltà di istituire Casse di conguaglio. L'attuale Ccse è stata istituita dal provvedimento Cip 29 agosto 1961, n. 341, in corrispondenza dell'unificazione su tutto il territorio nazionale dei prezzi e strutture tariffarie nel settore elettrico. Con la legge n. 481/95 sono state trasferite all'Autorità le competenze in materia di Ccse.

Cip (Comitato interministeriale dei prezzi): comitato costituito presso il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e presieduto dal Ministro con il compito di coordinare e disciplinare i prezzi di determinate merci e servizi, tra cui le tariffe dell'energia elettrica e del gas. E' stato abolito in data 31 dicembre 1993 dalla legge n. 577 e le sue competenze sono state trasferite in via transitoria al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Clienti idonei: secondo la Direttiva europea 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e la proposta di Direttiva sul gas del dicembre 1997, sono i clienti ammessi a operare sul mercato libero, scegliendo il proprio fornitore. Essi hanno la facoltà di acquistare energia elettrica o gas da qualsivoglia operatore presente sul mercato e di ottenere il trasporto di tale energia sulle reti di trasmissione e distribuzione.

Clienti vincolati: secondo la terminologia della Direttiva europea 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e la proposta di Direttiva sul gas del dicembre 1997, si tratta dei clienti non ammessi a operare sul mercato libero, ma soggetti a tariffe regolamentate.

Cogenerazione: produzione congiunta (in uno stesso impianto) di energia elettrica e di calore.

Concessione: atto amministrativo con il quale il titolare di un diritto esclusivo assegna a terzi l'esercizio di un'attività che altrimenti sarebbe riservata solamente all'autorità concedente. Le attività connesse al servizio elettrico sul territorio nazionale costituiscono oggetto di concessione da parte dello Stato all'Enel SpA. Ai sensi dell'art. 3, comma 7 della legge n. 481/95, le attività elettriche già esercitate dalle imprese elettriche degli enti locali restano affidate in concessione da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Nel settore del gas, la concessione permette al Comune, titolare del servizio, di attribuire le attività di distribuzione del gas a un soggetto terzo.

L'articolazione dei diritti e degli obblighi del concessionario costituisce parte integrante del disciplinare di concessione. Nel caso della concessione attribuita a Enel SpA con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in data 28 dicembre 1995, a norma della legge 8 agosto 1992, n. 359, il disciplinare (chiamato anche convenzione) regola l'esercizio sul territorio nazionale dell'attività di trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta (art. 1, comma 1). Il

disciplinare non regola, invece, le attività di importazione e esportazione, in quanto trattasi di attività sul cui regime giuridico inciderà l'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE. Rispetto all'attività di produzione, la convenzione regola solo gli aspetti concernenti il conferimento di dette attività ad una società separata e le modalità relative alla programmazione e realizzazione dei nuovi impianti di generazione (art. 1, comma 2).

Conciliazione: procedura stragiudiziale volontaria finalizzata alla soluzione di controversie di modesta entità, libera da vincoli procedurali. Il risultato non è una decisione, come nel caso dell'arbitrato (vedi *supra*), ma una mediazione delle ragioni di entrambe le parti.

Convenzione: accordo o contratto stipulato tra due pubbliche amministrazioni o una pubblica amministrazione e un privato.

Consumi finali di energia (o impieghi finali): quantità di energia consumata negli usi finali (vedi energia, usi finali). Nel caso dei consumi finali di energia elettrica questi sono pari alla somma dell'energia elettrica fatturata dagli esercenti e di quella autoconsumata dagli autoproduttori.

Consumo interno lordo di energia: saldo del bilancio energetico pari alla somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e delle variazioni delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate.

Consumo interno lordo di energia elettrica: produzione lorda di energia elettrica più saldo degli scambi con l'estero.

Contributo di allacciamento: prezzo pagato dall'utente per il servizio di allacciamento alla rete di distribuzione, attraverso la derivazione della linea di distribuzione dalla rete al punto di prelievo dell'utente, o per la modifica di allacciamenti esistenti.

Conversione, fattori di: coefficienti che consentono di confrontare su una base comune quantità espresse con unità di misura diverse (Tav. a).

Costi evitati: costi che possono essere risparmiati se una determinata attività viene dismessa o evitata. I costi evitati includono tutti i costi direttamente e

TAV. a FATTORI DI CONVERSIONE DI UNITÀ DI MISURA DELL'ENERGIA

UNITÀ DI MISURA	J	kWh	kcal	Btu	tec	tep
J	1	$2,778 \times 10^{-7}$	$2,388 \times 10^{-4}$	$9,482 \times 10^{-4}$	$3,229 \times 10^{-11}$	$2,388 \times 10^{-4}$
kWh	$3,6 \times 10^6$	1	860	3.412	$1,162 \times 10^{-4}$	$8,6 \times 10^{-5}$
kcal	4.186	$1,163 \times 10^{-3}$	1	3,968	$1,351 \times 10^{-7}$	10^{-7}
Btu	1.055	$2,931 \times 10^{-4}$	0,252	1	$3,405 \times 10^{-8}$	$2,52 \times 10^{-4}$
tec	$30,976 \times 10^9$	$8,604 \times 10^3$	$7,400 \times 10^6$	$29,366 \times 10^6$	1	0,74
tep	$4,186 \times 10^{10}$	$11,625 \times 10^3$	10^7	$39,683 \times 10^7$	1,351	1

- J: joule
- kWh: kilowattora
- kcal: kilocaloria
- Btu: *British thermal unit*
- tec: tonnellate equivalenti di carbone
- tep: tonnellate equivalenti di petrolio

indirettamente causati dall'attività nell'orizzonte temporale considerato: di conseguenza, possono comprendere sia i costi delle immobilizzazioni (investimenti), sia i costi correnti.

Curva di carico: rappresentazione della domanda di elettricità che evidenzia l'evoluzione continua della potenza elettrica richiesta dalla rete nel corso del tempo; essa viene fatta corrispondere, istante per istante, all'offerta di energia elettrica prodotta dalle centrali elettriche.

Direttiva comunitaria (o europea): atto giuridico delle istituzioni comunitarie; si rivolge agli Stati membri, ha efficacia vincolante per quanto attiene al risultato da raggiungere ma lascia liberi gli Stati membri nella scelta delle forme e dei mezzi atti a conseguire il risultato da essa indicato. Viene incorporata nell'ordinamento nazionale attraverso il suo recepimento, effettuato con approvazione parlamentare di una legge.

Dispacciamento: attività operativa che fa fronte, istante per istante, alle richieste di energia elettrica o di gas naturale, a livello nazionale.

Nel caso dell'energia elettrica, il centro di dispacciamento, sulla base dei costi (fissi e variabili) degli impianti di generazione, distinti per diversi intervalli di tempo, chiama in funzione gli impianti secondo un ordine che può seguire criteri tecnici o economici. Sulla base delle previsioni di domanda e delle richieste effettive di energia elettrica lungo l'arco della giornata, il dispacciatore stabilisce quali centrali debbano produrre e quali debbano rimanere come riserva

di potenza in modo da garantire in ogni momento la copertura della richiesta. Nel caso di strutture disintegrate verticalmente, in cui il dispacciatore non è anche proprietario degli impianti di produzione, l'ordinamento degli impianti viene effettuato sulla base dei prezzi o dei costi di produzione dichiarati dai singoli impianti nelle loro offerte.

Nel caso del gas naturale, il dispacciamento mantiene il bilancio richiesta-disponibilità, utilizzando il gas importato attraverso i metanodotti collegati alla rete internazionale, il gas dei pozzi naturali, il gas ottenibile dagli stoccaggi di gas naturale liquefatto e il gas ottenibile dallo stesso sistema dei metanodotti, variando, entro certi limiti, la loro pressione.

Distribuzione: attività di trasporto dell'energia elettrica su linee a tensione variabile a seconda del tipo di utilizzo e di consegna ai singoli utenti. Per il gas si distingue tra distribuzione primaria, che avviene normalmente con reti ad alta pressione (> 5 bar), partendo dai metanodotti principali (o dorsali); e distribuzione secondaria, che è svolta a livello locale tramite reti a media pressione (tra 0,5 e 5 bar) e bassa pressione ($< 0,5$ bar). In Italia, la distribuzione secondaria è attualmente svolta da soggetti diversi (aziende distributrici) da quelli che operano nel trasporto e nella distribuzione primaria.

Eccedenze di energia elettrica: quantitativi di energia elettrica prodotti da un autoproduttore (vedi *supra*) superiori al proprio fabbisogno, che vengono ceduti ai sensi della legge n. 9/91 alla rete nazionale senza la messa a disposizione di una quota di potenza prefissata degli impianti.

Energia elettrica richiesta sulla rete: produzione netta destinata al consumo più saldo (positivo o negativo) con l'estero (importazioni meno esportazioni di energia elettrica). L'energia elettrica richiesta su una rete è anche uguale alla somma dei consumi di energia elettrica degli utilizzatori finali (domanda finale) e delle perdite di trasmissione e di distribuzione.

Energia, usi finali: impieghi ai quali è destinata l'energia consegnata agli utilizzatori dopo le trasformazioni operate dal settore energetico. La classificazione tradizionale delle utenze in base alla tipologia d'impiego è la seguente: a) usi civili, b) usi industriali, c) usi per trazione. Nell'ambito di questa classificazione la domanda di energia può essere distinta in relazione agli usi finali (calore, illuminazione, movimento meccanico, elettrochimica, ecc.) o per forma energetica (energia meccanica, energia elettrica, energia termica).

Fonti energetiche primarie: prodotti energetici allo stato naturale: carbone

fossile, lignite picea e xiloide, petrolio greggio, gas naturale, energia idraulica, energia geotermica, combustibili nucleari.

Fonti energetiche assimilate: risorse energetiche di origine fossile che nel sistema legislativo italiano vengono assimilate a quelle rinnovabili in virtù degli elevati rendimenti energetici secondo criteri stabiliti dalla legge (vedi *Indice energetico*). Secondo il disposto del provvedimento Cip n.6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti assimilate gli impianti di cogenerazione (vedi *supra*); impianti che utilizzano calore di recupero, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi e impianti, nonché impianti che utilizzano gli scarti di lavorazioni e/o processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati.

Fonti energetiche rinnovabili: risorse naturali dotate di un potenziale energetico la cui disponibilità dipende essenzialmente da processi naturali direttamente o indirettamente riconducibili alla radiazione solare (irraggiamento, potenziale idroelettrico, energia eolica, fotosintesi delle biomasse e all'energia geotermica).

Fonti energetiche secondarie o derivate: fonti in cui l'energia deriva dalla trasformazione dell'energia primaria in altra forma di energia o da successive lavorazioni delle fonti secondarie stesse.

Gas serra: sostanze inquinanti presenti nell'atmosfera (anidride carbonica, protossido di azoto, metano, ozono e i clorofluorocarburi o CFC) che tendono a bloccare l'emissione di calore dalla superficie terrestre. La loro concentrazione crescente nell'atmosfera produce un effetto di riscaldamento della superficie terrestre e della parte più bassa dell'atmosfera. Qualora l'accumulazione progressiva e accelerante di questi gas continui incontrollata, secondo molti scienziati è probabile che si determini una tendenza al surriscaldamento della superficie terrestre e alla modificazione del clima. Tuttavia, permangono incertezze sull'entità di tali effetti e sulla loro configurazione geografica e stagionale.

Grado di sviluppo in un bacino tariffario di distribuzione del gas: il consumo medio per utente nell'ultimo anno di riferimento, con esclusione delle vendite in deroga (vedi *infra*), espresso in Mcal/utente.

Gas di petrolio liquefatti (gpl): famiglia di prodotti petroliferi costituita principalmente da idrocarburi semplici come il propano e il butano, che si trovano

allo stato gassoso a temperatura e pressione atmosferica ordinaria ma che possono essere facilmente liquefatti con l'aumento della pressione. Ciò ne consente il trasporto sia in forma gassosa attraverso reti urbane, sia in bombole o su carri cisterna. Sono caratterizzati da grande versatilità d'uso, ma sono normalmente più costosi del metano; pertanto il loro utilizzo in reti urbane è solitamente limitato a zone non servite dalla rete dei metanodotti.

Imprese elettriche degli enti locali (IEEL): aziende di proprietà di un ente locale che distribuiscono in aree limitate energia elettrica prodotta in proprio o acquistata dall'Enel.

Indice energetico (Ien): parametro introdotto dal provvedimento Cip n. 6 del 1992 per la definizione delle condizioni di assimilabilità di un impianto termoelettrico a un impianto alimentato da fonti rinnovabili. Il provvedimento richiede che sia verificata la seguente condizione:

$$\text{Ien} = \frac{E_e}{E_c} + \frac{1}{0,9} \cdot \frac{E_t}{E_c} - a \geq 0,51$$

dove E_e rappresenta l'energia elettrica prodotta annualmente, E_t è l'energia termica utile, E_c è l'energia immessa nell'impianto attraverso i combustibili fossili e

$$a = \left(\frac{1}{0,51} - 1 \right) \cdot \left(0,51 - \frac{E_e}{E_c} \right)$$

La condizione $\text{Ien} \geq 0,51$ equivale a

$$\frac{1}{0,51} \cdot \frac{E_e}{E_c} + \frac{1}{0,9} \cdot \frac{E_t}{E_c} \geq 1$$

Tale condizione risulta verificata, tra l'altro, nel caso di produzione elettrica effettuata con efficienza superiore al 51 per cento, un valore facilmente ottenibile attraverso le moderne tecnologie a combustibile fossile. Il coefficiente 0,51 rappresentava l'efficienza limite degli impianti a ciclo combinato al momento dell'entrata in vigore del provvedimento CIP n. 6/92, ma lo sviluppo delle tecnologie ha portato oggi questa soglia vicino al 60 per cento. Il provvedimento non impone un valore minimo per E_t ; pertanto la condizione di assimilabilità può essere raggiunta anche da impianti che non producono in cogenerazione.

Contratti con clausole di interrompibilità: atti negoziali direttamente concordati tra Enel SpA e alcuni grandi utenti industriali non disciplinati da specifici provvedimenti amministrativi. Tali contratti sono caratterizzati da una

clausola di interrompibilità della fornitura che riconosce a Enel SpA a fronte di uno sconto in tariffa la facoltà di richiedere la riduzione dei prelievi entro i limiti contrattualmente concordati in modo da fronteggiare eventuali situazioni di emergenza sulla rete attraverso una riduzione dei carichi di rete.

Mercato contendibile: mercato caratterizzato dall'assenza di costi non recuperabili o altre barriere all'entrata o vantaggi delle imprese già operanti che potrebbero impedire a nuovi entranti non meno efficienti di competere in condizioni paritarie.

Mercato vincolato: secondo la terminologia introdotta dalla Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (96/92/CE) indica la quota del mercato non aperta alla concorrenza.

Operatore del sistema di trasmissione o gestore della rete: l'art. 7 della Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (96/92/CE) lo definisce quale soggetto responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete di trasmissione in una data zona e dei relativi dispositivi di interconnessione con altre reti, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. L'art. 8 attribuisce al gestore della rete anche la responsabilità del dispacciamento degli impianti di generazione nella propria area di competenza e della determinazione dell'uso delle interconnessioni con altri sistemi. I criteri di dispacciamento devono essere trasparenti, neutrali e applicati in maniera non discriminatoria.

Ordine di merito: l'ordine con il quale, istante per istante, gli impianti di generazione vengono chiamati a operare per soddisfare la domanda di energia elettrica.

Ore piene - ore vuote: periodi che statisticamente presentano rispettivamente la maggiore e la minore richiesta di energia elettrica su una rete. Nella delibera dell'Autorità n. 108/97, l'espressione ore piene designa le ore che comprendono le ore di punta nonché le ore di alto e medio carico.

Nel caso di applicazione di tariffa bioraria o multioraria (vedi *infra*), corrispondono rispettivamente alla tariffa maggiore e a quella minore; nel caso dei corrispettivi per l'energia ceduta dai produttori alla rete dell'Enel, corrispondono rispettivamente al prezzo massimo e al prezzo minimo.

Ossidi di azoto: agenti inquinanti che si formano nei processi di combustione nei quali l'azoto libero, che costituisce circa l'80 per cento dell'atmosfera, si combi-

na con l'ossigeno. Dei vari ossidi di azoto, influiscono maggiormente all'inquinamento atmosferico il monossido di azoto (NO) e il biossido di azoto (NO₂). Il contributo maggiore all'inquinamento da ossidi di azoto (NO_x) proviene dai trasporti stradali, dalla combustione di combustibili fossili e dall'attività industriale.

Ossidi di zolfo (SO_x): anidride solforosa (SO₂) e anidride solforica (SO₃), agenti inquinanti prodotti della combustione dello zolfo o di prodotti solforati presenti in sensibile quantità nel carbone e in alcuni prodotti petroliferi.

Perdite di trasformazione: perdite di energia che si manifestano nei processi di trasformazione dell'energia elettrica. Le perdite di energia elettrica di una rete, in un determinato periodo, sono calcolate come differenza tra l'energia richiesta e i consumi, compresi quelli del settore elettrico.

Potenza efficiente (di un impianto di generazione): massima potenza elettrica erogabile per una durata di funzionamento uguale o superiore a 4 ore e per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali. La potenza efficiente è lorda se misurata ai morsetti dei generatori elettrici di un impianto o netta se misurata all'uscita dello stesso, al netto cioè della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite nei trasformatori della centrale.

"Price cap": criterio di regolazione della dinamica tariffaria. Si traduce, in estrema sintesi, nella fissazione *ex ante* di un limite superiore alla variazione tariffaria di specifici servizi in un arco temporale predeterminato. Nella sua versione più semplice il vincolo alla crescita dei prezzi è dato dall'espressione $t = p - x$, dove:

p è il tasso di inflazione e x è il tasso di variazione della produttività. Il metodo fa sì che ogni risparmio di costo in eccesso a quello implicito nelle regole si traduca in maggiori profitti.

La legge n. 481/95 definisce il *price cap* come limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo pluriennale dai seguenti parametri:

- tasso di variazione medio annuo riferito ai dodici mesi precedenti dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività, prefissato per un periodo almeno triennale.

Potere calorifico (potere calorifero superiore, PCS; potere calorifero inferiore, PCI): quantità di calore prodotta dalla combustione di un quantitativo unitario di combustibile, in peso o volume, in determinate condizioni di pres-

sione e temperatura (Tav. b).

TAV. b POTERE CALORIFERO INFERIORE CONVENZIONALE DEL GREGGIO E DEI PRINCIPALI PRODOTTI PETROLIFERI

kcal per 1 kg

PETROLIO GREGGIO	10.000
G.P.L.	11.000
BENZINA	10.500
GASOLIO	10.200
OLIO COMBUSTIBILE	9.800
GAS NATURALE	9.200
CARBON FOSSILE	7.400

Produzione lorda di energia elettrica: somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate ai morsetti dei generatori elettrici.

Produzione netta di energia elettrica: somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate in uscita dalle centrali di generazione elettrica, deducendo cioè la quantità di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale).

Producibilità da apporti naturali (di un impianto idroelettrico in un determinato periodo): quantità massima che gli apporti naturali nel periodo considerato permetterebbero all'impianto di produrre o invasare, supponendo utilizzazione completa di detti apporti e tutte le parti dell'impianto interamente di efficienza. La producibilità può essere lorda o netta in modo analogo alla produzione.

Produttore indipendente o autonomo: imprese la cui attività principale è la produzione di energia elettrica con l'unico scopo di venderla a distributori o, attraverso una rete di terzi, a consumatori finali. Secondo la Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (96/92/CE): produttore che non svolge funzioni di trasmissione o distribuzione di energia elettrica sul territorio coperto dalla rete in cui è stabilito.

Regime di riserva: forma di assunzione singolare con cui lo Stato riserva a sé stesso una certa attività economica appropriandosi di diritti esclusivi. Le attività elettriche in Italia sono disciplinate da tale regime. La legge 6 dicembre

1962, n. 1643, art. 1, istituisce *“l'Ente nazionale per l'energia elettrica (Enel), al quale è riservato il compito di esercitare nel territorio nazionale le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta”*.

Rete elettrica magliata: struttura di rete elettrica tale da consentire percorsi di interconnessione elettrica tra due punti alternativi qualsiasi; permette pertanto di alimentare la stessa utenza da rami diversi, assicurando così una maggiore continuità di servizio.

Rete di trasporto e distribuzione: insieme di condotte, di impianti e di altre installazioni anche tra di loro interconnesse per trasmettere e distribuire agli utenti diversi tipi di energia o di vettori energetici (elettricità, acqua calda per il teleriscaldamento, greggio e prodotti petroliferi, gas naturale).

Separazione amministrativa: identificazione di attività operative nell'ambito di un'impresa organizzata in forma integrata e attribuzione delle relative responsabilità di gestione a soggetti distinti, come se ciascuna attività fosse un'impresa indipendente.

Separazione contabile: predisposizione di contabilità separate per diverse attività di un'impresa organizzata in forma integrata in modo da poter individuare gli elementi economici (costi e ricavi) e gli elementi patrimoniali (capitale impiegato) associati a ciascuna prestazione e funzione.

Servizi ancillari o ausiliari: servizi necessari per garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico o del gas connessi alla gestione di una rete di trasmissione o distribuzione (riserva statica, servizi dinamici, regolazione di frequenza).

Sic-siva: prezzo del gas espresso al netto dell'imposta di consumo e dell'IVA.

Sif-siva: prezzo di un prodotto petrolifero espresso al netto dell'imposta di fabbricazione e dell'IVA.

Sovrapprezzo/i: componenti della tariffa elettrica introdotti nel tempo con finalità economiche e politiche di natura diversa. Con la delibera dell'Autorità n. 70/97 sono stati inglobati in tariffa.

Stoccaggio: deposito di prodotti realizzato per adeguare la risposta dell'offer-

ta alle esigenze periodiche del mercato. Può riguardare prodotti petroliferi, semilavorati, intermedi, petrolchimici, prodotti finiti, gas naturale.

Nel caso del gas lo stoccaggio può essere stagionale o di picco e risponde alle esigenze di rispondere alla variabilità della domanda (modulazione), cui non può fare fronte esclusivamente il sistema di trasporto, attraverso la variazione, entro limiti consentiti, della pressione di esercizio della rete.

Gli stoccaggi stagionali (che possono anche avere un ruolo di riserva) devono essere in grado di contenere grandi quantità di gas che vengono incamerate durante i periodi di bassa domanda per essere poi rilasciate gradualmente durante i periodi di forte domanda. Quelli di picco richiedono invece il rilascio di quantità significative in tempi brevi, ma possono in totale contenere anche quantità ridotte di gas. Nel settore del gas si distingue, inoltre, tra stoccaggio operativo e stoccaggio strategico.

Stoccaggio operativo: accumulo di gas predisposto per far fronte all'escursione della domanda sia su base stagionale, sia su più brevi archi temporali, tali da richiedere incrementi di portata superiore a quelli raggiungibili con mezzi ordinari, ossia mediante variazioni nella produzione nazionale e/o importazione, oppure anche attraverso variazioni nella pressione del gas, entro i limiti consentiti dall'esercizio della rete. La variazione tra il minimo e il massimo giornaliero coinvolge quantità di gas modeste ma avviene su tempi molto brevi, determinando richieste aggiuntive assai elevate, dell'ordine anche di 10 Mmc/ora e oltre a livello nazionale. Invece, l'incremento nella domanda tra il minimo estivo e il massimo invernale è molto rilevante, ma avviene su tempi lunghi e determina flussi aggiuntivi di portata relativamente contenuta, inferiori a 0,5 Mmc/ora a livello nazionale. Gli stoccaggi operativi vengono realizzati essenzialmente in tre tipi di strutture: falde acquifere (inclusi giacimenti esauriti di petrolio e gas), miniere saline, serbatoi di gas liquefatto. Le diverse tipologie di stoccaggio sono caratterizzate da costi di investimento e di esercizio molto diversi, tali da determinare distinte opportunità di utilizzo a seconda delle esigenze. Per la modulazione di picco tipica delle fluttuazioni giornaliere è più economico lo stoccaggio effettuato in serbatoi di gas liquefatto o in miniere saline, mentre per la modulazione stagionale risultano economici gli stoccaggi in falde acquifere e nei giacimenti esauriti. Gli stoccaggi nazionali impiegano quasi esclusivamente giacimenti di quest'ultimo tipo.

Stoccaggio strategico: forma di stoccaggio volta a compensare cadute impreviste dei flussi di approvvigionamento di provenienza sia interna, sia estera. Rappresenta un margine di sicurezza dell'ordine di alcune miliardi di mc di gas,

aggiuntivi rispetto agli stoccaggi operativi finalizzati alla copertura delle oscillazioni stagionali e giornaliere della domanda. Poiché il gas impiegato per lo stoccaggio strategico è fisicamente indistinguibile da quello che forma lo stoccaggio operativo, la sua entità, misurata in termini di durata dei consumi garantiti a fronte di un'interruzione di fornitura, varia a seconda del periodo dell'anno in cui esso si rende disponibile: è massima in estate, quando l'escursione di breve periodo della domanda è molto contenuta, è invece minima in inverno, nella situazione opposta.

Dal punto di vista delle caratteristiche fisiche gli stoccaggi possono essere: in forma solida in falde acquifere (inclusi giacimenti esauriti di petrolio e gas) e in forma liquida nei terminali di rigassificazione.

"Stranded costs" (letteralmente costi "incagliati" o "insabbiati"): costi relativi a investimenti che le imprese hanno effettuato per corrispondere a obiettivi di politica economica o a finalità di servizio pubblico in un determinato periodo e quadro normativo e che successivamente non possono essere più recuperati al valore di libro per il mutamento dell'assetto dei servizi o del quadro normativo.

Sussidi incrociati: impiego di ricavi generati in un particolare segmento di attività di un'impresa multiprodotto per coprire i costi sostenuti in un altro segmento.

TAR (Tribunale amministrativo regionale): organo di giurisdizione amministrativa, competente a giudicare, in generale, sui ricorsi proposti nei confronti di atti amministrativi da privati che si ritengono lesi, in maniera non conforme all'ordinamento giuridico, in un proprio interesse legittimo. È organo amministrativo di primo grado, le cui sentenze sono appellabili davanti al Consiglio di Stato. L'art. 2, comma 25, della legge n. 481/95 dispone che *"I ricorsi avverso gli atti e i provvedimenti delle Autorità rientrano nella giurisdizione esclusiva del giudice amministrativo e sono proposti avanti il tribunale amministrativo regionale ove ha sede l'Autorità"*. Nel caso di ricorsi avverso l'Autorità per l'energia elettrica e il gas il tribunale amministrativo competente è quello della Lombardia.

Tariffa: secondo la legge istitutiva dell'Autorità, si intendono per tariffe *"i prezzi massimi unitari dei servizi al netto delle imposte"* (art. 2, comma 17). L'art. 3, comma 2, della legge 481 del 1995 stabilisce che, per la fornitura dell'energia elettrica, i prezzi unitari da applicare per tipologia di utenza siano identici sull'intero territorio nazionale. Poiché l'art. 2, comma

17 stabilisce che per tariffe si intendano i prezzi massimi unitari, ne consegue che questi ultimi devono essere identici sul territorio nazionale.

Tariffa binomia: tariffa composta da una parte fissa volta alla copertura costi fissi, e da una parte proporzionale ai consumi, destinata a coprire i costi variabili.

Tariffa bioraria, multioraria: tariffa differenziata in base al periodo della giornata, al giorno della settimana, alla stagione. La tariffa bioraria trova applicazione, nel nostro sistema tariffario, nelle utenze domestiche superiori a 6 kW di potenza installata; quella multioraria nelle utenze in locali e luoghi diversi dall'abitazione per le forniture in media e alta tensione di durata non temporanea.

Tasso di penetrazione dell'energia elettrica o del gas: rapporto tra diverse misure del consumo di energia elettrica o di gas e il fabbisogno complessivo di energia (o consumo interno lordo di energia). Generalmente il tasso di penetrazione viene misurato ponendo a numeratore il consumo finale di energia elettrica (al lordo delle perdite di trasformazione).

Teleriscaldamento: sistema di riscaldamento a distanza di un quartiere o di una città che utilizza il calore prodotto da una centrale termica, da un impianto a cogenerazione o da una sorgente geotermica. In un sistema di teleriscaldamento il calore viene distribuito agli edifici tramite una rete di tubazioni in cui fluisce l'acqua calda o il vapore.

Trasmissione dell'energia elettrica: trasporto dell'energia elettrica sulla rete interconnessa, generalmente ad alta e altissima tensione, al fine di ridurre le perdite di rete.

UCPTE: Unione per il coordinamento della generazione e trasmissione di elettricità (*Union for the Coordination of Electricity Generation and Transmission*): dall'1 gennaio 1997, in seguito alla modifica del suo statuto, l'Unione definisce le regole tecniche necessarie al funzionamento delle interconnessioni tra le reti nazionali dei paesi membri. I membri sono le società elettriche dei paesi che collaborano alla sincronizzazione delle frequenze di interconnessione: Belgio, Germania, Francia, Grecia, Italia, Slovenia, Croazia, Bosnia-Erzegovina, Confederazione repubbliche Jugoslave, Repubblica di Macedonia, Lussemburgo, Olanda, Austria, Portogallo, Svizzera. Obiettivo della UCPTE è il coordinamento dei sistemi di trasmissione dei paesi membri, per

migliorare l'affidabilità delle interconnessioni. A tale fine l'Unione stabilisce le condizioni tecniche e organizzative che facilitano gli scambi di energia tra i sistemi elettrici, promuove lo scambio di esperienze tra i suoi membri e coordina le relazioni con i più grandi sistemi elettrici dei paesi confinanti.

Unipede (Unione Internazionale dei produttori e distributori di energia elettrica): organizzazione dei produttori e distributori di elettricità della quale sono membri le imprese di quasi tutti i paesi europei e di alcuni paesi che si affacciano sul Mediterraneo (Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Marocco, Norvegia, Lussemburgo, Olanda, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia, Ungheria). All'Unipede sono inoltre affiliate società elettriche di altri 20 paesi.

Utente: soggetto che utilizza il servizio elettrico o del gas per fini di consumo finale o intermedio.

Vendite in deroga: vendite di gas da parte di aziende distributrici a clienti industriali con consumi annui superiori a 200.000 mc (con poteri caloriferi superiori pari a 9.200 kcal/mc), oppure a clienti ospedalieri con consumi annui superiori a 300.000 mc, attualmente non soggette a disciplina tariffaria.

Vendita di energia elettrica: cessione a titolo oneroso dell'energia elettrica all'utenza finale; comprende le attività di misurazione del consumo, fatturazione ed esazione.

Vendita di gas: cessione a titolo oneroso di gas; si distingue la vendita in alta/media pressione da parte del trasportatore ai propri clienti finali (aziende di distribuzione, utenti industriali ed elettrici) dalla vendita in bassa pressione effettuata dalle aziende di distribuzione all'utenza civile.

Vettoriamento: attività di trasporto o distribuzione di energia elettrica o di gas effettuata sulla rete di trasmissione per conto di fornitori terzi o di utenti finali.

"Working gas": gas immesso e accumulato negli stoccaggi allo scopo di essere prelevato sulla base dell'andamento della domanda.

PAGINA BIANCA

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

30 Aprile 1998

PRINCIPALI DELIBERE:

Regolamenti

Provvedimenti

Pareri e segnalazioni

Relazioni tecniche

PAGINA BIANCA

REGOLAMENTI

PAGINA BIANCA

Delibera 11 dicembre 1996, n. 5

REGOLAMENTO CONCERNENTE L'ORGANIZZAZIONE ED IL FUNZIONAMENTO DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Ai sensi dell'art. 2, comma 28, della legge 14 novembre 1995 n. 481 recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità

(Gazzetta Ufficiale n. 93 del 22 aprile 1997)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella sua riunione dell'11 dicembre 1996;

Visto l'art. 2, comma 28, della legge 14 novembre 1995, n. 481, "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità";

Visto il documento PROT. AU/96/007, Regolamento concernente l'organizzazione e il funzionamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;

Su proposta del Presidente,

DELIBERA:

Di approvare il Regolamento concernente l'organizzazione e il funzionamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, come definito da proprio documento PROT AU/96/007, che costituisce parte integrante e sostanziale della presente delibera (Allegato A);

Di delegare il Presidente per il seguito di competenza.

ALLEGATO A ALLA DELIBERA N. 5/96

Articolo 1 Definizioni

Nel presente regolamento:

- L'espressione "Autorità" indica l'organo collegiale composto dal Presidente e dai due Membri.
- L'espressione "Componente" indica il Presidente o un Membro dell'Autorità.

Titolo I - L'AUTORITÀ

Articolo 2 Assunzione delle funzioni, dimissioni e sostituzione dei Componenti

1. Nella prima riunione, il Presidente e i Membri dichiarano formalmente, sotto la propria responsabilità, di non versare in alcuna delle situazioni di incompatibilità di cui all'art. 2, comma 8, della legge n. 481/95.

2. Ove risulti che un Componente versi in una delle situazioni di incompatibilità di cui all'art. 2, comma 8, della legge n. 481/95, l'Autorità, esperiti gli opportuni accertamenti e sentito l'interessato, stabilisce un termine non superiore a venti giorni entro il quale egli può esercitare l'opzione. Trascorso tale termine, ove non sia cessata la causa d'incompatibilità ovvero l'interessato non abbia presentato le proprie dimissioni, il Presidente, o chi ne fa le veci, provvede a dare comunicazione al Presidente del Consiglio dei Ministri per i provvedimenti di competenza.
3. Al di fuori dell'ipotesi prevista al comma precedente, le dimissioni sono presentate all'Autorità, la quale, sentito l'interessato, formula le proprie osservazioni. Il Presidente, o chi ne fa le veci, informa il Presidente del Consiglio dei Ministri per i provvedimenti di competenza. Le dimissioni hanno effetto dalla data della loro accettazione.
4. Alle deliberazioni di cui ai commi precedenti non partecipa l'interessato.
5. In caso di cessazione di un Componente dalla carica per cause diverse da quelle di cui ai precedenti commi del presente articolo, il Presidente, o chi ne fa le veci, ne dà notizia al Presidente del Consiglio dei Ministri ai fini della sostituzione.

Articolo 3 Il Presidente

1. Il Presidente rappresenta l'Autorità; ne convoca le riunioni, stabilisce l'ordine del giorno e dirige i lavori; vigila sull'attuazione delle deliberazioni e sovrintende al funzionamento degli uffici.
2. In caso di non partecipazione del Presidente, le sue funzioni sono assunte temporaneamente dal Membro con maggiore anzianità nell'ufficio o, in caso di pari anzianità, dal più anziano per età.

Articolo 4 Convocazione e ordine del giorno

1. L'Autorità si riunisce di norma nella sua sede. In caso di riunione in altra sede, o con modalità diverse, ne viene data indicazione nell'atto di convocazione.
2. Le riunioni dell'Autorità sono di norma settimanali. Le convocazioni sono comunicate non oltre il terzo giorno che precede la riunione stessa, salvo motivate ragioni d'urgenza.
Ciascun Membro ha il diritto di chiedere l'iscrizione di un argomento all'ordine del giorno e può, indicandone le ragioni, chiedere la convocazione dell'Autorità, specificando gli argomenti da inserire all'ordine del giorno.
Qualora la richiesta provenga da ambedue i Membri, l'argomento è iscritto all'ordine del giorno e l'adunanza è convocata.
3. La documentazione relativa agli argomenti posti all'ordine del giorno viene trasmessa dagli uffici contestualmente al Presidente, ai Membri e al Direttore Generale non meno di tre giorni prima della data fissata per la riunione. Gli eventuali aggiornamenti della documentazione devono essere trasmessi non oltre il secondo giorno che precede la riunione.
In caso di urgenza, la documentazione deve essere fatta pervenire entro il più breve termine di convocazione.
4. Per motivi di urgenza l'ordine del giorno può essere integrato dal collegio all'unanimità dei componenti all'inizio della riunione.

Articolo 5 Riunioni

1. Le riunioni dell'Autorità sono valide quando vi partecipa la maggioranza dei Componenti.
2. I Componenti che non possono partecipare alla riunione ne informano tempestivamente il Presidente.
3. Il Direttore Generale o chi ne fa le veci assiste, senza diritto di voto, alle riunioni dell'Autorità.
4. Svolge le funzioni di segretario verbalizzante un funzionario designato dall'Autorità.
5. L'Autorità può disporre che alla riunione partecipino solo i propri Componenti. In tali casi la redazione del verbale viene curata dal Membro con minore anzianità nell'ufficio o, in caso di pari anzianità, dal più giovane per età.

Articolo 6 Deliberazioni dell'Autorità

1. Le deliberazioni dell'Autorità sono adottate con voto favorevole della maggioranza dei componenti.
2. Il voto è palese.
3. Le deliberazioni sono sottoscritte dal Presidente e dal segretario verbalizzante.

Articolo 7 Verbali delle riunioni

1. Il verbale della riunione è trasmesso al Presidente, ai Membri e al Direttore Generale almeno tre giorni prima della successiva riunione, nel corso della quale viene approvato.
2. I verbali delle riunioni, sottoscritti dai partecipanti alla riunione e dal segretario verbalizzante, sono raccolti e conservati dal Servizio legislativo e legale.

Titolo II - ORGANIZZAZIONE DEGLI UFFICI

Articolo 8 Funzioni del Direttore Generale

1. Il Direttore Generale è nominato dall'Autorità con un incarico di durata non superiore ai sette anni. L'incarico può essere revocato ove venga meno il rapporto fiduciario tra l'Autorità e il Direttore Generale.
2. Il Direttore Generale dirige l'attività degli uffici, al fine di assicurarne il funzionamento, e ne risponde all'Autorità. Assicura ai Componenti dell'Autorità ogni collaborazione per tutto ciò che concerne lo svolgimento dei loro compiti.

3. A tal fine, il Direttore Generale:

- a) vigila affinché l'attività degli uffici sia svolta secondo gli indirizzi ed i criteri generali stabiliti dall'Autorità e verifica la completezza degli atti, dei documenti, nonché delle proposte di deliberazioni da trasmettere all'Autorità stessa e la coerenza delle proposte agli indirizzi da essa assunti;
- b) cura l'esecuzione delle deliberazioni dell'Autorità;
- c) controlla che i dipendenti rispettino il regolamento del personale e le altre norme di servizio;
- d) provvede alla predisposizione dello schema di bilancio di previsione e di quello consuntivo; provvede altresì, direttamente o con delega ad altri, alle spese necessarie per l'ordinaria gestione dell'amministrazione secondo i criteri e i limiti fissati nel regolamento di contabilità e nelle delibere dell'Autorità;
- e) assume, nei limiti indicati dall'Autorità, la rappresentanza della stessa anche in giudizio;
- f) gestisce il protocollo relativo alla corrispondenza istituzionale;
- g) propone all'Autorità i provvedimenti relativi ai dirigenti secondo i criteri deliberati dall'Autorità.

4. Alla sostituzione del Direttore Generale in caso di assenza o impedimento, si provvede con le modalità stabilite dall'Autorità.

Articolo 9 Struttura dell'Autorità

1. La struttura dell'Autorità è articolata in Aree e Servizi.

Ciascuna Area o Servizio costituisce l'unità organizzativa responsabile per i procedimenti di competenza.

2. Le Aree sono:

- Area elettricità;
- Area gas;
- Area consumatori.

3. I Servizi sono:

- Servizio amministrazione e personale;
- Servizio legislativo e legale;
- Servizio documentazione e studi.

4. È istituito un Ufficio Speciale relazioni esterne e rapporti con i mezzi di informazione.

5. All'interno di ciascuna Area o Servizio sono istituiti uffici che possono essere modificati con deliberazione dell'Autorità su proposta del Direttore Generale o comunque sentito il suo parere.

6. Le posizioni di responsabilità di Aree, Settori e Uffici sono attribuite con delibera dell'Autorità su proposta del Direttore Generale o comunque sentito il suo parere.

7. Per il supporto dell'attività di ciascun Componente è costituito un ufficio di segreteria tecnica cui possono essere assegnati due assistenti.

Articolo 10 Competenze delle Aree e dei Servizi

1. L'Area elettricità sviluppa le attività di indagine, analisi, proposta, verifica e controllo in materia di fornitura del servizio elettrico.

Assicura le azioni necessarie per la definizione dei requisiti di qualità del servizio erogato.

2. L'Area gas sviluppa le attività di indagine, analisi, proposta, verifica e controllo in materia di fornitura del servizio gas.

Assicura le azioni necessarie per la definizione dei requisiti di qualità del servizio erogato.

3. L'Area consumatori svolge le attività di indagine, analisi, proposta e controllo riferite agli utenti. Provvede agli adempimenti inerenti i procedimenti avviati a seguito di reclamo, istanza e segnalazione. Valuta il rispetto dei livelli qualitativi e tariffari e delle condizioni di fruibilità del servizio.

Cura i rapporti con le associazioni dei consumatori più rappresentative.

4. Il Servizio amministrazione e personale cura gli affari amministrativi, l'acquisizione e la formazione del personale. Predispose lo schema di bilancio di previsione e di bilancio consuntivo; provvede alla tenuta della contabilità generale dell'Autorità. Provvede all'approvvigionamento e alla conservazione dei beni necessari per il funzionamento.

5. Il Servizio legislativo e legale svolge attività di analisi e proposta su temi e questioni di carattere giuridico concernenti procedimenti, atti e casi.

Presta consulenza alle Aree e ai Servizi, esprimendo pareri su specifiche questioni.

Cura i rapporti con le istituzioni nazionali, europee ed internazionali.

6. Il Servizio documentazione e studi cura l'acquisizione e la circolazione della documentazione di carattere tecnico, economico e normativo nazionale ed internazionale di interesse per l'attività istituzionale. Svolge attività di studio e ricerca di carattere tecnico, economico e normativo.

Predispose, in collaborazione con le Aree e i Servizi interessati, i lavori preparatori per la relazione annuale da presentare al Parlamento e al Presidente del Consiglio dei ministri.

Provvede all'organizzazione e alla gestione delle banche dati e della biblioteca. Sviluppa e gestisce il sistema informatico.

7. L'Ufficio speciale relazioni esterne e rapporti con i mezzi di informazione cura, in collaborazione con le Aree ed i Servizi interessati, i rapporti con i mezzi di informazione nazionali ed esteri. Provvede, nelle forme idonee, alla più ampia diffusione delle decisioni e degli interventi dell'Autorità.

Cura i rapporti con la Presidenza del Consiglio per la pubblicazione del bollettino dell'Autorità.

Articolo 11 Responsabili delle Aree e dei Servizi

1. I Responsabili delle Aree, dei Servizi e dell'Ufficio Speciale assicurano il funzionamento della struttura cui sono preposti.

2. In particolare, il Responsabile dell'Area o del Servizio:

- a) assume direttamente o assegna ad un funzionario la responsabilità di ciascun procedimento,
- b) organizza e indirizza il lavoro dell'unità organizzativa distribuendo i compiti tra i funzionari,
- c) assicura che il comportamento dei propri uffici sia conforme agli orientamenti generali dell'Autorità.

Articolo 12 Uffici e Rappresentanze dell'Autorità

L'Autorità può stabilire un proprio Ufficio a Roma cui potranno essere affidate attività inerenti determinate funzioni dell'Autorità. Può inoltre istituire rappresentanze a Bruxelles e in altre località italiane o estere.

Titolo III - ENTRATA IN VIGORE

Articolo 13 Entrata in vigore

Il presente Regolamento sarà pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana ed entra in vigore il giorno successivo alla pubblicazione.

Delibera 16 maggio 1997, n. 44

REGOLAMENTO PER LE AUDIZIONI PERIODICHE DELLE FORMAZIONI ASSOCIATIVE DI CONSUMATORI E UTENTI, DELLE ASSOCIAZIONI AMBIENTALISTE, DELLE ASSOCIAZIONI SINDACALI DELLE IMPRESE E DEI LAVORATORI E PER LO SVOLGIMENTO DI RILEVAZIONI SULLA SODDISFAZIONE DEGLI UTENTI E L'EFFICACIA DEI SERVIZI

Ai sensi dell'art. 2, comma 23, della legge 14 novembre 1995, n. 481, recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella sua riunione del 16 maggio 1997;

Vista la legge 14 novembre 1995, n. 481, recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità, in particolare l'art. 2, comma 23 della stessa legge, che stabilisce che l'Autorità disciplini ai sensi del capo III della legge 7 agosto 1990, n. 241, con proprio regolamento "audizioni periodiche delle formazioni associative nelle quali i consumatori e gli utenti siano organizzati" e che stabilisce altresì che "nel medesimo regolamento siano disciplinate audizioni periodiche delle associazioni ambientali, delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori e lo svolgimento di rilevazioni sulla soddisfazione degli utenti sull'efficacia dei servizi";

Visto che la stessa legge del 14 novembre 1995, n. 481 prevede che l'Autorità abbia ad esercitare funzioni di determinazione, indirizzo e proposta, controllo, valutazione, verifica, ispezione e altre attività che si ritiene possano essere svolte organizzando audizioni su temi specifici e stabilendo di volta in volta le modalità di convocazione e di partecipazione, di soggetti portatori di interessi pubblici e privati nei procedimenti di formazione di atti normativi e a contenuto generale;

Considerato che i criteri di rappresentatività delle diverse forme associative potranno essere meglio definiti solo dopo un primo periodo di sperimentazione del sistema delle audizioni periodiche;

Ritenuto quindi opportuno riferirsi, per la prima fase di operatività, a criteri già sperimentati in altre sedi istituzionali e, per quanto riguarda in particolare le associazioni di consumatori e utenti - in attesa dell'emanazione di una legge quadro di settore - ai criteri maturati nell'ambito del dibattito parlamentare ed all'interno dello stesso mondo associazionistico;

Visto il documento PROT. AU/97/070 REV1 "Regolamento per le audizioni periodiche delle formazioni associative di consumatori e utenti, delle associazioni ambientaliste, delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori e per lo svolgimento di rilevazioni sulla soddisfazione degli utenti e l'efficacia dei servizi";

Su proposta del Presidente,

DELIBERA:

Di approvare il "Regolamento per le audizioni periodiche delle formazioni associative di consumatori e utenti, delle associazioni ambientaliste, delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori e per lo svolgimento di rilevazioni sulla soddisfazione degli utenti e l'efficacia dei servizi", riportato in allegato (Allegato A), che costituisce parte integrante e sostanziale della presente delibera.

Di dare mandato al Presidente, per le azioni a seguire.

ALLEGATO A ALLA DELIBERA N. 44/97Articolo 1 Audizioni periodiche

1. L'Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica e del gas, indicata negli articoli seguenti come "Autorità", convoca, con cadenza di norma semestrale, i rappresentanti delle associazioni dei consumatori e degli utenti, delle associazioni ambientaliste, delle associazioni sindacali delle imprese e delle associazioni sindacali dei lavoratori, in audizione congiunta o in audizioni separate, sulla base degli argomenti posti all'ordine del giorno.

Articolo 2 Convocazioni

1. La convocazione è pubblicata, almeno 30 giorni prima della data fissata per l'audizione, sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul Bollettino dell'Autorità. La convocazione contiene le seguenti indicazioni:

- a) ordine del giorno dell'audizione;
- b) luoghi, giorni ed ore per l'accreditamento dei partecipanti;
- c) luoghi, giorni ed ore in cui le associazioni accreditate possono consultare la documentazione predisposta dall'Autorità e presentare le proprie osservazioni;
- d) luogo, giorno e ora dell'audizione;
- e) giorni, ore e luoghi in cui, dopo l'audizione, potranno essere consultati il rendiconto e la documentazione acquisita.

2. Della convocazione viene data notizia su due quotidiani nazionali.

Articolo 3 Ordine del giorno e verbalizzazione

1. Le associazioni di cui al precedente articolo 1 possono proporre, entro il 15° giorno precedente l'audizione, l'inserimento all'ordine del giorno di argomenti inerenti gli interessi da esse tutelati.

2. L'Autorità valuta l'opportunità di inserire nell'ordine del giorno gli argomenti proposti, anche tenendo conto della possibilità di trattarli in altra audizione generale o speciale.

3. Dell'audizione viene redatto rendiconto sommario a cura di un funzionario dell'Autorità.

Articolo 4 Accreditamento delle associazioni

1. Le associazioni che intendono far partecipare alle audizioni convocate ai sensi dell'articolo 2 propri rappresentanti debbono far pervenire all'Autorità, nel termine stabilito nella convocazione, l'indicazione nominativa dei partecipanti nonché una dichiarazione sostitutiva di atto notorio sottoscritta dal legale rappresentante, attestante la titolarità in capo al medesimo dei poteri di rappresentanza ed il possesso dei requisiti di cui ai successivi articoli 5, 6, 7 e 8. Tali requisiti potranno essere modificati in relazione all'esito della prima fase sperimentale del sistema di audizioni e di quanto successivamente definito in altre sedi istituzionali.

2. L'Autorità comunica, nei termini stabiliti nella convocazione, l'avvenuto accreditamento o, in caso contrario, i motivi dell'esclusione.

3. La dichiarazione sostitutiva non è richiesta quando l'associazione sia stata già accreditata in precedente audizione e non vi siano state modifiche nei fatti e stati dichiarati.

4. L'Autorità si riserva di verificare l'effettivo possesso dei requisiti dichiarati in ogni momento. Le associazioni sono tenute, su richiesta, a trasmettere all'Autorità la documentazione idonea; in caso di mancata adesione alla richiesta l'associazione viene esclusa dalle audizioni.

Articolo 5 Associazioni di consumatori e utenti

1. Le associazioni di consumatori e utenti debbono attestare, con la dichiarazione di cui al precedente articolo 4, comma 1, il possesso dei seguenti requisiti:

- a) costituzione, per atto pubblico, da almeno 3 anni e possesso di uno statuto che sancisca un ordinamento democratico, con la partecipazione effettiva degli associati nelle decisioni principali e che preveda, in assenza di qualsiasi finalità lucrativa, come scopo la tutela dei consumatori e degli utenti;
- b) ampia base associativa, presenza e attività effettive sul territorio di almeno 5 regioni o province autonome;
- c) continuità e rilevanza esterna dell'azione svolta per la promozione e la difesa dell'interesse dei consumatori e utenti dei servizi dei settori energia elettrica e gas;
- d) bilancio annuale e tenuta dei libri contabili, conformemente alle norme vigenti in materia, da cui risultino analiticamente le quote sottoscritte e versate dagli associati.

Articolo 6 Associazioni ambientaliste

Le associazioni ambientaliste debbono attestare, con la dichiarazione di cui al precedente articolo 4, comma 1, di essere riconosciute quali associazioni ambientaliste a carattere nazionale ai sensi dell'articolo 13 della legge 8 luglio 1986, n. 349.

Articolo 7 Associazioni di lavoratori

Le associazioni sindacali dei lavoratori debbono attestare, con la dichiarazione di cui al precedente articolo 4, comma 1, di far parte delle associazioni presenti nel Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro.

Articolo 8 Associazioni di imprese

Le associazioni sindacali delle imprese debbono attestare, con la dichiarazione di cui al precedente articolo 4, comma 1, di far parte delle associazioni presenti nel Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro.

Articolo 9 Audizioni speciali

1. Oltre alle audizioni periodiche di cui al precedente articolo 1, l'Autorità può convocare, anche su richiesta delle associazioni di cui allo stesso articolo, audizioni speciali su singoli argomenti o temi particolari, stabilendo di volta in volta le opportune modalità di convocazione e di partecipazione.

2. Audizioni speciali possono essere inoltre convocate al fine di garantire forme di rappresentazione delle istanze dei soggetti portatori di interessi pubblici e privati nei procedimenti di formazione di atti normativi o atti a contenuto generale.

Articolo 10 Rilevazioni sulla soddisfazione
degli utenti e sulla qualità dei servizi

1. L'Autorità procede all'effettuazione, anche attraverso istituti specializzati, di indagini sulla soddisfazione degli utenti e sulla qualità dei servizi. I risultati delle indagini vengono presentati nel corso di apposite audizioni.

2. Le indagini effettuate dall'Autorità tengono conto dei metodi adottati dalle indagini analoghe effettuate dagli esercenti altri servizi, che vi sono tenuti in base alla direttiva del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 gennaio 1994, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 43 del 22 febbraio 1994, anche al fine di rendere comparabili i risultati e coerenti le metodologie di analisi.

Articolo 11 Norma transitoria

1. Sino a quando non inizierà la pubblicazione del Bollettino previsto dall'art. 2, comma 26 della legge 14 novembre 1995, n. 481, la convocazione delle audizioni periodiche generali verrà pubblicata soltanto sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana.

Delibera 30 maggio 1997, n. 61

**DISPOSIZIONI GENERALI IN MATERIA
DI SVOLGIMENTO DEI PROCEDIMENTI PER LA FORMAZIONE
DELLE DECISIONI DI COMPETENZA DELL'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS**

**Ai sensi dell'articolo 2, comma 27, della legge 14 novembre 1995, n. 481 recante norme
per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità**

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella sua riunione del 30 maggio 1997;

Visto l'articolo 2, comma 27, della legge 14 novembre 1995, n. 481, nel quale si riconosce all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, tra l'altro, autonomia organizzativa, contabile e amministrativa;

Visto il documento "Proposta di delibera per l'approvazione di regolamento interno recante disposizioni generali sullo svolgimento dei procedimenti" (PROT. AU/97/094);

Su proposta del Presidente,

DELIBERA:

Di approvare le allegate disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas nell'allegato (Allegato A), che costituisce parte integrante e sostanziale della presente delibera;

Di dare mandato al Presidente per le azioni a seguire.

ALLEGATO A ALLA DELIBERA N. 61/97

Articolo 1 Definizioni

Nel presente regolamento l'espressione:

- a) "Legge istitutiva": designa la legge 14 novembre 1995, n. 481
- b) "Autorità" designa l'Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica e il gas istituita a norma dell'articolo 2, comma 1, della legge istitutiva;
- c) "Componenti" designa il Presidente o uno dei due Membri dell'Autorità;
- d) "Bollettino" designa il bollettino istituito dall'articolo 2, comma 26, della legge istitutiva.

Articolo 2 Ambito di applicazione

Con il presente regolamento si disciplinano, con finalità di coordinamento ed inte-

grazione delle disposizioni generali e speciali in materia, le modalità con cui si svolgono ordinariamente le tipologie di procedimenti per la formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità.

Articolo 3 Istruttoria conoscitiva

L'Autorità, in relazione a notizie o elementi, acquisiti anche a seguito di iniziative di cui all'articolo 2, comma 12, lettera m), della legge istitutiva, tali da costituire possibili presupposti all'esercizio delle proprie competenze, può deliberare, sulla base di una proposta presentata ed illustrata da uno dei componenti o da dipendenti dell'Autorità che abbiano acquisito tali elementi, un'istruttoria conoscitiva al fine di verificare se sussistano le condizioni per gli interventi di competenza. A tale scopo si avvale delle prerogative di cui all'articolo 2, comma 22, della legge istitutiva svolgendo, con gli interessati e con qualunque soggetto possa fornire elementi utili, un esame e valutazione delle questioni o casi oggetto dell'istruttoria.

Articolo 4 Istruttoria formale

1. Qualora, anche in esito allo svolgimento di un'istruttoria conoscitiva, siano acquisiti elementi di conoscenza tali da far ritenere fondati i presupposti per l'adozione di una decisione di propria competenza, l'Autorità delibera l'avvio dell'istruttoria formale.

2. Nel disporre l'avvio dell'istruttoria formale l'Autorità:

- a) designa, tra i suoi componenti, un relatore con il compito di illustrare i risultati degli accertamenti svolti e di proporre le decisioni consequenziali;
- b) fissa il termine entro cui potrà essere richiesta l'audizione finale di cui al successivo comma 3.

3. Prima della discussione di cui al successivo articolo 6, qualora le parti interessate lo richiedano, viene convocata un'audizione finale di fronte all'Autorità. All'audizione finale partecipano i componenti dell'Autorità, il direttore generale e ogni altro funzionario da questi individuato la cui presenza sia ritenuta utile alla gestione dell'audizione finale.

4. Dell'avvio dell'istruttoria formale, nonché dei suoi esiti, l'Autorità può dare pubblicità nelle forme ritenute più opportune.

5. Rimane salvo quanto disposto dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, e dal regolamento di cui all'articolo 2, comma 24, lettera a), della legge istitutiva.

Articolo 5 Procedimenti per la formazione di atti normativi e di atti a contenuto generale

1. L'Autorità dà notizia, mediante pubblicazione di un avviso sul Bollettino o in altra forma ritenuta idonea, dell'avvio delle attività dirette alla predisposizione degli atti normativi e degli atti a contenuto generale di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge istitutiva. Nella deliberazione di avvio l'Autorità:

- a) designa, tra i propri componenti, un relatore con il compito di illustrare, nella discussione di cui al successivo articolo 6, gli esiti dell'attività preparatoria e la pro-

posta di decisione;

b) designa un funzionario responsabile degli adempimenti necessari allo svolgimento delle attività preparatorie della decisione conclusiva;

c) fissa il termine entro il quale è possibile far pervenire all'Autorità osservazioni e memorie scritte.

2. Nella deliberazione di cui al punto precedente, o in altro successivo, l'Autorità, qualora lo ritenga opportuno, previa determinazione delle modalità e dei tempi degli esperimenti istruttori, può:

a) diffondere versioni preliminari del provvedimento da adottare al fine di acquisire osservazioni scritte;

b) convocare audizioni speciali, anche individuali.

3. Le disposizioni di cui al presente articolo si applicano, ove compatibili, ai procedimenti per la formazione dei provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera h) e lettera i), della legge istitutiva.

Articolo 6 Discussione collegiale

Quando giungono ad esito le attività di cui agli articoli precedenti, o comunque ogni volta che l'Autorità debba adottare un provvedimento che definisce un caso o un procedimento, il relatore designato, anche con riferimento alle proposte trasmesse dagli uffici, introduce la discussione, formulando ed illustrando le proprie conclusioni e proponendo la decisione da adottare.

PAGINA BIANCA

PROVVEDIMENTI

PAGINA BIANCA

Delibera 28 maggio 1997, n. 54

ESITO DELL'ISTRUTTORIA CONOSCITIVA SULL'ACCORDO TRA ENEL ED ENI PER LA COSTITUZIONE DI UNA SOCIETÀ CONGIUNTA NEL SETTORE ELETTRICO

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella sua riunione del 28 maggio 1997;

Visto l'art. 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481;

Visto in particolare l'art. 2, comma 12, lettera c), della stessa legge;

Vista la direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;

Vista la delibera dell'Autorità dell'8 maggio 1997, n.41/97 con cui la stessa, a seguito delle notizie apparse sui mezzi di informazione, ha avviato un'istruttoria conoscitiva al fine di acquisire informazioni ed elementi di valutazione sui possibili effetti ed implicazioni che l'accordo tra Enel SpA ed Eni SpA potrebbe avere sul servizio elettrico nazionale;

Visto il documento "Proposta di delibera concernente l'esito dell'istruttoria conoscitiva sull'accordo tra Enel SpA ed Eni SpA per la costituzione di una società congiunta nel settore elettrico" (PROT. AU/97085);

Visto il memorandum di intesa fra Enel SpA ed Eni SpA consegnato all'Autorità in data 13 maggio 1997;

CONSIDERATO CHE:

1. Conduzione dell'istruttoria conoscitiva

Sono stati ascoltati i legali rappresentanti di Enel SpA in data 13 maggio 1997, di Eni SpA in data 15 maggio 1997, e inoltre i rappresentanti di Unapace in data 22 maggio 1997, quale principale formazione associativa di autoproduttori e di produttori nazionali indipendenti di energia elettrica.

2. Descrizione dell'operazione

Dalle informazioni acquisite risulta che in data 5 maggio 1997 è stato sottoscritto tra Enel SpA ed Eni SpA un memorandum di intesa, avente per oggetto la costituzione di una società congiunta in grado di operare sul futuro mercato libero dell'energia elettrica in Italia ed all'estero, tenuto conto della direttiva europea, di cui è atteso il recepimento.

La capacità di generazione elettrica iniziale della società congiunta, prevista pari a circa 5000 MW, sarebbe distribuita in modo uniforme sul territorio nazionale e verrebbe costituita con l'apporto sia di centrali di cogenerazione esistenti presso le raffinerie e gli stabilimenti petrolchimici dell'Eni SpA, sia da centrali Enel SpA, in entrambi i casi da ammodernare e ripotenziare con impianti a ciclo combinato ali-

mentati da gas metano.

La nuova società finanzierebbe gli investimenti con i flussi di cassa ordinari e con i fondi ottenuti da un aumento di capitale aperto a terzi, anche tramite un'offerta pubblica di azioni, con conseguente diminuzione della quota di partecipazione controllata da Enel SpA. Completato il programma di investimenti la nuova società dovrebbe giungere nell'arco di dieci anni ad almeno 8000 MW di potenza.

3. Prima valutazione dell'operazione

L'iniziativa esprime la volontà di adeguamento alle nuove condizioni di concorrenza che si verranno a creare con l'avvio del futuro mercato libero dell'elettricità nazionale ed europea. La società congiunta potrebbe dare impulso a forme di internazionalizzazione dei soggetti nazionali, promuovendo soluzioni impiantistiche avanzate per l'uso del gas metano nella generazione di energia elettrica.

Il progetto è stato presentato come propositivo e programmatico e molti aspetti, anche di grande importanza, sono ancora da definire. Inoltre, è in corso in Parlamento il dibattito per il recepimento della direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica, e sono da determinare gli assetti organizzativi e le caratteristiche concorrenziali del futuro mercato libero, nonché gli strumenti di tutela degli interessi dei consumatori che continueranno a servirsi del mercato vincolato.

Dall'esame dei documenti disponibili e dai chiarimenti forniti, emergono alcuni aspetti problematici con riferimento a comportamenti e modalità che potrebbero essere adottati nella realizzazione dell'operazione. Tra gli altri assumono particolare importanza:

- a) La dimensione della società congiunta, rapportata alla presumibile dimensione del mercato nazionale libero. Qualora questo venisse aperto nella misura minima prevista dalla direttiva europea, l'operazione determinerebbe il sorgere di una posizione dominante creando una barriera all'ingresso di altri operatori.
- b) Le caratteristiche degli impianti di generazione conferiti dall'Enel SpA alla nuova società. Qualora tali impianti fossero quelli caratterizzati dai minori costi di produzione, ne potrebbe derivare un onere tariffario maggiore sul mercato vincolato.
- c) La criticità del processo di formazione del mercato libero nelle sue fasi iniziali. Affinché il mercato possa avviarsi in modo equilibrato è necessario che possano svilupparsi diversi operatori indipendenti in grado di fornire energia elettrica in condizioni di non eccessiva disparità. In tal senso assume rilevanza la possibilità per i potenziali concorrenti di acquisire capacità produttiva, oggi nella quasi esclusiva disponibilità di Enel SpA.
- d) La trasparenza delle condizioni di approvvigionamento del metano per la generazione di energia elettrica e l'effettiva parità nelle condizioni di fornitura ai diversi operatori elettrici.

RACCOMANDA

L'adozione dei seguenti comportamenti:

- 1) da parte di Enel SpA:

l'alienazione degli impianti di generazione elettrica deve avvenire secondo procedure trasparenti che garantiscano pari opportunità senza creare condizioni di squilibrio tra gli operatori impegnati sul mercato libero, pregiudicando il buon funzionamento di tale mercato fin dall'inizio;

la tipologia degli impianti di generazione che saranno conferiti deve essere tale da non determinare squilibrio tra le condizioni di costo prevalenti sul mercato libero e

su quello vincolato. In ogni caso l'Autorità non riconoscerà, nel computo dei costi da riconoscere nella tariffa applicabile al mercato vincolato, alcun aggravio eventualmente derivante dal conferimento in questione;

2) da parte di Eni SpA:

le condizioni di fornitura del gas devono essere tali da assicurare parità di trattamento ai diversi produttori di elettricità, almeno finché permanga una posizione dominante nell'offerta nazionale del gas metano;

3) da parte di Enel SpA ed Eni SpA congiuntamente:

nel dimensionare la potenza che sarà offerta sul mercato, le parti devono tener conto dell'effettiva consistenza del mercato libero in modo da non pregiudicare l'ingresso di potenziali competitori. Dovrà essere tenuto conto del fatto che le possibilità per i clienti liberi di rifornirsi all'estero sono limitate dalla ridotta capacità delle reti di interconnessione nazionali ed europee;

devono essere adottate forme trasparenti di controllo e finanziamento della società congiunta, nonché procedure di cessione delle quote di partecipazione delle due parti tali da garantire pari opportunità di acquisto ad ogni soggetto interessato;

DELIBERA

Di indirizzare ad Enel SpA ed Eni SpA le raccomandazioni di cui sopra;

Di invitare Enel SpA ed Eni SpA a fornire, informazione preventiva con riguardo all'individuazione degli impianti da conferire, alla struttura del controllo della nuova società, alle forme di finanziamento e alle modalità e ai tempi con cui le due società conferenti cederanno le proprie quote, alle condizioni di fornitura del gas metano, ai contratti di vettoriamento dell'energia elettrica in relazione alla possibile saturazione delle reti di interconnessione;

Di trasmettere copia per informazione della presente delibera ai Presidenti della Camera dei deputati e del Senato, al Presidente del Consiglio dei ministri, al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, al Ministro del tesoro, all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, alla Commissione nazionale per le società e la borsa;

Di riservarsi di valutare gli ulteriori sviluppi dell'operazione quando questi siano stati più precisamente definiti, convocando se del caso ulteriori audizioni di soggetti interessati, e di procedere ad un'eventuale segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, ai sensi dell'art. 2, comma 33, legge 14 novembre 1995, n. 481;

Di dare mandato al Presidente per le azioni a seguire.

Delibera 26 giugno 1997, n. 70

**RAZIONALIZZAZIONE ED INGLOBAMENTO
NELLA TARIFFA ELETTRICA DEI SOVRAPPREZZI
NON DESTINATI ALLE ENTRATE DELLO STATO**

(Gazzetta Ufficiale n. 150 del 30 giugno 1997)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 26 giugno 1997 ;

Vista la legge 14 novembre 1995, n. 481;

Visto il decreto legge 13 settembre 1996, n. 473, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 14 novembre 1996, n. 577, recante disposizioni urgenti in materia di trasparenza delle tariffe elettriche;

Visto il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 8 agosto 1996 concernente modificazioni alle aliquote ordinarie e al sovrapprezzo termico;

Visto il provvedimento CIP del 14 dicembre 1993, n. 15, recante disposizioni in materia di prezzi, condizioni di fornitura, contributi di allacciamento nel settore elettrico e successive modificazioni ed integrazioni;

Visto il provvedimento CIP del 29 aprile 1992, n. 6, recante disposizioni in materia di prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'ammissibilità a fonte rinnovabile;

Vista la legge 9 gennaio 1991 n. 9 concernente norme per l'attuazione del nuovo Piano Energetico Nazionale;

Visti i provvedimenti CIP del 9 dicembre 1988, n. 20, del 27 gennaio 1988, n. 3 e del 12 settembre 1985, n. 31;

Visto l'articolo 4 della legge 7 agosto 1982, n. 529;

Visto l'articolo 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165;

Visto l'articolo 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730;

Visti gli articoli 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959;

Visto il decreto legislativo 26 gennaio 1948, n. 98;

Visto l'articolo 52 del Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775;

Considerato l'esito del procedimento avviato con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 16 maggio 1997, n. 44/97 e in particolare gli elementi acquisiti nel corso di audizioni speciali con i soggetti interessati;

Considerata l'esigenza di provvedere al ripianamento del conto per l'onere termico anche per il primo semestre dell'anno 1997;

DELIBERA:

Articolo 1 Razionalizzazione ed inglobamento dei sovrapprezzi

1.1 Sono inglobati nella tariffa:

- a) il sovrapprezzo termico ordinario;
- b) l'aliquota di recupero dell'imposta di fabbricazione sugli oli combustibili impiegati per generare direttamente o indirettamente energia elettrica;
- c) l'aliquota aggiuntiva provvisoria di sovrapprezzo per il ripianamento del conto per l'onere termico relativo agli anni 1994, 1995 e 1996;
- d) la maggiorazione straordinaria di cui all'articolo 33, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, per la parte relativa alla reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari;
- e) il sovrapprezzo nuovi impianti di cui al Titolo VI, del provvedimento CIP n. 6/1992, relativo alla nuova energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e assimilate.

1.2 A seguito dell'inglobamento sono individuate nella tariffa le parti variabili denominate parte A e parte B.

1.3 Nella parte A vengono inglobate, oltre alla preesistente parte variabile della tariffa, le seguenti componenti:

- A1) l'aliquota aggiuntiva provvisoria di sovrapprezzo per il ripianamento del conto per l'onere termico relativo agli anni 1994, 1995 e 1996;
- A2) la maggiorazione straordinaria di cui all'articolo 33, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, per la parte relativa alla reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari;
- A3) il sovrapprezzo termico ordinario, per la quota necessaria alla copertura del costo evitato di combustibile di cui al punto 2, Titolo II, del provvedimento CIP n. 6/1992, nonché il sovrapprezzo nuovi impianti di cui al Titolo VI, dello stesso provvedimento, relativo alla nuova energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e assimilate.

1.4. Nella parte B vengono inglobati:

- a) il sovrapprezzo termico ordinario, al netto della quota inglobata nella parte A;
- b) l'aliquota di recupero dell'imposta di fabbricazione sugli oli combustibili impiegati per generare direttamente o indirettamente energia elettrica.

1.5. Non vengono inglobate nella tariffa, in quanto destinate alle entrate dello Stato:

- a) le imposte;
- b) la maggiorazione straordinaria di cui all'articolo 33, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, per la parte necessaria ad assicurare il reintegro delle minori entrate per lo Stato.

1.6. Ai fini della trasparenza tariffaria, le imprese distributrici dovranno indicare separatamente, nella fatturazione all'utenza, l'ammontare:

- a) della quota fissa o corrispettivo di potenza;
- b) della parte variabile della tariffa come somma delle parti A e B;
- c) del sovrapprezzo non inglobato;
- d) delle imposte.

1.7. Le imprese distributrici dovranno dare separata evidenza contabile alle componenti A1, A2, A3 e alla parte B.

1.8. Rimangono invariati gli aspetti di gestione della Cassa Conguaglio Settore Elettrico non espressamente modificati dal presente provvedimento.

Articolo 2 Regime ed esoneri

2.1 A ciascuna classe di utenza si applicano le componenti inglobate della parte A e la parte B, con gli importi specificati nella Tabella 1.

2.2. Per le utenze domestiche con potenza impegnata fino a 3kW, si applica quanto già previsto dal punto 2, Capitolo III, del provvedimento CIP n. 15/1993, relativamente ai consumi di energia elettrica in eccesso dei limiti indicati al punto richiamato.

2.3. Le componenti inglobate della parte A e la parte B della tariffa non si applicano all'energia elettrica:

- a) ceduta alle imprese distributrici;
- b) che le imprese produttrici-distributrici cedono a titolo di permuta ad altre imprese nazionali, sino a concorrenza dei ritiri di energia effettuati dalla stessa impresa nel corso di ciascun periodo contrattuale;
- c) che le imprese elettriche degli enti locali cedono ai Comuni per uso esclusivo dei servizi comunali nei limiti della produzione non ammessa al contributo a copertura dei costi di energia;
- d) fornita dall'Enel, ai sensi dell'art. 4 della legge 7 agosto 1982, n. 529, ai titolari di concessioni idroelettriche i cui impianti sono stati trasferiti all'Enel;
- e) destinata da società cooperative al soddisfacimento dei fabbisogni dei propri soci, nei limiti delle loro disponibilità di autoproduzione;
- f) l'energia prodotta e consumata dalle imprese autoproduttrici nei propri stabilimenti per le destinazioni consentite dagli artt. 20, 22 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

2.4. È esonerata dalla parte B e assoggettata esclusivamente al regime di cui alla

Tabella 2 per quanto concerne le componenti inglobate della parte A della tariffa:

- a) l'energia elettrica ceduta alle utenze sottese, nei limiti della loro spettanza a tale titolo;
- b) l'energia elettrica ceduta dall'Enel alle Ferrovie dello Stato ed alla Società Terni e sue aventi causa nei limiti dei quantitativi previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, ed all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165;
- c) l'energia elettrica fornita ai comuni rivieraschi e destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi, a norma dell'art. 52 del Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e degli artt. 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959.

Articolo 3 Componente tariffaria A1

3.1. Il conto per l'onere termico presso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico opererà esclusivamente per il ripianamento degli squilibri relativi agli anni 1994, 1995, 1996 ed al primo semestre 1997.

3.2. La componente tariffaria A1 è fissata, per ciascuna classe di utenza, come specificato nella colonna A1 della Tabella 3. La componente tariffaria A1 non si applica all'energia elettrica di cui al comma 2.4.

3.3. Le imprese distributrici sono tenute a versare alla Cassa Conguaglio Settore Elettrico, entro sessanta giorni dalla fine di ogni bimestre, la componente tariffaria A1 in relazione all'energia elettrica venduta nello stesso bimestre. La Cassa Conguaglio Settore Elettrico contabilizzerà tali versamenti al fine del ripianamento del conto per l'onere termico, comunicandone bimestralmente l'andamento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

3.4. In deroga a quanto previsto nel precedente comma, le imprese distributrici che ne hanno diritto sono autorizzate a trattenere il gettito relativo alla componente tariffaria A1 entro i limiti delle loro spettanze al 30 giugno 1997, come individuate dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico.

Articolo 4 Componente tariffaria A2

4.1. La componente tariffaria A2 è fissata, per ciascuna classe di utenza, come specificato nella colonna A2 della Tabella 3. La componente tariffaria A2 non si applica all'energia elettrica di cui al comma 2.4.

4.2. Le imprese distributrici sono tenute a versare alla Cassa Conguaglio Settore Elettrico, entro sessanta giorni dalla fine di ogni bimestre, la componente tariffaria A2 in relazione all'energia elettrica venduta nello stesso bimestre.

4.3. Fino al 31 dicembre 1997 la componente tariffaria A2 è altresì utilizzata per compensare eventuali differenze tra il gettito previsto pari a 400 miliardi di lire e il getti-

to effettivo del sovrapprezzo non inglobato di cui alla lettera b) del comma 1.5.

Articolo 5 Componente tariffaria A3

5.1. La componente tariffaria A3 è fissata, per ciascuna classe di utenza, come specificato nella colonna A3 della Tabella 3 ed è fissata per l'energia elettrica di cui al comma 2.4. nella colonna A3bis della stessa Tabella .

5.2. Viene istituito presso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico il "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" che incorpora il "Conto sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate".

5.3. Le quote del prezzo di cessione di cui al secondo e terzo capoverso del punto A, Titolo IV del provvedimento CIP n. 6/1992, nonché i contributi alle imprese produttrici-distributrici di cui alla lettera B, Titolo IV del medesimo provvedimento, sono a carico del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate.

5.4. Le imprese distributrici sono tenute a versare alla Cassa Conguaglio Settore Elettrico, per ogni bimestre secondo le modalità previste dal provvedimento CIP n. 6/1992, la componente tariffaria A3 in relazione all'energia elettrica venduta nello stesso bimestre.

5.5. Restano invariate le modalità previste dal provvedimento CIP n. 6/1992 per la determinazione:

a) dei contributi erogati alle imprese distributrici-acquirenti relativi ai prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti di cui agli artt. 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, per la quota eccedente il costo evitato di impianto, il costo di esercizio e di manutenzione nonché le spese generali connesse;

b) dei contributi erogati alle imprese produttrici-distributrici relativi alla nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate.

Articolo 6 Parte B, Conto costi energia, Contributi alle imprese produttrici e importatrici

6.1. È istituito presso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico il "Conto costi energia".

6.2. Il Conto costi energia viene alimentato tramite versamento, da parte delle imprese distributrici, della parte B della tariffa, relativamente alle vendite all'utenza finale, secondo quanto previsto dai successivi commi 6.16 e 6.17.

6.3. Ai fini del presente provvedimento, per combustibili fossili commerciali si intendono quelli di cui al paragrafo A), punto 1, del provvedimento CIP n. 3/1988, nonché il combustibile denominato "orimulsion", come definito nel D.P.C.M. del 2 ottobre

1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 276 del 25 novembre 1995.

6.4. I costi unitari variabili riconosciuti dell'energia elettrica sono determinati:

a) per la produzione da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali sulla base di un parametro di costo unitario riconosciuto dei combustibili riferito alle quotazioni di un paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali e di un indice di consumo specifico medio unico per tutti i tipi di impianti termoelettrici;

b) per gli acquisti netti di energia elettrica dall'estero, in misura non superiore ai costi riconosciuti per la produzione da impianti termoelettrici di cui al precedente punto a).

6.5. Il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct, espresso in lire/kWh) è determinato nel modo seguente:

$$Ct = Rt \times Vt,$$

dove:

Rt (in kcal/kWh) è il consumo specifico medio riconosciuto per la produzione netta degli impianti termoelettrici nazionali;

Vt (in L/kcal) è il costo unitario riconosciuto dei combustibili.

6.6. Il costo unitario riconosciuto per l'energia elettrica importata (Cm, espresso in lire/kWh) è determinato nel modo seguente:

$$\begin{aligned} Cm &= \alpha \times (Rt \times Vt) + (1 - \alpha) \times Pm && \text{se } Pm < (Rt \times Vt), \\ Cm &= Rt \times Vt && \text{se } Pm \geq (Rt \times Vt), \end{aligned}$$

dove

Pm (in lire/kWh) è il costo medio dell'energia elettrica importata dall'impresa, determinato come al comma 6.10.

6.7. L'indice di consumo specifico (Rt) è pari a 2290 kcal/kWh. Il parametro *alfa* è pari a 0,20.

6.8. Il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) è fissato sulla base del prezzo medio di un paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, rilevato negli ultimi quattro mesi rispetto al mese che precede il bimestre di applicazione, salvo quanto previsto al successivo comma. Composizione e valori sono determinati nell'allegato 1.

6.9. Per il bimestre luglio-agosto 1997, il prezzo medio del paniere di combustibili fossili (Vt), calcolato sulla base delle quotazioni medie sui mercati internazionali nei mesi da dicembre 1996 a maggio 1997, è pari a 23,343 lire/Mcal.

6.10. Il costo medio dell'energia elettrica importata (Pm) è determinato come media ponderata dei costi unitari delle importazioni effettuate negli ultimi quattro mesi rispetto al mese che precede il bimestre di applicazione, ove la ponderazione riflette

le quantità effettivamente importate nello stesso periodo.

6.11. La Cassa Conguaglio Settore Elettrico riconosce a ciascuna impresa produttrice-distributrice o importatrice un contributo bimestrale determinato come somma algebrica degli addendi Ca e Cb di seguito definiti:

a) l'addendo Ca è calcolato come:

$$Ca = Qt^{\circ} \times Ct + Qm^{\circ} \times Cm,$$

dove:

Qt° (in kWh) è la quantità media di energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) dall'impresa con impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, come dichiarata dalle imprese alla Cassa Conguaglio Settore Elettrico;

Qm° (in kWh) è la quantità media di energia elettrica importata dall'impresa nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, come dichiarata dalle imprese alla Cassa Conguaglio Settore Elettrico;

Ct e Cm per il bimestre considerato sono definiti ai commi 6.5 e 6.6;

b) l'addendo Cb può assumere valori positivi o negativi calcolati come:

$$Cb = ((Qt + Qm + Qi) - (Qt^{\circ} + Qm^{\circ} + Qi^{\circ})) \times PB \times (1 - Perdite),$$

dove:

Qt (in kWh) è la quantità di energia elettrica prodotta dall'impresa con impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali nel bimestre;

Qm (in kWh) è la quantità di energia elettrica importata dall'impresa nel bimestre;

Qi (in kWh) è la quantità di energia elettrica prodotta dall'impresa con impianti idroelettrici e geotermoelettrici nel bimestre;

Qi° (in kWh) è la quantità media di energia elettrica prodotta dall'impresa con impianti idroelettrici e geotermoelettrici nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti;

PB (in lire/kWh) è il valore medio unitario nazionale della parte B della tariffa, definito come rapporto tra il gettito effettivo della parte B della tariffa e le vendite totali di energia elettrica all'utenza finale;

Perdite denota la quota media di energia elettrica perduta nel trasporto all'utenza finale, assunta pari a 0,065.

6.12. Ai fini della determinazione del contributo di cui al presente articolo, non si considera la produzione da impianti di cui agli artt. 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 (*).

(*) Come modificato dalla delibera 93/97 adottata il 28 agosto 1997 (*Gazzetta Ufficiale* n. 204 del 2 settembre 1997).

6.13. Per gli impianti nuovi o ammodernati, entrati in funzione da meno di tre anni, i parametri Q_t° e Q_i° si riferiscono alle medie delle quantità di energia elettrica prodotte nei bimestri corrispondenti degli anni di esercizio dell'impianto. Per impianti entrati in funzione da meno di un anno, i parametri Q_t° e Q_i° vengono determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. A tal fine l'impresa produttrice dovrà presentare all'Autorità apposita domanda corredata del programma annuale di utilizzo dell'impianto. Per impianti ammodernati si intendono quelli per i quali sono state effettuate modifiche che comportano variazioni in aumento o in diminuzione della potenza nominale superiori al 20%.

Le modalità di determinazione dei parametri Q_t° e Q_i° previste dal presente comma si applicano anche per gli impianti non ancora entrati in funzione, ma già autorizzati alla data di entrata in vigore del presente provvedimento.

6.14. Eventuali differenze tra la parte B della tariffa versata da tutte le imprese distributrici per il bimestre considerato e i contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici sono portate in aumento o diminuzione dei contributi riconosciuti alle imprese stesse. Tale aumento o diminuzione è, per ciascuna impresa, proporzionale alla quantità media di energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali e dall'energia elettrica importata nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti.

6.15. Rimangono invariate le modalità di determinazione dei contributi erogati alla Società Idroelettrica Valcanale s.r.l. e alla Società Idroelettrica Weissenfels s.r.l., ai sensi dei provvedimenti CIP n. 31/1985 e n. 20/1988.

6.16. Le imprese produttrici-distributrici sono tenute a comunicare alla Cassa Conguaglio Settore Elettrico, entro sessanta giorni dal termine di ogni bimestre, le quantità di energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, da impianti idroelettrici e geotermoelettrici ovvero importata.

Le imprese distributrici devono versare alla Cassa Conguaglio Settore Elettrico, entro sessanta giorni dal termine di ogni bimestre, il gettito della parte B della tariffa relativo alle vendite all'utenza finale nello stesso bimestre. Nei successivi trenta giorni la Cassa Conguaglio Settore Elettrico provvederà alla determinazione dei contributi spettanti a ciascuna impresa produttrice ed alla loro liquidazione.

6.17. In deroga a quanto previsto al precedente comma 6.16, le imprese produttrici-distributrici possono trattenere, a titolo di acconto sui contributi spettanti per ciascun bimestre, un importo pari al minor valore tra:

$$0,95 \times Ca,$$
$$0,95 \times Ca + Ct \times ((Q_t + Q_m + Q_i) - (Q_t^\circ + Q_m^\circ + Q_i^\circ)).$$

Articolo 7 Aggiornamento della parte B

7.1. La parte B della tariffa verrà aggiornata dall'Autorità per l'energia elettrica e il

gas all'inizio di ciascun bimestre, qualora si registrino variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 2% nel costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), rispetto al valore preso precedentemente come riferimento.

7.2. L'aggiornamento sarà finalizzato alla copertura del fabbisogno necessario per i contributi di cui alla lettera a) del comma 6.11 utilizzando come riferimento:

- le quantità di energia elettrica prodotta ed importata nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti;
- le perdite medie di energia elettrica, quantificate nella misura indicata alla lettera b) del comma 6.11;
- la struttura dei consumi di energia elettrica, per classi di utenza.

7.3. Gli aggiornamenti della parte B della tariffa sono effettuati mantenendo invariata l'articolazione per classi di utenza.

Articolo 8 Disposizioni transitorie e finali

8.1. In occasione del primo aggiornamento della parte B della tariffa, di cui al comma 7.1, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas terrà in considerazione le eventuali differenze, positive o negative, tra la parte B della tariffa come fissata all'1 luglio 1997 e quanto previsto dal comma 7.2, relativamente ai bimestri successivi.

8.2. Entro l'8 agosto 1997, le imprese produttrici devono dichiarare alla Cassa Conguaglio Settore Elettrico e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, le quantità di energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili e da altri impianti in ogni bimestre degli anni 1994, 1995, 1996 e del primo semestre 1997. Entro la stessa data, l'Enel deve dichiarare le quantità di energia elettrica importata ed esportata in ciascun bimestre dello stesso periodo.

8.3. Fino a quando non verrà completato il reintegro del conto per l'onere termico, relativamente ai disavanzi registratisi negli anni 1994, 1995, 1996 e nel primo semestre dell'anno 1997, ogni aggiornamento in diminuzione della parte B della tariffa, determinato ai sensi del comma 7.1, comporta un automatico e contestuale aumento della parte A1 della tariffa di pari ammontare. La componente tariffaria per il ripianamento del conto per l'onere termico relativo agli anni 1994, 1995 e 1996 e primo semestre 1997 viene corrispondentemente aumentata.

8.4. Le disposizioni di cui al presente provvedimento entrano in vigore, ove non diversamente disposto, a far data dall'1 luglio 1997.

Tabella 1 – Sovrapprezzi inglobati in tariffa per tutte le utenze con esclusione di quelle di cui al comma 2.4*Valori in lire/kWh*

CLASSI DI UTENZA	Componenti inglobate della parte A	Parte B	Importo totale inglobato in tariffa	Sovrapprezzi non inglobati (magg. straord. Art. 33, comma 1, legge n. 9/91 per la parte necessaria alla copertura delle minori entrate per lo Stato)
BASSA TENSIONE				
1) Fornitura per usi domestici				
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	19,2	18,2	37,4	1,9
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	27,1	77,9	105,0	2,1
2) Forniture per usi agricoli	23,9	53,0	76,9	2,0
3) Altri usi	25,6	56,8	82,4	2,2
MEDIA TENSIONE				
4) Tutti gli usi	20,0	38,6	58,6	1,8
ALTA TENSIONE				
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	17,5	36,8	54,3	1,4
6) Alluminio primario	6,3	6,0	12,3	0,4
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	4,7	3,5	8,2	0,2

Tabella 2 – Sovrapprezzi inglobati in tariffa per tutte le utenze di cui al comma 2.4*Valori in lire/kWh*

CLASSI DI UTENZA	Componenti inglobate della parte A della tariffa
BASSA TENSIONE Tutti gli usi	7,0
MEDIA TENSIONE Tutti gli usi	6,5
ALTA TENSIONE Tutti gli usi, escluso quanto previsto per Ferrovie dello Stato e Società Terni e suoi aventi causa	4,8
Ferrovie dello Stato, Società Terni e suoi aventi causa (nei limiti dei quantitativi previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, e all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165)	2,3

Tabella 3 – Componenti tariffarie della parte A*Valori in lire/kWh*

CLASSI DI UTENZA	A1	A2	A3	A3bis
BASSA TENSIONE				
1) Fornitura per usi domestici				
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	4,7	1,5	13,0	7,0
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	5,2	1,6	20,3	7,0
2) Forniture per usi agricoli	5,0	1,6	17,3	7,0
3) Altri usi	5,6	1,7	18,3	7,0
MEDIA TENSIONE				
4) Tutti gli usi	4,5	1,4	14,1	6,5
ALTA TENSIONE				
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	4,3	1,1	12,1	4,8
6) Alluminio primario	0,5	2,2	3,6	—
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	0,6	1,1	3,0	—
8) Ferrovie dello Stato, Società Terni e suoi aventi causa (nei limiti dei quantitativi previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, e all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165)	0,0	0,0	—	2,3

Allegato 1

Definizione del parametro di variazione del costo medio della caloria per la produzione termoelettrica

Il prezzo del paniere di combustibili fossili è determinato, per ogni mese, come media ponderata di tre indici di mercato, uno per il carbone (P_{carbone}), uno per gli oli combustibili (P_{oli}) ed uno per il gas naturale ($P_{\text{gas naturale}}$). Il prezzo del paniere è calcolato come segue:

$$P = 0,1672 \times P_{\text{carbone}} + 0,6045 \times P_{\text{oli}} + 0,2283 \times P_{\text{gas naturale}},$$

dove P è il prezzo del paniere espresso in lire/Mcal; P_{carbone} , P_{oli} e $P_{\text{gas naturale}}$ sono gli indici espressi in lire/Mcal rispettivamente per il carbone, l'olio combustibile ed il gas naturale definiti come di seguito.

Indice carbone

La formula per il calcolo dell'indice P_{carbone} è la seguente:

$$P_{\text{carbone}} = (P_{\text{CIF}} + T_{\text{carbone}})/6,3,$$

dove 6,3 è il potere calorifico assunto come riferimento per il carbone espresso in Mcal/kg; P_{CIF} è il prezzo medio CIF espresso in lire/kg; T_{carbone} è il costo di posizionamento franco centrale per il carbone, assunto pari a 14,1 lire/kg. (*)

Il prezzo P_{CIF} viene calcolato come:

$$P_{\text{CIF}} = (P_{\text{FOB}} + P_{\text{nolo}}) \times E / 1000,$$

dove P_{FOB} è il prezzo medio FOB espresso in US\$/t; P_{nolo} è il prezzo medio del nolo assunto pari a 9,96 US\$/t; E è il valore del cambio medio UIC del mese espresso in L/US\$.

Il prezzo P_{FOB} è la media ponderata delle quotazioni dei prezzi FOB del carbone proveniente da diversi paesi, indicate su *Coal Week International*.

Il prezzo P_{FOB} è calcolato come:

$$P_{\text{FOB}} = 0,518 \times P_{\text{FOB}}^{\text{USA}} + 0,292 \times P_{\text{FOB}}^{\text{SA}} + 0,043 \times P_{\text{FOB}}^{\text{Ci}} + 0,043 \times P_{\text{FOB}}^{\text{Pol}} + 0,082 \times P_{\text{FOB}}^{\text{Col}} + 0,022 \times P_{\text{FOB}}^{\text{Ven}},$$

dove $P_{\text{FOB}}^{\text{USA}}$, $P_{\text{FOB}}^{\text{SA}}$, $P_{\text{FOB}}^{\text{Ci}}$, $P_{\text{FOB}}^{\text{Pol}}$, $P_{\text{FOB}}^{\text{Col}}$ e $P_{\text{FOB}}^{\text{Ven}}$ sono i prezzi FOB espressi in US\$/t per il carbone proveniente rispettivamente da Stati Uniti, Sud Africa, Cina, Polonia, Colombia e Venezuela.

(*) Come modificato dalla delibera 93/97 adottata il 28 agosto 1997 (*Gazzetta Ufficiale* n. 204 del 2 settembre 1997).

Idice olio combustibile

La formula per il calcolo dell'indice P_{oli} è la seguente:

$$P_{oli} = ((0,80 \times P_{BTZ} \times K + 0,20 \times C_{STZ} \times P_{STZ}) \times E/1.000 + T_{oli} + A)/9,8,$$

dove 9,8 è il potere calorifico assunto come riferimento per l'olio combustibile espresso in Mcal/kg; K è un parametro, che esprime il rapporto tra quotazioni CIF Italia e quotazioni CIF NWE, assunto pari a 1,04; E è il valore del cambio medio UIC del mese espresso in lire/US\$; T_{oli} è il costo del posizionamento franco centrale per gli oli combustibili, assunto pari a 10,3 lire/kg; A è il valore corrente dell'accisa, pari a 28,4 lire/kg. (*)

P_{BTZ} ed P_{STZ} sono quotazioni medie ricavate da *Platt's European Marketscan*. Il prezzo P_{BTZ} è la quotazione BTZ CIF NWE ARA CARGOES espressa in US\$/t ed il prezzo P_{STZ} è la quotazione STZ CIF NY (NO.6 0.3% S LP CARGOES) espressa in US\$/barile. C_{STZ} è il fattore di conversione da barili a tonnellate di STZ CIF NY, corrispondente alla densità media di riferimento riportata su *Platt's European Marketscan*.

Indice gas naturale

La formula per il calcolo dell'indice $P_{gas\ naturale}$ è la seguente:

$$P_{gas\ naturale} = (0,5 \times P_{BTZ} + 0,5 \times P_{GREGGI}) \times E/(9,8 \times 1.000) + T_{gas\ naturale}/8,25,$$

dove 9,8 è il potere calorifico inferiore assunto come riferimento per l'olio combustibile espresso in Mcal/kg ed 8,25 è il potere calorifico inferiore del metano assunto come riferimento per il gas naturale espresso in Mcal/mc; $T_{gas\ naturale}$ è il costo del posizionamento franco centrale per il gas naturale, assunto pari a 54 lire/mc; E è il valore del cambio medio UIC del mese espresso in lire/US\$.

P_{BTZ} espresso in US\$/t è lo stesso prezzo utilizzato per il calcolo di P_{oli} . P_{GREGGI} , espresso in US\$/tonnellata metrica, è il prezzo medio di un paniere di quattro greggi importati in Italia, calcolato come segue:

$$P_{GREGGI} = 0,57 \times C_{AL} \times P_{AL} + 0,15 \times C_{IL} \times P_{IL} + 0,18 \times C_{SB} \times P_{SB} + 0,10 \times C_Z \times P_Z$$

dove P_{AL} , P_{IL} , P_{SB} e P_Z sono le quotazioni espresse in US\$/barile (break-even price) pubblicate dal *Platt's World Crude Oil Price*, rispettivamente dei greggi *Arabian Light*, *Iranian Light*, *Saharan Blend* e *Zuetina*. C_{AL} , C_{IL} , C_{SB} e C_Z sono i fattori di conversione, espressi in barile/tonnellata metrica, corrispondenti alle densità nominali dei singoli greggi.

(*) Come modificato dalla delibera 93/97 adottata il 28 agosto 1997 (*Gazzetta Ufficiale* n. 204 del 2 settembre 1997).

Delibera 4 luglio 1997, n.74

VERIFICA DI CONGRUITÀ DEI PARAMETRI DI DETERMINAZIONE DELL'ONERE TERMICO PER L'ANNO 1996

(Gazzetta Ufficiale n. 188 del 30 giugno 1997)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella sua riunione del 4 luglio 1997;

Visti i decreti legislativi luogotenenziali 19 ottobre 1944, n.377, e 23 aprile 1946, n.363, e successive modifiche e integrazioni;

Visti i decreti legislativi del Capo provvisorio dello Stato 22 aprile 1947, n.283, e 15 settembre 1947, n.896, e successive modifiche e integrazioni;

Visto il decreto legislativo 26 gennaio 1948, n.98, che detta norme per la disciplina per le Casse conguaglio prezzi;

Visto il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 4 agosto 1994 pubblicato nella gazzetta ufficiale del 10 agosto 1994, n. 186 che, al capitolo II, comma 2, prevede la verifica a consuntivo dei parametri di determinazione dell'onere termico;

Considerato che, ai sensi del combinato disposto degli articoli 2, comma 14, e 3, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481, devono intendersi trasferite all'Autorità per l'energia elettrica e il gas le "funzioni in materia di energia elettrica e gas attribuite all'articolo 5, comma 2, lettera b) del decreto del Presidente della repubblica 20 aprile 1994, n. 373 al Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato";

Considerati i risultati delle verifiche a consuntivo sopracitate relative all'anno 1996,

DELIBERA:

In relazione a quanto previsto dai decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 28 settembre 1995 e del 19 luglio 1996, che hanno introdotto modifiche nella metodologia di determinazione dell'onere termico al fine di tenere conto della specificità di ciascun combustibile utilizzato;

Di determinare l'ammontare dell'onere termico, a consuntivo per l'anno 1996 e a preventivo per l'anno 1997, nel seguente modo:

a) per l'energia prodotta con impiego di metano si assumono i seguenti parametri:

un consumo specifico medio di 0,258 mc/kWh; un prezzo del metano pari a 1,16

delle quotazioni medie del petrolio greggio importato (P.G.I.) rettificato nel rapporto tra i poteri calorifici del metano (8250 kcal/mc) e degli oli combustibili (9800 kcal/kg medie);

b) per l'energia prodotta con l'impiego dei combustibili assunti equivalenti all'olio combustibile ATZ, escluso metano:

un consumo specifico medio di 0,222 kg/kWh; per l'energia prodotta dall'Enel con i propri impianti, detto consumo medio specifico viene assunto pari a 0,217 kg/kWh prodotto;

un prezzo del combustibile equivalente pari a 0,94 di quello del petrolio greggio importato (P.G.I.) per un consumo di oli BTZ, STZ non inferiore al 78% della quantità complessiva di combustibili utilizzati;

per valori inferiori al suddetto rapporto di 0,78 la Cassa congruaglio per il settore elettrico procederà a una riduzione del coefficiente del P.G.I., calcolato mediante interpolazione lineare tra 0,80 e 0,94 per valori rispettivamente pari al 50% e al 78% delle quantità complessive di oli combustibili utilizzate;

c) per l'energia prodotta con l'impiego di carbone, un consumo specifico medio pari a 0,359 kg/kWh prodotto; per l'energia prodotta da Enel S.p.a. con i propri impianti, detto consumo medio specifico viene assunto pari a 0,349 kg/kWh prodotto ad eccezione di quella prodotta con il carbone del Sulcis per la quale vale quanto previsto al punto 6 del decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato del 4 agosto 1994.

Delibera 28 agosto 1997, n.92

**AGGIORNAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA
AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 26 GIUGNO 1997 N. 70/97**

(Gazzetta Ufficiale n. 204 del 2 settembre 1997)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 agosto 1997;

Premesso che, rispetto al valore preso a riferimento nella deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità) recante disposizioni in materia di razionalizzazione e inglobamento nella tariffa elettrica di sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale del 30 giugno 1997, Serie Generale n. 150 (di seguito deliberazione n. 70/97), il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) ha registrato una variazione maggiore del 2%;

Visto l'articolo 7, comma 7.1, della deliberazione n. 70/97 nel quale si stabilisce che "La parte B della tariffa verrà aggiornata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas all'inizio di ciascun bimestre, qualora si registrino variazioni, in aumento ed in diminuzione, maggiori del 2% nel costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), rispetto al valore preso precedentemente come riferimento";

Visto altresì l'articolo 8, comma 8.3, della deliberazione n. 70/97 nel quale si dispone, tra l'altro, che "Fino a quando non verrà completato il reintegro del conto per l'onere termico, relativamente ai disavanzi registratisi negli anni 1994, 1995, 1996 e nel primo semestre dell'anno 1997, ogni aggiornamento in diminuzione della parte B della tariffa, determinato ai sensi del comma 7.1, comporta un automatico e contestuale aumento della parte A1 della tariffa di pari ammontare..."

DELIBERA:

A decorrere dall'1 settembre 1997:

a) Il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) di cui all'art. 6, comma 6.8, della deliberazione n. 70/97, determinato sulla base del prezzo medio del paniere di combustibili sui mercati internazionali, di cui all'Allegato 1 alla stessa deliberazione, riferito al periodo aprile - luglio 1997, è fissato pari a 22,440 lire/Mcal;

b) La parte B della tariffa viene ridotta del 2,93%; le aliquote relative alla parte B della tariffa, di cui alla Tabella 1 allegata alla deliberazione n.70/97, sono proporzionalmente diminuite con arrotondamento al primo decimale con il criterio commerciale;

c) La componente A1, di cui alla Tabella 3 della deliberazione n. 70/97, viene aumentata, per ogni classe di utenza, di un ammontare corrispondente alla diminuzione della parte B della tariffa; le Tabelle 1 e 3 della deliberazione n. 70/97 sono sostituite dalle seguenti:

Tabella 1 – Sovrapprezzi inglobati in tariffa per tutte le utenze con esclusione di quelle di cui al comma 2.4 della deliberazione n. 70/97.

Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	Componenti inglobate della parte A	Parte B	Importo totale inglobato in tariffa	Sovrapprezzi non inglobati (magg. straord. Art. 33, comma 1, legge n. 9/91 per la parte necessaria alla copertura delle minori entrate per lo Stato)
BASSA TENSIONE				
1) Fornitura per usi domestici				
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	19,7	17,7	37,4	1,9
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	29,4	75,6	105,0	2,1
2) Forniture per usi agricoli	25,5	51,4	76,9	2,0
3) Altri usi	27,3	55,1	82,4	2,2
MEDIA TENSIONE				
4) Tutti gli usi	21,1	37,5	58,6	1,8
ALTA TENSIONE				
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	18,6	35,7	54,3	1,4
6) Alluminio primario	6,5	5,8	12,3	0,4
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	4,8	3,4	8,2	0,2

Tabella 3 – Componenti tariffarie della parte A.*Valori in lire/kWh*

CLASSI DI UTENZA	A1	A2	A3	A3bis
BASSA TENSIONE				
1) Fornitura per usi domestici				
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	5,2	1,5	13,0	7,0
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	7,5	1,6	20,3	7,0
2) Forniture per usi agricoli	6,6	1,6	17,3	7,0
3) Altri usi	7,3	1,7	18,3	7,0
MEDIA TENSIONE				
4) Tutti gli usi	5,6	1,4	14,1	6,5
ALTA TENSIONE				
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	5,4	1,1	12,1	4,8
6) Alluminio primario	0,7	2,2	3,6	—
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	0,7	1,1	3,0	—
8) Ferrovie dello Stato, Società Terni e suoi aventi causa (nei limiti dei quantitativi previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, e all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165)	0,0	0,0	—	2,3

Delibera 21 ottobre 1997, n.106

**AGGIORNAMENTO DELLA PARTE B DELLA TARIFFA ELETTRICA
AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 26 GIUGNO 1997,
N. 70 E MODIFICAZIONE DELL'ART. 6, COMMA 6.14,
DELLA MEDESIMA DELIBERAZIONE**

(Gazzetta Ufficiale n. 255 del 31 ottobre 1997)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 ottobre 1997;

Premesso che, rispetto al valore preso a riferimento nella deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito Autorità) di aggiornamento della tariffa elettrica, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 204 del 2 settembre 1997 (di seguito deliberazione n. 92/97), il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) ha registrato una variazione maggiore del 2%;

Visto l'articolo 7, comma 7.1, della deliberazione dell'Autorità recante disposizioni in materia di razionalizzazione e inglobamento nella tariffa elettrica di sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (di seguito deliberazione n. 70/97);

Visto l'articolo 6, comma 6.14, della deliberazione n. 70/97;

Ritenuto, al fine di ridurre la variabilità dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici dovuta a cause diverse dall'andamento dei prezzi internazionali dei combustibili, altresì opportuno modificare lo stesso articolo 6, comma 6.14, prevedendo che le differenze tra il gettito della parte B della tariffa ed il fabbisogno necessario alla corresponsione dei contributi siano congruagliate con cadenza annuale;

DELIBERA:

Articolo 1 Aggiornamento della tariffa elettrica

A decorrere dall'1 novembre 1997:

a) Il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) di cui all'art. 6, comma 6.8, della deliberazione n. 70/97, determinato sulla base del prezzo medio del paniere di combustibili sui mercati internazionali, di cui all'Allegato 1 alla stessa deliberazione, riferito al periodo giugno - settembre 1997, è fissato pari a 23,374 lire/Mcal;

b) La parte B della tariffa viene aumentata del 6,19%; le aliquote relative alla parte

B della tariffa, di cui alla Tabella 1 allegata alla deliberazione n.92/97, sono proporzionalmente aumentate con arrotondamento al primo decimale con il criterio commerciale;

c) La Tabella 1 di cui alla deliberazione n. 70/97 è sostituita dalla tabella riportata nel seguito, che costituisce parte integrante della presente deliberazione.

Articolo 2 Modifica dell'art. 6, comma 6.14, della
deliberazione 26 giugno 1997, n.70/97

Il comma 6.14, articolo 6 della deliberazione dell'Autorità 20 giugno 1997, n.70/97 è sostituito dal seguente:

"Eventuali differenze tra il gettito della parte B della tariffa relativo all'energia elettrica fornita all'utenza finale dalle imprese distributrici nel periodo dal 1° luglio al 30 giugno dell'anno successivo ed i contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici relativi all'energia elettrica prodotta o importata nello stesso periodo, sono portati in aumento o diminuzione di tali contributi. L'aumento o diminuzione è, per ciascuna impresa, proporzionale ai contributi di cui alla lettera a) del comma 6.11, riconosciuti per lo stesso periodo."

Tabella 1 – Sovrapprezzi inglobati in tariffa per tutte le utenze con esclusione di quelle di cui al comma 2.4 della deliberazione n. 70/97 (novembre-dicembre 1997)

Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	Componenti inglobate della parte A	Parte B	Importo totale inglobato in tariffa	Sovrapprezzi non inglobati (magg. straord. Art. 33, comma 1, legge n. 9/91 per la parte necessaria alla copertura delle minori entrate per lo Stato)
BASSA TENSIONE				
1) Fornitura per usi domestici				
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	19,7	18,8	38,5	1,9
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	29,4	80,3	109,7	2,1
2) Forniture per usi agricoli	25,5	54,6	80,1	2,0
3) Altri usi	27,3	58,5	85,8	2,2
MEDIA TENSIONE				
4) Tutti gli usi	21,1	39,8	60,9	1,8
ALTA TENSIONE				
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	18,6	37,9	56,5	1,4
6) Alluminio primario	6,5	6,2	12,7	0,4
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	4,8	3,6	8,4	0,2

Delibera 28 ottobre 1997, n.108

**DEFINIZIONE DEI PREZZI DI CESSIONE DELLE ECCEDENZE
DI ENERGIA ELETTRICA DI CUI AGLI ARTICOLI 20 E 22
DELLA LEGGE 9 GENNAIO 1991, N. 9**

(Gazzetta Ufficiale n. 255 del 31 ottobre 1997)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 ottobre 1997;

Premesso che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità) ha avviato, con deliberazione 25 settembre 1997, n. 98/97, un procedimento per la formazione di un provvedimento in materia di prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito legge n. 9/91);

Visto l'art. 3, della legge 14 novembre 1995, n. 481;

Visto l'articolo 4, n. 6, terzo capoverso, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, come modificato dall'articolo 20, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9 nel quale si dispone che "...Tutta la produzione di energia elettrica che eccede la eventuale quota consumata dallo stesso produttore dovrà essere ceduta all'Enel";

Visto l'articolo 22, comma 3, della legge n. 9/91, nel quale si dispone che "L'eccedenza di energia elettrica prodotta dagli impianti di cui al presente articolo è ceduta all'Enel e alle imprese produttrici e distributrici di cui all'articolo 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, modificato dall'articolo 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308";

Visto il provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6 (di seguito provvedimento CIP n. 6/92) pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992, come integrato e modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 186 del 10 agosto 1994;

Vista la direttiva n. 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;

Visto l'art. 1 del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 24 gennaio 1997 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 44 del 22 febbraio 1997;

Vista la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, in materia di razionalizzazione ed inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (di seguito deliberazione dell'Autorità n. 70/97);

Considerate le informazioni e gli elementi conoscitivi acquisiti nel corso delle audizioni speciali tenute presso l'Autorità in data 9 ottobre 1997 e delle consultazioni con rappresentanti delle province autonome di Trento e di Bolzano e della regione Valle d'Aosta avvenute in data 13 e 14 ottobre 1997;

Considerato che, ai sensi degli artt. 20 e 21 della legge n. 9/91, il prezzo di cessione delle eccedenze di energia elettrica è basato sul criterio dei costi evitati dal cessionario, e sono riconosciuti altresì prezzi e parametri incentivanti nel caso di nuova produzione di energia elettrica ottenuta da fonti rinnovabili o assimilate;

Ritenuto che:

- il rapporto tra domanda e offerta di energia elettrica, quale era al momento della emanazione della legge n. 9/91, si sia modificato nella direzione di una maggiore disponibilità di potenza;
- risulti più aderente alla attuale situazione del settore la definizione di prezzi di cessione per le eccedenze di energia elettrica senza garanzia di potenza che tengano conto dei valori del costo evitato variabile riconosciuto della produzione di energia elettrica come previsto dalla richiamata deliberazione dell'Autorità n. 70/97;
- sia necessario un adeguamento graduale dei prezzi di cessione anche nella prospettiva del recepimento della direttiva europea sopra richiamata;

DELIBERA:

Articolo 1 Definizioni

Nel presente provvedimento l'espressione:

- *eccedenze di energia elettrica* designa l'energia elettrica ceduta dai produttori senza la messa a disposizione di una quota di potenza prefissata degli impianti;
- *impianti nuovi* designa gli impianti, di cui al titolo II, comma 1, del provvedimento CIP n. 6/92 e successive integrazioni e modificazioni, che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate, nonché gli impianti già realizzati o quelli in corso di realizzazione alla data dell'entrata in vigore del richiamato decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 24 gennaio 1997, e le iniziative e le proposte di cessione previste dall'art. 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481, purché in ogni caso le realizzazioni registrino, alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, uno stato di avanzamento dei lavori di costruzione non inferiore al 50% ed entrino in servizio non oltre il 31 dicembre 1999;
- *altri impianti* designa gli impianti che producono eccedenze di energia elettrica non qualificabili come impianti nuovi;
- *ore di punta* designa le ore comprese tra le 8,30 e le 10,30 e tra le 16,30 e le 18,30 dei giorni dal lunedì al venerdì del periodo invernale;
- *ore di alto e medio carico* designa le ore comprese tra le 6,30 e le 8,30, tra le 10,30 e le 16,30 e tra le 18,30 e le 21,30 dei giorni dal lunedì al venerdì del periodo invernale e quelle comprese tra le 6,30 e le 21,30 dei giorni dal lunedì al venerdì del periodo estivo, escluso il mese di agosto;
- *ore piene* designa le ore che comprendono le ore di punta nonché le ore di alto e medio carico;
- *ore vuote* designa le ore comprese tra le 0,00 e le 6,30 e tra le 21,30 e le 24,00 dei giorni dal lunedì al venerdì, tutte le ore del sabato e della domenica e tutte le ore del mese di agosto;

– *periodo estivo* designa il periodo comprendente i mesi di aprile, maggio, giugno, luglio, agosto e settembre;

– *periodo invernale* designa il periodo comprendente i mesi di gennaio, febbraio, marzo, ottobre, novembre e dicembre.

Articolo 2 Prezzi di cessione delle eccedenze di
energia elettrica prodotte da impianti nuovi

2.1. Il prezzo di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotte da impianti nuovi nelle ore piene è composto:

a) dalla componente di prezzo, di cui al titolo II, comma 3, del provvedimento CIP n. 6/92 e successive integrazioni e modificazioni, riconosciuta per i primi otto anni dalla data di entrata in servizio dell'impianto;

b) da una componente di prezzo (C) relativa al costo evitato di impianto, di esercizio, manutenzione e spese generali connesse, riconosciuta per i primi otto anni dalla data di entrata in servizio dell'impianto, determinata applicando la seguente formula:

$$C = h \times Cf \times R$$

dove: h è pari a 0,6 dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento sino al 31 dicembre 1998; h è pari a 0,5 dall'1 gennaio 1999; Cf è il costo evitato di impianto e di esercizio, manutenzione e spese generali connesse di cui al titolo II, comma 2, del provvedimento CIP n. 6/92 e successive integrazioni e modificazioni; R è il coefficiente di regolarità.

Per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW, eolici, fotovoltaici, RSU, nonché per gli impianti destinati al teleriscaldamento urbano che utilizzano fonti di energia rinnovabili o assimilate, il coefficiente di regolarità (R) è pari a 1, indipendentemente dalla regolarità di cessione.

Per i rimanenti impianti di cui alla Tabella 1 del provvedimento CIP n. 6/92 e successive integrazioni e modificazioni il valore del coefficiente di regolarità di cessione su base annua (R) delle eccedenze di energia elettrica è espresso dalla formula:

$$R = 1 - K * [(\sum S' + S'') / Ep]$$

dove: K è pari a 0,550;

$\sum S'$ rappresenta la sommatoria dei valori assoluti degli scarti, positivi e negativi, tra l'energia elettrica ceduta nelle ore di punta di ciascun mese e la media mensile su base annua della cessione in tali ore;

$\sum S''$ rappresenta la sommatoria dei valori assoluti degli scarti, positivi e negativi, tra l'energia elettrica ceduta nelle ore di alto e medio carico di ciascun mese e la media mensile su base annua della cessione in tali ore;

Ep rappresenta il valore della cessione di eccedenze di energia elettrica su base annua nelle ore piene;

c) da una componente di prezzo, relativa al costo evitato di combustibile, pari al

costo riconosciuto dell'energia elettrica prodotta con impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct), come definito dal comma 6.5 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97.

2.2. Il prezzo di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotte da impianti nuovi nelle ore vuote è pari:

- dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento e per tutto l'anno 1998, al costo riconosciuto dell'energia elettrica prodotta con impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct), come definito dal comma 6.5 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97;
- dall'1 gennaio 1999 al valore medio unitario nazionale della parte B della tariffa (PB), come definito dal comma 6.11 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97.

Articolo 3 Prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotte da altri impianti

3.1. Il prezzo di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotte da altri impianti nelle ore piene è composto:

a) da una componente di prezzo relativa al costo evitato di impianto, di esercizio, manutenzione e spese generali connesse; tale componente:

- dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento e fino al 31 dicembre 1998, è pari alla componente di prezzo di cui al precedente comma 2.1, lettera b) applicabile al medesimo periodo;
- a partire dall'1 gennaio 1999 e fino al 31 dicembre 1999, è pari alla metà della componente di prezzo di cui al precedente comma 2.1, lettera b) applicabile al medesimo periodo;
- a partire dall'1 gennaio 2000, cessa di essere riconosciuta;

b) da una componente di prezzo, relativa al costo evitato di combustibile, pari alla componente di cui al precedente comma 2.1, lettera c).

3.2. Il prezzo di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotte da altri impianti nelle ore vuote è pari a quello previsto nel precedente comma 2.2.

Articolo 4 Potenziamento e rifacimento di impianti

Ai fini dell'applicazione del presente provvedimento:

a) gli impianti idroelettrici potenziati sono equiparati agli impianti nuovi, per la quota di energia elettrica ceduta pari al rapporto tra l'aumento della producibilità in ore piene e la producibilità totale nelle stesse ore piene, oppure all'analogo rapporto calcolato nelle sole ore di punta, qualora risulti maggiore, solo nei casi definiti dal titolo II, comma 8, del provvedimento CIP n. 6/92 e successive integrazioni e modificazioni, quando il potenziamento sia ultimato entro il 30 giugno 1998;

b) gli impianti non idroelettrici potenziati sono equiparati agli impianti nuovi, per la quota di energia elettrica ceduta pari al rapporto tra l'aumento della potenza e la potenza totale solo nei casi previsti dal titolo II, comma 9, del provvedimento CIP

n. 6/92 e successive integrazioni e modificazioni, quando il potenziamento sia ultimato entro il 30 giugno 1998;

c) i rifacimenti di cui al titolo II, comma 10, del provvedimento CIP n. 6/92 e successive integrazioni e modificazioni sono equiparati agli impianti nuovi, se ultimati entro il 30 giugno 1998.

Articolo 5 Componenti del prezzo di cessione a carico della Cassa conguaglio per il settore elettrico e contributi alle imprese produttrici-distributrici

5.1. Le componenti del prezzo di cessione di cui ai precedenti commi 2.1, lettere a) e c), e 3.1, lettera b), nonché il prezzo di cessione riconosciuto nelle ore vuote sono a carico del "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate", di cui al comma 5.2 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97. Le componenti di prezzo di cui ai precedenti commi 2.1, lettera b), e 3.1, lettera a), sono a carico del cessionario.

5.2. All'energia elettrica ceduta come eccedenza ed immessa nella rete pubblica dalle imprese produttrici-distributrici viene riconosciuto e posto a carico del "conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate", di cui al comma 5.2 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97:

a) energia prodotta con impianti nuovi

- nelle ore piene un contributo pari alla somma delle componenti di prezzo di cui al precedente comma 2.1, lettere a) e c);
- nelle ore vuote il prezzo di cessione di cui al precedente comma 2.2;

b) energia prodotta con altri impianti

- nelle ore piene un contributo pari alla componente di prezzo di cui al precedente comma 2.1, lettera c);
- nelle ore vuote il prezzo di cessione di cui al precedente comma 2.2.

Articolo 6 Disposizioni finali ed entrata in vigore del provvedimento

6.1. Le componenti dei prezzi di cessione e dei contributi alle imprese produttrici-distributrici di cui al comma 2.1, lettere a) e b) e al comma 3.1, lettera a) non sono soggette ad aggiornamenti.

6.2. Il presente provvedimento entra in vigore il giorno successivo alla pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale.

Delibera 6 novembre 1997, n. 109

**RIDETERMINAZIONE DI UN'ALIQUTA
RICONOSCIUTA ALLA SOCIETÀ
DE LUCA - ZAGAMI - SOCIETÀ ELETTRICA LIPARESE**

(Gazzetta Ufficiale n. 280 del 1 dicembre 1997)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 5 novembre 1997 ;

Premesso che il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con decreto 19 novembre 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 3 del 4 gennaio 1997, ha stabilito, tra l'altro, - in via definitiva per l'anno 1991 e in acconto per i periodi successivi - l'aliquota di 206,05 lire/kWh per l'integrazione tariffaria spettante alla società De Luca - Zagami - Società elettrica liparese Snc - (Lipari) (di seguito SEL), ai fini della corresponsione, da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito CCSE), dell'integrazione tariffaria spettante alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel SpA;

Premesso inoltre che la CCSE, con lettera in data 26 settembre 1997 ricevuta in data 29 settembre 1997 (Prot. 2655.97.AZ), ha informato l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità) dell'errore avvenuto nel calcolo della citata aliquota spettante a SEL ai fini dell'adozione del richiamato decreto ministeriale, precisando che la causa di tale errore era da individuarsi nel non corretto accertamento della quantità di energia elettrica venduta dalla stessa SEL nel 1991, e che la quantità corretta era pari a 19.714.612 kWh;

Considerato che l'applicazione dell'aliquota errata di 206,05 lire/kWh comporta, bimestralmente, un maggior esborso di circa il 5% rispetto a quanto effettivamente dovuto a SEL;

Visto l'art. 3, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481;

Visto il documento "Proposta di delibera per la rideterminazione di un'aliquota riconosciuta alla Società De Luca - Zagami - Società elettrica liparese Snc" (PROT. AU/97/172);

Su proposta del dott. Giancarlo Pireddu, responsabile del Gruppo di lavoro provvisorio per l'assetto del servizio elettrico,

DELIBERA:

Di determinare in 195,60 lire/kWh l'aliquota per l'anno 1991 e in acconto per i periodi successivi sino a nuova determinazione, ai fini della corresponsione da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico dell'integrazione tariffaria spettante

alla Società De Luca - Zagami - Società elettrica liparese Snc (Lipari);

Di dare mandato al Presidente affinché sia data comunicazione del presente provvedimento alla Cassa conguaglio per il settore elettrico e si possa di conseguenza procedere alle necessarie rettifiche.

Delibera 26 novembre 1997, n.123

INTEGRAZIONE DELLA DISCIPLINA CONCERNENTE IL COMITATO DI GESTIONE DELLA CASSA CONGUAGLIO PER IL SETTORE ELETTRICO

(Gazzetta Ufficiale n. 279 del 29 novembre 1997)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 26 novembre 1997 ;

Premesso che con lettera in data 25 novembre 1997, la Cassa conguaglio per il settore elettrico ha comunicato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas il temporaneo impedimento del Presidente ad esercitare le proprie funzioni;

Considerato che ai sensi del titolo II, secondo comma, del provvedimento del Comitato Interministeriale dei Prezzi, 15 dicembre 1961, n. 962, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 23 dicembre 1961, Serie generale, n. 318 "gli ordini di prelevamento delle disponibilità del fondo di compensazione dovranno portare la firma congiunta del Presidente del Comitato e del funzionario....." e che tale disposizione non prevede sostituzione del Presidente nei casi di temporaneo impedimento;

Ritenuta la necessità, in considerazione della situazione di urgenza rappresentata dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico nella lettera sopra richiamata, di integrare le vigenti disposizioni concernenti il Comitato di gestione della Cassa conguaglio per il settore elettrico con la disciplina dei casi di temporaneo impedimento del Presidente;

Visti gli articoli 2, comma 14, e 3, commi 1 e 8, della legge 14 novembre 1995 n. 481;

Su proposta del Presidente

DELIBERA:

1. In casi di temporaneo impedimento il Presidente della Cassa conguaglio per il settore elettrico è sostituito, per la firma degli ordini di prelevamento, dal membro del Comitato di gestione più anziano come nomina fra quelli delegati alla firma congiunta con il Presidente ai sensi del titolo II, secondo comma, del provvedimento del Comitato Interministeriale dei Prezzi, 15 dicembre 1961, n. 962;

2. Il presente provvedimento è immediatamente esecutivo e viene pubblicato nella Gazzetta Ufficiale.

Delibera 23 dicembre 1997, n.136

**AGGIORNAMENTO DELLA PARTE B DELLA TARIFFA
ELETTRICA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE
DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS
26 GIUGNO 1997, N. 70/97 E MODIFICA DELLA MEDESIMA
DELIBERAZIONE**

(Gazzetta Ufficiale n. 301 del 29 dicembre 1997)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 dicembre 1997;

Premesso che rispetto al valore preso a riferimento nella deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) di aggiornamento della tariffa elettrica 21 ottobre 1997, n. 106/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 225 del 31 ottobre 1997 (di seguito deliberazione n. 106/97), il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) ha registrato una variazione maggiore del 2%;

Visto l'art. 33, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9;

Visto l'art. 3, comma 2, della legge 14 novembre 1995, n. 481;

Considerato che con decorrenza dall'1 gennaio 1998 è venuta meno la necessità di reintegrare le minori entrate per lo Stato a cui era destinato il gettito della maggiorazione straordinaria di cui all'art. 1, comma 1.5, lettera b) della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (di seguito: deliberazione n. 70/97);

Considerato che per le imprese produttrici-distributrici con produzione esclusiva o prevalente da impianti diversi da quelli termoelettrici, l'applicazione del sistema di determinazione dei contributi a copertura dei costi di energia, di cui all'art. 6 della deliberazione n. 70/97, potrebbe comportare un versamento alla Cassa conguaglio settore elettrico, nel caso in cui la produzione complessiva nel corso del bimestre considerato sia minore della produzione media dei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti;

Ritenuto che continuino a sussistere i motivi che, in via temporanea e fino al completamento degli accertamenti sui criteri e presupposti degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari e per la loro chiusura definitiva, hanno portato alla determinazione delle aliquote della componente A2, come fissate dall'art. 4 e specificate nella tabella 3 della deliberazione n. 70/97;

Ritenuto che sia opportuno limitare l'impatto finanziario dei contributi a copertura dei costi di energia per le imprese produttrici-distributrici di limitate dimensioni e

con produzione esclusiva o prevalente non termoelettrica, senza peraltro far venire meno gli stimoli ad una maggiore produzione non termoelettrica;

DELIBERA:

Articolo 1 Aggiornamento della parte B della tariffa

A decorrere dall'1 gennaio 1998:

a) Il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) di cui all'art. 6, comma 6.8, della deliberazione n. 70/97, determinato sulla base del prezzo medio del paniere di combustibili sui mercati internazionali, di cui all'Allegato 1 alla stessa deliberazione, riferito al periodo agosto - novembre 1997, è fissato pari a 24,681 lire/Mcal;

b) La parte B della tariffa viene aumentata del 8,34%; le aliquote relative alla parte B della tariffa, di cui alla Tabella 1 allegata alla deliberazione n. 106/97, sono proporzionalmente aumentate con arrotondamento al primo decimale con il criterio commerciale;

Articolo 2 Soppressione della maggiorazione straordinaria di cui all'art. 1, comma 1.5, lettera b), della deliberazione n. 70/97

La maggiorazione straordinaria di cui all'art. 1, comma 1.5, lettera b), della deliberazione n. 70/97 è soppressa a decorrere dall'1 gennaio 1998.

Articolo 3 Aggiornamento della tabella 1 allegata alla deliberazione n. 70/97

A decorrere dall'1 gennaio 1998, la Tabella 1 allegata alla deliberazione n. 70/97 è sostituita dalla tabella allegata al presente provvedimento che ne costituisce parte integrante.

Articolo 4 Imprese produttrici-distributrici con produzione esclusiva o prevalente di tipo non termoelettrico

L'art. 6 della deliberazione n. 70/97 è integrato con il seguente comma:

6.18 Le imprese produttrici-distributrici per le quali:

a) la produzione media annuale di energia elettrica al netto dei consumi di centrale nei tre anni precedenti a quello di entrata in vigore della presente deliberazione sia stata inferiore a 500 milioni di kWh; e

b) la quota della produzione totale di energia elettrica nello stesso periodo attribuibile ad impianti termoelettrici sia stata inferiore al 5%;

possono richiedere, per ogni bimestre, la sospensione, per un periodo non superiore a dodici mesi, della liquidazione dei contributi di cui ai commi 6.11 e 6.14, qualora questi contributi risultino negativi. A tal fine, le imprese devono presentare domanda alla Cassa conguaglio settore elettrico entro sessanta giorni dal termine del bimestre. Durante il periodo di sospensione della liquidazione, i contributi positivi riconosciuti alle medesime imprese sono utilizzati per la compensazione dei contributi negativi sospesi, fino a concorrenza degli stessi, iniziando dai contributi che hanno maturato il maggiore periodo di sospensione. Terminato il periodo di sospensione, la parte dei contributi eventualmente non compensata deve essere versata alla Cassa conguaglio settore elettrico.

Tabella 1 – Sovrapprezzi inglobati in tariffa per tutte le utenze con esclusione di quelle di cui al comma 2.4 della deliberazione n. 70/97

Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	Componenti inglobate della parte A	Parte B	Importo totale inglobato in tariffa
BASSA TENSIONE			
1) Fornitura per usi domestici			
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	19,7	20,4	40,1
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	29,4	87,0	116,4
2) Forniture per usi agricoli	25,5	59,2	84,7
3) Altri usi	27,3	63,4	90,7
MEDIA TENSIONE			
4) Tutti gli usi	21,1	43,1	64,2
ALTA TENSIONE			
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	18,6	41,1	59,7
6) Alluminio primario	6,5	6,7	13,2
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art.4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	4,8	3,9	8,7

Delibera 30 gennaio 1997, n. 5

**RICONOSCIMENTO DEL CONTRIBUTO COSTI ENERGIA
PER L'UTILIZZO NELLE CENTRALI TERMoeLETTRICHE
DI RIFIUTI E ALTRI COMBUSTIBILI
DIVERSI DAI COMBUSTIBILI FOSSILI COMMERCIALI**

(Gazzetta Ufficiale n. 33 del 10 febbraio 1998)

L'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 gennaio 1998,

Premesso che ai sensi dell'articolo 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481, il sistema tariffario deve armonizzare gli obiettivi economico-finanziari di soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;

Premesso che sono disponibili e utilizzati processi e soluzioni tecnologiche per la valorizzazione energetica di rifiuti e combustibili derivati in centrali termoelettriche;

Considerata l'esigenza che nelle centrali termoelettriche si utilizzino combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali, anche in combinazione con questi ultimi, purché tale utilizzo sia consentito dalla normativa ambientale vigente e sue successive integrazioni e modificazioni;

Visto il provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992, come integrato e modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 186 del 10 agosto 1994;

Visto l'articolo 1 del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 24 gennaio 1997 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 44 del 22 febbraio 1997;

Visto il decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 38 del 15 febbraio 1997;

Vista la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità) 26 giugno 1997, n. 70/97 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, recante disposizioni in materia di razionalizzazione e inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato, che ha, tra l'altro, sostituito il contributo onere termico riconosciuto alle imprese produttrici-distributrici con il contributo costi energia e introdotto un nuovo sistema di determinazione dei contributi;

Visto il decreto del Ministro dell'ambiente 19 novembre 1997, n. 503 pubblicato

nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 23 del 29 gennaio 1998;

Ritenuta l'opportunità di contribuire a dare soluzioni efficaci allo smaltimento dei rifiuti anche tenuto conto delle particolari situazioni di emergenza in regioni o parti del territorio nazionale;

Ritenuto inoltre che nel riconoscimento del contributo costi energia di cui sopra, non siano da mantenere distinzioni tra i combustibili utilizzati nelle centrali termoelettriche;

DELIBERA

Articolo 1 Riconoscimento del contributo costi energia a rifiuti e altri combustibili

Alle imprese produttrici-distributrici di energia elettrica è riconosciuto il contributo costi energia di cui all'art. 6 della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, per l'energia elettrica prodotta mediante utilizzo di rifiuti e di altri combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali, anche in combinazione con questi ultimi, purché il loro utilizzo sia consentito dalla normativa ambientale vigente e sue successive modificazioni e integrazioni.

Articolo 2 Esclusioni e verifiche

I contributi di cui sopra non sono cumulabili con altri contributi erogati alle imprese produttrici-distributrici ai sensi del titolo IV, lettera B), del provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6.

Allo scopo di verificare gli effetti della presente deliberazione, le imprese produttrici-distributrici che utilizzino rifiuti e altri combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali sono tenute a comunicare all'Autorità, entro il 31 marzo 1999, dati e informazioni circa quantità di combustibili utilizzati, costi e modalità di impiego, ed emissioni ambientali con riferimento alle iniziative e sperimentazioni avviate o completate durante l'anno 1998.

Articolo 3 Entrata in vigore

Il presente provvedimento ha effetto dalla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale.

Delibera 19 febbraio 1998, n.12

**AGGIORNAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA
PER IL SECONDO BIMESTRE (MARZO - APRILE) 1998 AI SENSI
DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS 26 GIUGNO 1997, N. 70/97**

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 19 febbraio 1998;

Premesso che il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'art. 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (di seguito: deliberazione n. 70/97), ha registrato una variazione maggiore del 2% rispetto al valore preso a riferimento nella deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) di aggiornamento della parte B della tariffa elettrica 23 dicembre 1997, n. 136/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 301 del 29 dicembre 1997 (di seguito: deliberazione n. 136/97);

Visto l'articolo 7, comma 7.1, della deliberazione n. 70/97 nel quale si stabilisce che "La parte B della tariffa verrà aggiornata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas all'inizio di ciascun bimestre, qualora si registrino variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 2% nel costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), rispetto al valore preso precedentemente come riferimento";

Visto l'articolo 8, comma 8.3, della deliberazione n. 70/97 nel quale si dispone, tra l'altro, che "Fino a quando non verrà completato il reintegro del conto per l'onere termico, relativamente ai disavanzi registratisi negli anni 1994, 1995, 1996 e nel primo semestre dell'anno 1997, ogni aggiornamento in diminuzione della parte B della tariffa, determinato ai sensi del comma 7.1, comporta un automatico e contestuale aumento della parte A1 della tariffa di pari ammontare";

DELIBERA:

A decorrere dall'1 marzo 1998:

a) il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) di cui all'art. 6, comma 6.8, della deliberazione n. 70/97, determinato sulla base del prezzo medio del paniere di combustibili sui mercati internazionali, riferito al periodo ottobre 1997 - gennaio 1998 è fissato pari a 23,828 lire/Mcal;

b) la parte B della tariffa viene ridotta del 3,20% e le aliquote relative alla parte B della tariffa, di cui alla tabella 1 allegata alla deliberazione n.136/97, sono proporzionalmente diminuite per ogni classe di utenza con arrotondamento al primo decimale con il criterio commerciale;

c) le aliquote relative alla componente A1 vengono aumentate, per ogni classe di utenza, rispetto ai valori fissati dalla deliberazione dell'Autorità 28 agosto 1997, n. 92/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 204 del 2 settembre 1997, di un ammontare uguale alla diminuzione delle corrispondenti aliquote relative alla parte B della tariffa;

d) le tabelle 1 e 3 della deliberazione n. 70/97 sono sostituite dalle seguenti:

Tabella 1 – Sovrapprezzi inglobati in tariffa per tutte le utenze con esclusione di quelle di cui al comma 2.4 della deliberazione n. 70/97

Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	Componenti inglobate della parte A	Parte B	Importo totale inglobato in tariffa
BASSA TENSIONE			
1) Fornitura per usi domestici			
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	20,4	19,7	40,1
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	32,2	84,2	116,4
2) Forniture per usi agricoli	27,4	57,3	84,7
3) Altri usi	29,3	61,4	90,7
MEDIA TENSIONE			
4) Tutti gli usi	22,5	41,7	64,2
ALTA TENSIONE			
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	19,9	39,8	59,7
6) Alluminio primario	6,7	6,5	13,2
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art.4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	4,9	3,8	8,7

Tabella 3 – Componenti tariffarie della parte A
Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	A1	A2	A3	A3bis
BASSA TENSIONE				
1) Fornitura per usi domestici				
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	5,9	1,5	13,0	7,0
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	10,3	1,6	20,3	7,0
2) Forniture per usi agricoli	8,5	1,6	17,3	7,0
3) Altri usi	9,3	1,7	18,3	7,0
MEDIA TENSIONE				
4) Tutti gli usi	7,0	1,4	14,1	6,5
ALTA TENSIONE				
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	6,7	1,1	12,1	4,8
6) Alluminio primario	0,9	2,2	3,6	—
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	0,8	1,1	3,0	—
8) Ferrovie dello Stato, Società Terni e suoi aventi causa (nei limiti dei quantitativi previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, e all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165)	0,0	0,0	—	2,3

Delibera 11 marzo 1998, n.16

VERIFICA DI CONGRUITÀ DEI PARAMETRI PER LA DETERMINAZIONE DELL'ONERE TERMICO PER IL PRIMO SEMESTRE 1997

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione dell'11 marzo 1998,

Premesso che ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), devono intendersi trasferite all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) le "funzioni in materia di energia elettrica e gas attribuite dall'art. 5, comma 2, lettera b) del decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373 al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato";

tra tali funzioni vi è la verifica a consuntivo dei parametri per la determinazione dell'onere termico secondo le disposizioni del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 19 luglio 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 172 del 24 luglio 1996;

a seguito della chiusura del conto onere termico, disposta con delibera dell'Autorità 26 giugno 1987, n. 70/97, la suddetta verifica deve essere effettuata con riferimento al primo semestre gennaio - giugno 1997;

Visti i decreti legislativi luogotenenziali 19 ottobre 1944, n.377, e 23 aprile 1946, n.363, e successive modifiche e integrazioni;

Visti i decreti legislativi del Capo provvisorio dello Stato 22 aprile 1947, n.283, e 15 settembre 1947, n.896, e successive modifiche e integrazioni;

Visto il decreto legislativo 26 gennaio 1948, n.98, che detta norme per la disciplina delle Casse conguaglio prezzi;

Visto, il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 186 del 10 agosto 1994;

DELIBERA:

Di definire i parametri necessari per la determinazione dell'onere termico, a consuntivo per il primo semestre dell'anno 1997, come segue:

a) consumo specifico medio:

per l'energia prodotta con l'impiego dei combustibili assunti equivalenti all'olio combustibile ATZ, escluso il gas naturale, consumo specifico medio pari a 0,221 kg/kWh; per la medesima energia prodotta da impianti dell'Enel SpA, consumo specifico medio pari a 0,217 kg/kWh;

per l'energia prodotta con impiego di gas naturale, consumo specifico medio pari a 0,250 mc/kWh;

per l'energia prodotta con l'impiego di carbone, consumo specifico medio pari a 0,355 kg/kWh; per la medesima energia prodotta da impianti dell'Enel SpA, consumo specifico medio pari a 0,345 kg/kWh, fatto salvo quanto previsto al punto 6 del soprarichiamato decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 4 agosto 1994;

b) prezzo del petrolio greggio importato (PGI):

quotazione media del prezzo del petrolio greggio importato pari a 222,918 lire/kg;

c) parametri di correlazione tra prezzo dei combustibili (gas naturale e olio combustibile) e quotazione media del PGI:

parametro di correlazione del prezzo del gas naturale pari a 1,306 volte la quotazione media del PGI, rettificato nel rapporto tra i poteri calorifici del gas naturale (8250 kcal/mc) e dell'olio combustibile (9800 kcal/kg);

parametro di correlazione del prezzo dell'olio combustibile equivalente pari a 0,90 volte quello del PGI per un consumo di oli BTZ e STZ non inferiore all'84% del consumo complessivo di olio combustibile;

parametro di correlazione del prezzo dell'olio combustibile equivalente pari a 0,87 volte quello del PGI per un consumo di oli BTZ e STZ non superiore al 50% del consumo complessivo di olio combustibile;

per consumi di oli BTZ e STZ inferiori all'84% e superiori al 50% del consumo complessivo di olio combustibile, la Cassa conguaglio per il settore elettrico procederà alla determinazione del parametro di correlazione mediante interpolazione lineare.

Il presente provvedimento viene pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana affinché abbia effetto dalla data della sua pubblicazione.

Delibera 11 marzo 1998, n.18

**ADOZIONE DI PROVVEDIMENTO AI SENSI DELL'ART. 2,
COMMA 20, LETTERA D) DELLA LEGGE N. 481/95 NEI CON-
FRONTI DI ENEL SPA**

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 11 marzo 1998,

Vista la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);

Visto in particolare l'art. 2, comma 20, lettera d) della legge n. 481/95;

Visto il regolamento, approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) con delibera del 30 maggio 1997, n.61/97, recante "Disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti di competenza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas";

Vista la delibera dell'Autorità 2 dicembre 1997, n. 130/97, riguardante l'avvio di istruttoria formale sul caso Vetreria Ballarini Sas verso l'Enel SpA;

Considerato quanto segue:

1. Premessa

L'Unione Nazionale Consumatori - Comitato di Rho, per conto della sua associata Vetreria Ballarini Sas, con sede legale in Arluno (Milano), corso Papa Giovanni XXIII n.129 (di seguito: l'utente), ha inviato all'Autorità, in data 17 settembre 1997, un reclamo con cui ha lamentato un disservizio dell'Enel SpA (di seguito: l'Enel), in relazione alla ricostruzione dei consumi di energia elettrica che, a causa del malfunzionamento del contatore di energia attiva, risultavano non correttamente fatturati.

2. Descrizione del caso

Nel marzo 1995 l'Enel ha accertato la rottura del contatore di energia attiva dell'utente. A due anni di distanza dalla constatazione della rottura del contatore e dalla sua sostituzione, avvenuta nell'agosto 1995, con lettera del 23 luglio 1997, l'Enel ha comunicato all'utente che "il consumo elettrico non integrato nel periodo dal 4 marzo 1993 al 3 agosto 1995 ...è stato ricostruito in 11876 kWh per un importo di lire 2.559.779 più IVA" e che "il conteggio è stato effettuato in conformità a quanto previsto dal contratto di fornitura...";

Successivamente, rispondendo alla lettera degli uffici dell'Autorità del 13 ottobre 1997 intesa ad acquisire dall'Enel, ai sensi dell'art. 2, comma 22, della legge n. 481/95, notizie utili in merito alle metodologie adottate nella stima dei consumi, l'Enel, con lettera del 29 ottobre 1997, comunicava di aver ridefinito la propria richiesta di conguaglio all'utente in lire 2.306.920, oltre IVA, individuando il presumibile momento di rottura del contatore non più nel marzo 1993, bensì nel giugno dello stesso anno e proponendo una rateizzazione dell'importo dovuto.

3. Risultanze istruttorie

Ai sensi dell'art. 2, comma 22, della legge n. 481/95, sono stati effettuati accertamenti preliminari sulla base della documentazione trasmessa dall'utente e dall'Enel in seguito a richiesta degli uffici dell'Autorità, nonché sulla base di un incontro tenuto il 12 novembre 1997 tra funzionari della stessa Autorità e il sig. Luigi Miniotto della Direzione Distribuzione Enel Milano Esterna.

Con delibera 2 dicembre 1997, n. 130/97, l'Autorità ha avviato istruttoria formale sul caso in oggetto. Nell'ambito di tale istruttoria l'Enel non ha né presentato memoria scritta, né provveduto a richiedere audizione finale avanti l'Autorità.

3.1 Argomentazioni delle parti

Vetreria Ballarini Sas

L'utente ha contestato la ricostruzione compiuta dall'Enel circa i consumi di energia elettrica effettuati. A tale riguardo l'utente ha fornito documentazione attestante cali della produzione e la sostituzione di macchinari avvenuta nel corso del 1994, eventi che hanno sensibilmente contribuito a modificare in diminuzione i consumi storici di energia elettrica. In risposta alla richiesta di congruaggio rateizzato avanzata dall'Enel, l'utente ha pagato la prima rata dell'importo, comunicando, altresì, che a tale pagamento non doveva essere attribuito il valore di accettazione della soluzione proposta dall'Enel, poiché lo stesso pagamento avveniva al solo fine di impedire il distacco minacciato della fornitura.

Enel SpA

L'Enel ha sostenuto la correttezza della propria ricostruzione dei consumi di energia elettrica dell'utente, facendo risalire la rottura del contatore inizialmente al marzo 1993 e individuando, in un tempo successivo, come data della presumibile rottura del contatore il mese di giugno dello stesso anno.

3.2 Accertamento tecnico

Nel corso del soprarichiamato incontro tenuto il 12 novembre 1997 tra funzionari dell'Autorità e il sig. Luigi Miniotto della Direzione Distribuzione Enel Milano Esterna, quest'ultimo ha prodotto una copia della ricostruzione dei consumi storici dell'utente relativi al periodo intercorrente tra il 1992 e il 1995. Sulla base di tale documento e di altri già in possesso, gli uffici dell'Autorità hanno predisposto una relazione tecnica da cui risulta che gli indicatori presi in esame e le conseguenti stime effettuate non consentono di affermare con ragionevole certezza che il momento effettivo di rottura del contatore di energia attiva risalgia al mese di marzo o di giugno 1993, come sostenuto dall'Enel.

4. Valutazione giuridica

L'art. 8 del "Contratto di somministrazione di energia elettrica in locali e luoghi diversi dalle abitazioni o usi agricoli" stipulato tra l'Enel e l'utente stabilisce che qualora venga accertato un malfunzionamento del contatore l'Enel: "...ricostruirà i prelievi, in base alla percentuale di errore effettivamente accertata, dal momento in cui l'irregolarità si è prodotta, se determinabile, o contrariamente, dal mese in cui è stata effettuata la verifica".

Gli esiti degli accertamenti svolti mostrano come non sia possibile determinare con

ragionevole certezza il momento effettivo di rottura del contatore di energia elettrica. Pertanto, si ritiene che l'Enel non stia correttamente applicando, nella sua richiesta di conguaglio, il disposto contrattuale sopra richiamato, e tenga un comportamento lesivo dei diritti dell'utente, che potrebbe cagionare un danno economico allo stesso qualora l'Enel insistesse nella sua richiesta.

Ritenuto che il comportamento dell'Enel nei confronti dell'utente costituisca presupposto per l'adozione di un provvedimento ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d), della legge n. 481/95;

ORDINA:

Ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481, all'Enel SpA di annullare la richiesta di conguaglio di lire 2.306.920 (duemilontrecentoseimilanovecentoventi) oltre IVA, avanzata nei confronti della Vetreria Ballarini Sas, con sede legale in Arluno (Milano), corso Papa Giovanni XXIII n.129, fissando in quindici giorni, decorrenti dalla data di ricevimento della comunicazione del presente provvedimento, il termine per l'adempimento;

DELIBERA:

Di comunicare il presente provvedimento all'Enel SpA, via G.B. Martini n.3, 00198 Roma, mediante invio di plico raccomandato con ricevuta di ritorno;

Di dare mandato al Presidente per le azioni a seguire;

Di informare, altresì, l'Enel SpA che la mancata ottemperanza nel termine di cui sopra costituisce presupposto per l'applicazione di sanzioni amministrative ai sensi dell'art.2 comma 2, lettera c), della legge 14 novembre 1995 n. 481;

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso presso il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia, ai sensi dell'art. 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481 entro il termine di sessanta giorni dalla data di ricevimento della comunicazione del provvedimento di cui sopra.

Delibera 25 marzo 1998, n.28

**RIDETERMINAZIONE DELLE MODIFICAZIONI TARIFFARIE
ADOTTATE CON I PROVVEDIMENTI DEL COMITATO
INTERMINISTERIALE DEI PREZZI 14 DICEMBRE 1993, N. 15
E 29 DICEMBRE 1993, N. 17**

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 25 marzo 1998,

Premesso che l'art. 5, comma 2, del decreto legge 11 marzo 1997, n. 50 convertito, con modificazioni, dalla legge 9 maggio 1997, n. 122 (di seguito: legge n. 122/97), stabilisce che l'Autorità per energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ridetermini le modificazioni tariffarie adottate dal Comitato interministeriale dei prezzi con i provvedimenti 14 dicembre 1993, n.15 (di seguito: CIP n. 15/93) e 29 dicembre 1993, n.17 (di seguito: CIP n. 17/93), ferma restando l'articolazione delle tariffe;

il comma 3 del medesimo articolo dispone che il provvedimento dell'Autorità deve essere adottato secondo le procedure stabilite dall'Autorità stessa ai sensi della legge 14 novembre 1995, n.481 (di seguito: legge n. 481/95), "in base ad una nuova istruttoria che accerti l'entità complessiva delle modificazioni giustificate, alla data dei provvedimenti adottati dal Comitato interministeriale dei prezzi di cui al comma 2, dal rispetto degli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio armonizzati con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse, come indicati dall'articolo 1, comma 1, della legge medesima legge n. 481 del 1995";

il successivo comma 4 prevede che l'Autorità "nell'assumere le rideterminazioni di cui al comma 2, stabilisce anche le modalità secondo le quali le imprese esercenti il servizio elettrico effettueranno nei confronti di ciascun utente un eventuale conguaglio, a decorrere dall'esercizio 1998, tale da compensare le differenze tra gli introiti tariffari verificatisi durante la vigenza del citato provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi n. 15 del 1993 e quelli determinati in base all'istruttoria di cui al comma 3";

con delibera 4 luglio 1997, n. 77/97, l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione del provvedimento previsto dalla legge n.122/97;

Visto il contratto di programma stipulato tra il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e l'Enel in data 10 aprile 1991 ai sensi dell'art. 30, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9;

Vista la delibera dell'Autorità 16 maggio 1997, n. 44/97, in base alla quale è stato approvato il Regolamento per le audizioni periodiche delle formazioni associative di consumatori e utenti, delle associazioni ambientaliste, delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori e per lo svolgimento di rilevazioni sulla soddisfazione degli utenti e l'efficacia dei servizi;

Vista la delibera dell'Autorità 30 maggio 1997, n. 61/97, in base alla quale sono

state approvate Disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione delle decisioni di sua competenza;

Considerato l'esito del procedimento avviato con la sopra richiamata delibera 4 luglio 1997, n. 77/97, in particolare gli elementi acquisiti nel corso di audizioni speciali con i soggetti interessati ovvero dall'esame dei documenti da questi consegnati;

Considerato che:

all'Autorità è stato affidato il compito di rideterminare con proprio provvedimento le modificazioni tariffarie adottate con i provvedimenti CIP n. 15/93 e n. 17/93 previo accertamento, riferito "alla data dei provvedimenti adottati dal CIP", dell'entità complessiva delle modificazioni giustificate in relazione ad obiettivi come definibili al momento dell'adozione dei citati provvedimenti e mediante un'istruttoria basata sui dati previsionali disponibili in tale momento con riferimento al periodo di presumibile vigenza dei provvedimenti stessi così come risultante dalla prassi e dalle disposizioni in materia;

tale accertamento, da svolgere nel rispetto delle procedure stabilite dalla stessa Autorità in base alla sua legge istitutiva, deve essere informato a parametri valutativi più ampi rispetto a quelli prescritti per le determinazioni del CIP in quanto riferito ad obiettivi di equilibrio economico-finanziario dei soggetti esercenti il servizio da armonizzare con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela dell'ambiente e di uso efficiente delle risorse come indicati dalla legge n.481/95;

tale accertamento deve essere svolto tenendo conto del ruolo centrale e dominante dell'Enel come soggetto esercente nel servizio elettrico nazionale;

la legge n. 122/97 esclude che il provvedimento dell'Autorità possa modificare l'articolazione delle tariffe definite dai provvedimenti CIP n. 15/93 e n. 17/93;

l'istruttoria richiesta dalla legge all'Autorità è stata svolta in una data in cui si dispone di notizie e informazioni a consuntivo e che, di conseguenza, risulta possibile effettuare controlli circa il raggiungimento di obiettivi generali e il rispetto di vincoli specifici nello svolgimento del servizio elettrico;

Ritenuto che:

nella valutazione dell'obiettivo dell'equilibrio economico si debba fare riferimento al rendimento sul patrimonio netto calcolato in modo da rappresentare la redditività economica rispetto ad una sostenibile gestione corrente del servizio elettrico; che si debbano escludere dai ricavi gli introiti tariffari riferibili alle cosiddette quote di prezzo, in quanto di natura eccezionale e non continuativa, e conferite come compensazione del mancato incremento del fondo di dotazione; e che si debbano altresì riconoscere, quali componenti degli utili di esercizio, sia gli ammortamenti ordinari per la parte eccedente i valori calcolati applicando le aliquote tecnico-economiche, sia gli ammortamenti anticipati;

nella determinazione di congruità del tasso reale atteso di rendimento sul patrimonio netto, si debba far riferimento alle metodologie comunemente utilizzate sui mercati finanziari internazionali, anche in considerazione degli obiettivi di privatiz-

zazione dell'Enel Spa indicati dal Ministro del tesoro nel documento sul riordino delle partecipazioni statali e sullo stato delle privatizzazioni trasmesso il 14 aprile 1993 dal Presidente del Consiglio dei ministri ai Presidenti dei due rami del Parlamento;

nella valutazione dell'obiettivo dell'equilibrio finanziario dei soggetti esercenti si debba fare riferimento alle previsioni, formulate alla data dei provvedimenti CIP n. 15/93 e n. 17/93, dei flussi finanziari relativi agli esercizi successivi; e che si debba in particolare considerare il contratto di programma sopra richiamato che prevedeva per l'Enel spa, a fronte dei previsti investimenti, il mantenimento dell'incidenza dell'indebitamento complessivo sulle immobilizzazioni tecniche nette ad un livello non superiore a quello raggiunto nel 1989;

le determinazioni tariffarie adottate con i provvedimenti CIP n. 15/93 e n. 17/93 risultino coerenti con gli obiettivi di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse così come stabiliti nel contratto di programma sopra richiamato;

alla data dei provvedimenti CIP n. 15/93 e n. 17/93, l'entità complessiva delle modificazioni tariffarie sia da considerarsi giustificata in relazione al disposto dell'articolo 5, commi 2 e 3, della legge n. 122/97;

Considerato altresì che il controllo condotto utilizzando i dati a consuntivo conferma il rispetto degli obiettivi economico-finanziari dell'Enel Spa quale soggetto esercente il servizio, anche in considerazione della durata del periodo di effettiva vigenza delle modificazioni tariffarie oggetto di rideterminazione;

Considerato peraltro che:

lo stesso controllo suscita riserve in ordine all'effettivo rispetto di vincoli specifici concernenti la tutela ambientale e l'uso efficiente delle risorse, così come stabilito, tra l'altro, nel contratto di programma sopra richiamato;

tali difformità non hanno rilievo per il presente provvedimento di rideterminazione delle modificazioni tariffarie;

Ritenuto che le suddette difformità potrebbero assumere rilievo per diversi e ulteriori interventi istituzionali dell'Autorità e che pertanto si rende necessario avviare un'apposita istruttoria conoscitiva volta a verificare i presupposti per tali interventi;

DELIBERA:

Articolo 1 Valutazione dell'entità complessiva delle modificazioni tariffarie

L'entità complessiva delle modificazioni tariffarie adottate dal Comitato interministeriale dei prezzi con i provvedimenti 14 dicembre 1993, n.15, e 29 dicembre 1993, n. 17, si deve ritenere giustificata, alla data dei medesimi provvedimenti, dal rispetto degli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio, armonizzati con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse, come indicati dall'articolo 1, comma 1, della legge 14

novembre 1995, n. 481;

Articolo 2 Rideterminazione delle modificazioni
tariffarie

Le modificazioni tariffarie adottate dal Comitato interministeriale dei prezzi con i provvedimenti 14 dicembre 1993, n. 15, e 29 dicembre 1993, n. 17, sono rideterminate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nella stessa misura stabilita con tali provvedimenti con esclusione di qualsiasi forma di conguaglio.

Articolo 3 Avvio di istruttoria conoscitiva

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas avvia un'istruttoria conoscitiva ai sensi dell'art. 3 delle Disposizioni in materia di svolgimento dei procedimenti di cui alla propria delibera 30 maggio 1997, n. 61/97 al fine di verificare il pieno raggiungimento, o le ragioni del mancato rispetto, da parte dell'Enel Spa, di obiettivi di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse, come stabiliti, tra l'altro, nel contratto di programma tra il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e l'Enel stipulato in data 10 aprile 1991 a norma dell'art. 30, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e, di conseguenza, se esista materia per diversi e ulteriori interventi dell'Autorità.

Modalità e tempi di svolgimento dell'istruttoria conoscitiva sono definiti con separata deliberazione.

Articolo 4 Disposizioni finali

Il presente provvedimento ha effetto dalla data della sua pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.

Delibera 23 aprile 1998, n. 39

**AGGIORNAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA PER IL
TERZO BIMESTRE (MAGGIO - GIUGNO) 1998 AI SENSI DELLA
DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS 26 GIUGNO 1997, N. 70/97**

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 aprile 1998;

Premesso che, rispetto al valore preso a riferimento nella deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) di aggiornamento della tariffa elettrica 19 febbraio 1998, n. 12/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 48 del 27 febbraio 1997 (di seguito: deliberazione n. 12/98), il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'art. 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (di seguito: deliberazione n. 70/97), ha registrato una variazione maggiore del 2%;

Visto l'articolo 7, comma 7.1, della deliberazione n. 70/97 nel quale si stabilisce che "La parte B della tariffa verrà aggiornata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas all'inizio di ciascun bimestre, qualora si registrino variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 2% nel costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), rispetto al valore preso precedentemente come riferimento";

Visto l'articolo 8, comma 8.3, della deliberazione n. 70/97 nel quale si dispone, tra l'altro, che "Fino a quando non verrà completato il reintegro del conto per l'onere termico, relativamente ai disavanzi registratisi negli anni 1994, 1995, 1996 e nel primo semestre dell'anno 1997, ogni aggiornamento in diminuzione della parte B della tariffa, determinato ai sensi del comma 7.1, comporta un automatico e contestuale aumento della parte A1 della tariffa di pari ammontare";

DELIBERA:

A decorrere dall'1 maggio 1998:

- a) il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) di cui all'art. 6, comma 6.8, della deliberazione n. 70/97, determinato sulla base del prezzo medio del paniere di combustibili sui mercati internazionali, di cui all'allegato 1 alla stessa deliberazione, riferito al periodo dicembre 1997 - marzo 1998, è fissato pari a 20,996 lire/Mcal;
- b) la parte B della tariffa viene ridotta del 19,60%; le aliquote relative alla parte B della tariffa, di cui alla tabella 1 allegata alla deliberazione n. 12/98, sono proporzionalmente diminuite, con arrotondamento al primo decimale con il criterio commerciale;
- c) le aliquote relative alla componente A1 vengono aumentate, per ogni classe di

utenza, rispetto ai valori fissati dalla deliberazione n. 12/98, di un ammontare corrispondente alla diminuzione della parte B della tariffa;

d) le tabelle 1 e 3 della deliberazione n. 70/97 sono sostituite dalle seguenti.

Tabella 1 – Sovrapprezzi inglobati in tariffa per tutte le utenze con esclusione di quelle di cui al comma 2.4 della deliberazione n. 70/97

Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	Componenti inglobate della parte A	Parte B	Importo totale inglobato in tariffa
BASSA TENSIONE			
1) Fornitura per usi domestici			
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	24,3	15,8	40,1
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	48,7	67,7	116,4
2) Forniture per usi agricoli	38,6	46,1	84,7
3) Altri usi	41,3	49,4	90,7
MEDIA TENSIONE			
4) Tutti gli usi	30,7	33,5	64,2
ALTA TENSIONE			
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	27,7	32,0	59,7
6) Alluminio primario	8,0	5,2	13,2
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	8,0	5,2	13,2

Tabella 3 – Componenti tariffarie della parte A
Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	A1	A2	A3	A3bis
BASSA TENSIONE				
1) Fornitura per usi domestici				
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	9,8	1,5	13,0	7,0
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	26,8	1,6	20,3	7,0
2) Forniture per usi agricoli	19,7	1,6	17,3	7,0
3) Altri usi	21,3	1,7	18,3	7,0
MEDIA TENSIONE				
4) Tutti gli usi	15,2	1,4	14,1	6,5
ALTA TENSIONE				
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	14,5	1,1	12,1	4,8
6) Alluminio primario	2,2	2,2	3,6	—
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	1,5	1,1	3,0	—
8) Ferrovie dello Stato, Società Terni e suoi aventi causa (nei limiti dei quantitativi previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, e all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165)	0,0	0,0	—	2,3

Delibera 23 aprile 1998, n.41

**MODIFICA DEL CRITERIO DI ADEGUAMENTO PERIODICO
DELLE TARIFFE DEI GAS PROVENIENTI DA METANO
E DISTRIBUITI A MEZZO RETE URBANA DI CUI AL
PROVVEDIMENTO DEL COMITATO INTERMINISTERIALE DEI
PREZZI DEL 14 NOVEMBRE 1991 N. 25**

L'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 aprile 1998,

Premesso che:

- ai sensi dell'art.3, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n.481, devono intendersi in materia di energia elettrica e gas attribuite trasferite all'Autorità per l'energia elettrica e il gas le funzioni all'art. 5, comma 2, lettera b), del decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373, al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato;

- tra le suddette funzioni rientrano quelle previste dalle delibere del Comitato interministeriale per la programmazione economica del 26 giugno 1974 e del 20 settembre 1974 rispettivamente in materia di tariffe del gas industriale, naturale e tecnico distribuito a mezzo rete per usi domestici, artigianali ed industriali e di prezzi del metano;

Visti il decreto legislativo luogotenenziale 19 ottobre 1944, n. 347, il decreto legislativo del Capo provvisorio dello Stato 22 aprile 1947, n. 283, e il decreto del Presidente della Repubblica 30 marzo 1968, n. 626;

Visto il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito CIP) del 14 novembre 1991, n. 25, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale - Serie generale - n. 276 del 25 novembre 1991, come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale - Serie generale - n. 97 del 28 aprile 1997, nel quale si dispone, tra l'altro, che le variazioni delle tariffe del metano per uso riscaldamento individuale con o senza uso promiscuo e altri usi - escluse le tariffe per uso domestico di cottura cibi e produzione di acqua calda - sono correlate alle variazioni del prezzo del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e segnalato alla Comunità economica europea in osservanza delle norme sulla trasparenza dei prezzi in Europa;

Considerato che l'andamento del prezzo del gasolio rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha mostrato una tendenza alla divaricazione rispetto all'andamento delle quotazioni internazionali, con una netta accentuazione del fenomeno, negli ultimi mesi, in conseguenza della sempre minor rilevanza di questo prodotto sul mercato nazionale del riscaldamento sia civile che industriale e terziario, e di una localizzazione marginale delle aree in cui è distribuito;

Ritenuto che il riferimento al suddetto prezzo del gasolio non rappresenti, in maniera coerente, l'evoluzione dei mercati energetici internazionali, non consentendo al prezzo del metano di beneficiare dell'attuale favorevole congiuntura dei mercati petroliferi;

Ritenuto che, comunque, sia urgente, ai fini dell'adeguamento periodico delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana, e in attesa dell'adozione del nuovo ordinamento tariffario che verrà definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in seguito al procedimento avviato con delibera 23 aprile 1998 n. 40/98, introdurre l'utilizzo di un prezzo di riferimento legato al mercato internazionale;

DELIBERA:

Articolo 2 Modificazioni del provvedimento del
 Comitato interministeriale dei prezzi
 14 novembre 1991, n. 25

Il terzo, quarto e quinto comma del Provvedimento CIP 14 novembre 1991, n. 25, come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 13 marzo 1997, sono sostituiti come segue:

“Dette tariffe sono modificate qualora la più favorevole all'utente tra le variazioni, positive o negative, degli indicatori dei prezzi del gasolio definiti nei commi seguenti, risulti almeno pari a 11 lire/Kg, corrispondenti a 5,89 lire/mc in termini di metano.

Per ciascun indicatore, le variazioni sono calcolate come differenza tra la media dei prezzi del gasolio vigenti in ciascun giorno del semestre di riferimento precedente quello previsto per la revisione e il prezzo del gasolio assunto in occasione dell'ultima revisione.

Gli indicatori da considerare sono:

- prezzo del gasolio, espresso in lire/Kg., risultante dalla quotazione CIF Med, base Genova - Lavera, pubblicata giornalmente dal *Platt's Oilgram Price Report*, moltiplicata per il valore del cambio UIC lira/US\$ del corrispondente giorno;
- prezzo del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e segnalato alla Comunità economica europea in osservanza delle norme sulla trasparenza dei prezzi in Europa;

Per ogni lira al chilogrammo della variazione di tali indicatori più favorevole all'utente le tariffe finali di riscaldamento individuale, con o senza uso promiscuo, ed altri usi, sono adeguate di 0,5869 lire/mc di metano con potere calorifico superiore pari a 9,2 Mcal/mc, corrispondenti a 0,0638 lire/Mcal.”

Articolo 2 Disposizioni transitorie e finali

La prima applicazione della procedura di adeguamento periodico delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana, modificata con l'adozione del prezzo del gasolio CIF Med di cui al precedente articolo 1, verrà effettuata utilizzando come valori base i seguenti:

– per il prezzo del gasolio, espresso in lire/Kg, risultante dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera, lire/Kg 284,94;

– per il prezzo del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, lire/Kg 507,27.

La disciplina di cui al precedente art. 1 avrà applicazione sino all'adozione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle determinazioni di cui all'art. 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995 n. 481 relative al settore gas, e comunque per un periodo non superiore ad otto mesi dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento come definita nel comma successivo.

Il presente provvedimento viene pubblicato nella Gazzetta Ufficiale ed ha vigore dall'1 maggio 1998.

PARERI E SEGNALAZIONI

PAGINA BIANCA

Delibera 5 novembre 1997, n.122

**PRESENTAZIONE AL GOVERNO DI PROPOSTA
IN MATERIA DI DISCIPLINA DELLA CESSIONE
A SOGGETTI TERZI DELLE ECCEDENZE DI ENERGIA
ELETTRICA DI CUI ALLA LEGGE 9 GENNAIO 1991, N. 9**

Nella riunione del 5 novembre 1997;

Premesso che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità) ha avviato, con delibera 25 settembre 1997, n. 98/97 un procedimento per la formazione di un provvedimento in materia di prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito legge n. 9/91);

Premesso altresì che l'Autorità ritiene opportuno stabilire indirizzi e formulare proposte al Governo al fine di una più efficace individuazione dei soggetti a cui possono essere cedute le eccedenze di energia elettrica tenendo in ciò conto, ai sensi degli articoli 20 e 21 della legge n. 9/91, delle nuove esigenze di coordinamento e di organizzazione del servizio elettrico nazionale;

Considerate le informazioni e gli elementi conoscitivi acquisiti dall'Autorità attraverso comunicazioni delle parti interessate ed anche attraverso le audizioni speciali tenute presso l'Autorità in data 9 ottobre 1997 e consultazioni con rappresentanti delle province autonome di Trento e di Bolzano e della regione Valle d'Aosta avvenute in data 13 e 14 ottobre 1997;

Vista la legge 14 novembre 1995, n. 481;

Visto l'articolo 14 del decreto legge 11 luglio 1992, n. 232 convertito con modificazioni nella legge 8 agosto 1992, n. 359;

Vista la direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernenti norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;

Vista la delibera 28 ottobre 1997, n. 108/97 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 225 del 31 ottobre 1997, con cui l'Autorità ha definito nuovi prezzi di cessione per le eccedenze di energia elettrica di cui alla legge n. 9/91;

Visto l'articolo 5, comma 2, dello Schema di regolamento per la semplificazione dei provvedimenti di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano fonti convenzionali, come proposto dal Presidente del Consiglio dei ministri e dal Ministro per la funzione pubblica sulla base della delega contenuta nell'articolo 20, comma 8, allegato 1, n. 87 della legge 15 marzo 1997, n. 59, e approvato dal Consiglio dei ministri in sede preliminare nella seduta del 5 agosto 1997;

Visti i pareri espressi con riferimento all'articolo 5, comma 2, dello schema di regolamento soprarichiamato, da Consiglio di Stato nell'adunanza del 3 novembre 1997, da X Commissione permanente del Senato della Repubblica in data 8 ottobre 1997 e da X Commissione permanente della Camera dei deputati in data 24 settembre 1997;

Visto il documento "Proposta di delibera per la presentazione al Governo di una proposta in materia di disciplina della cessione a soggetti terzi delle eccedenze di energia elettrica di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 9" (PROT.AU/97/192);

Ritenuta per quanto concerne i soggetti abilitati all'acquisto delle eccedenze di energia elettrica, l'opportunità di:

- stabilire l'obbligo di vettoriamiento a carico del soggetto gestore della rete;
- prevedere per le parti interessate, al fine di dare impulso alla creazione di un vero mercato, la possibilità di definire liberamente i prezzi di cessione, ed escludere pertanto l'instaurarsi di diritti di prelazione;
- tenere conto che in ogni caso le condizioni di mercato si verranno a creare in modo progressivo e in particolare i produttori di piccole quantità di energia elettrica eccedente potranno incontrare difficoltà nella ricerca di un acquirente; ciò anche se si tratta di produzioni in molti casi idroelettriche, la cui utilizzazione è di interesse generale;
- mantenere di conseguenza un obbligo di acquisto, in ultima istanza, a carico del cessionario del servizio elettrico nell'area in cui è sito l'impianto che produce le eccedenze, e fissare il prezzo per queste cessioni obbligate per via amministrativa con riferimento ai prezzi definiti con delibera dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, notando che tali prezzi assumeranno, una volta formatosi il mercato, la funzione di prezzi minimi garantiti.

Su proposta del prof. Sergio Garribba,

DELIBERA:

Di approvare, affinché possa essere considerato dal Governo nella predisposizione di un eventuale provvedimento che consenta di regolare, anche solo in via transitoria, la cessione delle eccedenze di energia elettrica a soggetti terzi, la bozza di articolato contenente disposizioni per l'acquisto delle eccedenze di energia elettrica come riportato nell'allegato (Allegato A) che costituisce parte integrante e sostanziale della presente delibera;

Di dare mandato al Presidente di trasmettere al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e al Ministro per la funzione pubblica e gli affari regionali la bozza di articolato di cui in allegato accompagnata da nota esplicativa.

Allegato A

BOZZA DI ARTICOLATO

(Disposizioni per l'acquisto delle eccedenze di energia elettrica)

1. Con riferimento alla legge 9 gennaio 1991, n. 9, l'energia elettrica prodotta in eccedenza, di cui all'articolo 20, comma 1 ed all'articolo 22, comma 3 può essere ceduta, a prezzi e condizioni determinati tra le parti, oltre ai soggetti previsti dagli articoli soprarichiamati, anche a:

- a) imprese produttrici e autoproduttrici di energia elettrica di cui all'art. 20, comma 1;
- b) società commerciali e imprese elettriche di enti locali di cui all'art. 21, comma 1;
- c) consorzi e società consortili fra imprese di cui all'art. 23, comma 1, esistenti alla data del presente provvedimento, anche senza la partecipazione del soggetto produttore delle eccedenze;
- d) aziende speciali degli enti locali e altri soggetti di cui all'articolo 23, comma 1. Hanno altresì la facoltà di ritirare le eccedenze di energia elettrica;
- e) imprese non assoggettate a trasferimenti all'Enel, ai sensi dell'art. 4, numeri 6) e 8) della legge 6 dicembre 1962, n. 1643;
- f) consorzi e società consortili costituiti nelle province autonome di Trento e di Bolzano e nella regione Valle D'Aosta;
- g) utenti il cui consumo superi i 100 GWh all'anno, come indicato ai sensi dell'art. 19 della direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996;

2. I gestori delle reti di trasmissione e di distribuzione devono garantire il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta in eccedenza e ceduta a terzi secondo tariffe e condizioni determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481, entro centottanta giorni dall'entrata in vigore della presente legge.

3. L'energia elettrica eccedentaria non ceduta ai sensi del comma 1 è ritirata dal concessionario delle attività riservate allo Stato nel settore elettrico come previsto dalle leggi vigenti per la zona in cui è localizzato l'impianto di produzione. I prezzi minimi per tali cessioni sono fissati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Delibera 2 dicembre 1997, n.129

SEGNALAZIONE AL GOVERNO SULLA PROPOSTA DI DIRETTIVA EUROPEA PER IL MERCATO DEL GAS NATURALE

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 2 dicembre 1997 ;

Visto l'articolo 2, comma 6 della legge 14 novembre 1995, n. 481 che prevede che *"le Autorità, in quanto Autorità nazionali competenti per la regolazione e il controllo, svolgono attività consultiva e di segnalazione al Governo nelle materie di propria competenza anche ai fini della definizione, del recepimento e della attuazione della normativa comunitaria"*;

Considerato che il Consiglio dei ministri dell'Unione Europea sta discutendo, in vista dell'adozione di una posizione comune, una Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio concernente norme comuni per il mercato interno del gas naturale, (nel seguito: proposta di direttiva);

Vista la nota di compromesso sulla proposta di direttiva, presentata dalla Presidenza lussemburghese, il 21 novembre 1997(prot. n. 12525/97);

Su proposta del Presidente

DELIBERA:

Di trasmettere al Presidente del Consiglio dei ministri e al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato la segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sulla proposta di direttiva europea concernente regole comuni per il mercato interno del gas naturale riportata in allegato (*Allegato A*).

Di dare mandato al Presidente per le azioni a seguire.

Allegato A

Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Governo sulla proposta di direttiva europea concernente regole comuni per il mercato interno del gas naturale

1. Premessa

1.1 Ai fini della realizzazione di un mercato unico per l'energia, il 24 febbraio 1992, la Commissione europea ha trasmesso al Consiglio dei ministri europeo due proposte di direttiva concernenti, rispettivamente, regole comuni per il mercato interno dell'e-

lettricità e del gas. Le due proposte si fondano entrambe sull'articolo 100 A del Trattato di Roma e pertanto per la loro adozione si applica la procedura di codecisione Consiglio - Parlamento Europeo, prevista dall'articolo 189 dello stesso trattato. Il 19 dicembre 1997 il Consiglio dei ministri europeo ha adottato la direttiva sul mercato interno dell'elettricità. Per quanto riguarda la proposta di direttiva sul mercato interno del gas naturale, non è ancora stato possibile trovare un accordo.

1.2 La Presidenza lussemburghese, in data 21 novembre 1997 (prot. n. 12525/97), ha presentato, una soluzione di compromesso sulla proposta di direttiva per il mercato interno del gas naturale, in cui rimangono diversi punti aperti.

Il Consiglio Energia, convocato per l'8 dicembre 1997, ha all'ordine del giorno l'adozione di una posizione comune su questa proposta di direttiva, così come modificata dalla soluzione di compromesso presentata dalla presidenza lussemburghese.

1.3 Ai sensi dell'articolo 2, comma 6, della legge 14 novembre 1995, n. 481, *"le Autorità, in quanto autorità nazionali competenti per la regolazione e il controllo, svolgono attività consultiva e di segnalazione al Governo nelle materie di propria competenza anche ai fini della definizione, del recepimento e della attuazione della normativa comunitaria"*.

Nello svolgimento dei suoi compiti l'Autorità per l'energia elettrica e il gas tiene conto delle finalità che le assegna la legge istitutiva; tra queste, ai sensi dell'articolo 1, comma 1, *"la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei settori dei servizi di pubblica utilità... nonché adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e di redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale,..., promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori"*.

2. Considerazioni di carattere generale

2.1 La proposta di direttiva definisce la creazione di un mercato competitivo per il gas naturale, come condizione essenziale per il completamento del mercato unico dell'energia, a tal fine stabilisce norme comuni per la trasmissione, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale, definisce le modalità organizzative e il funzionamento del settore del gas naturale, l'accesso al mercato, le modalità di gestione delle reti nonché i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio delle autorizzazioni.

In particolare la proposta di direttiva prevede:

- norme e criteri obiettivi e non discriminatori per l'organizzazione del settore;
- riconoscimento del diritto di accesso al sistema gas al fine di favorire la libertà di scelta del fornitore da parte dei consumatori e l'entrata di nuovi operatori sul mercato;
- accesso da parte dell'autorità competente alla contabilità interna delle imprese;
- separazione contabile per ognuna delle attività svolte dalle imprese, sia verticalmente che orizzontalmente integrate, in modo da garantirne la massima trasparenza
- apertura graduale del mercato del gas naturale, limitata ad un numero crescente nel tempo di clienti idonei ai quali si riconosce la capacità legale di acquistare gas naturale sul mercato concorrenziale

- deroghe all'applicazione della direttiva per i contratti *take or pay* stipulati o rinnovati dopo l'entrata in vigore della stessa purché non ostacolino l'apertura del mercato, e quindi siano limitate nel tempo e nell'ambito di attuazione e concesse in modo trasparente sotto la supervisione della Commissione;

2.2 L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ritiene che l'apertura del mercato sia condizione essenziale per promuovere la concorrenza e l'efficienza nel settore del gas naturale, anche al fine di migliorare le condizioni di competitività delle imprese italiane sul mercato europeo. In generale l'Autorità esprime un giudizio favorevole sulla proposta di direttiva, tuttavia rileva che alcune disposizioni della stessa rimangono aperte a scelte e decisioni che possono risultare in contrasto con l'obiettivo di introdurre la concorrenza e l'efficienza nel mercato del gas naturale ed in certi casi perfino appaiano più restrittivi rispetto alle condizioni attualmente esistenti. Raccomanda di non introdurre clausole che possano lasciare margini di dubbio per l'introduzione di discriminazioni tra i soggetti del mercato, costituire possibili barriere all'entrata di nuovi operatori e che penalizzino la competitività dell'industria italiana. Ritiene invece che vadano favorite clausole che contengano forme di tutela per i nuovi operatori, per i clienti idonei con debole posizione negoziale e per i clienti vincolati.

L'Autorità garante per la concorrenza e il mercato nel rendere note, il 26 novembre 1997, le conclusioni dell'indagine conoscitiva nel settore del gas, ha a sua volta messo in evidenza alcuni aspetti della proposta di direttiva che, così come formulati, possono costituire un ostacolo alla realizzazione di un mercato competitivo per il gas naturale nel nostro Paese.

3. Valutazioni conclusive

Quanto sopra premesso e rilevato, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ritiene di segnalare al Governo in relazione agli articoli della proposta di direttiva europea concernente regole comuni per il mercato interno del gas naturale, quanto segue:

Articolo 2 comma 13

Con riferimento alla definizione di "sistema gas", l'accesso al mercato finale è in genere garantito solo nella misura in cui è possibile anche l'accesso da parte di altri soggetti alle infrastrutture di stoccaggio, la cui indisponibilità costituirebbe altrimenti una possibile barriera all'entrata.

Pertanto sarebbe opportuno *inserire nella definizione di sistema gas anche lo stoccaggio, riformulando l'articolo 2, comma 13 in:*

Per sistema gas deve intendersi ogni rete di trasmissione e/o di distribuzione e/o impianti gnl di proprietà o gestiti da società del gas, incluse le infrastrutture di stoccaggio e quelle delle società collegate, oltre ad eventuali servizi ausiliari.

Articolo 4 commi 1, 2 e 4

Con riferimento all'affidamento di concessioni e autorizzazioni per la costruzione

e/o l'esercizio di infrastrutture di gnl, stoccaggio, trasmissione e distribuzione del gas, la tutela dei consumatori non può essere assicurata in assenza di criteri e regole oggettive e non discriminatorie, nonché di procedure trasparenti estese a tutte le fasi e applicate in tutti i paesi membri. Al fine di non ostacolare l'apertura del mercato, non devono inoltre essere poste limitazioni alla costruzione di nuovi gasdotti, compatibilmente con la salvaguardia dell'ambiente.

Si ritiene quindi opportuno *mantenere integralmente il dettato dell'articolo 4, nei commi 1 e 2*, laddove ci si riferisce ad autorizzazioni, concessioni e permessi non discriminatori che garantiscano parità di condizioni nella costruzione o gestione di impianti gnl, di impianti di stoccaggio, gasdotti di trasmissione e di distribuzione e *nel comma 4*, laddove si prevede che la possibilità di rifiuto di nuove autorizzazioni, in caso di capacità non saturata, rimanga limitata alla fase di distribuzione.

Articolo 13 commi 3 e 3a

Con riferimento ai requisiti di separazione contabile, la tutela dei clienti che non fruiscono della liberalizzazione dell'accesso alla rete richiede che l'obbligo di presentare conti separati sia esteso senza eccezioni a tutte le imprese e a tutte le attività delle imprese. Tale tutela sarebbe invece indebolita qualora si esentassero le imprese integrate dall'obbligo di presentare contabilità separate per le attività di produzione di gas naturale, fatti salvi gli obblighi di riservatezza relativi alle informazioni di rilevanza commerciale.

Ne consegue l'esigenza di *mantenere l'attuale formulazione dell'articolo 13, comma 3* che prevede l'obbligo di separazione contabile esteso anche alla fase di produzione e alle attività non - gas, indipendentemente dal fatto che queste ultime siano esercitate con diritto di esclusiva.

Per gli stessi motivi, non sono da *prevedere eccezioni nel caso di imprese di distribuzione che non hanno clienti idonei sul loro territorio (articolo 13, comma 3a).*

Articolo 13 ulteriore comma

Con riferimento alla contabilità interna, la disponibilità delle informazioni necessarie per assicurare la trasparenza delle decisioni relative all'accesso al sistema di trasmissione favorisce la promozione della concorrenza attraverso l'entrata e lo sviluppo di nuovi fornitori.

Si ritiene quindi opportuno *aggiungere un ulteriore comma:*

Gli stati membri devono assicurare che l'Autorità competente di cui all'articolo 21, comma 2 renda disponibile sufficienti informazioni relative alla contabilità interna delle imprese al fine di consentire che in caso di controversie il ricorrente possa rappresentare la propria posizione di fronte all'Autorità.

Articolo 15 comma 2

Con riferimento al regime di accesso negoziato, l'esenzione dall'obbligo di pubblicazione di un intervallo indicativo delle tariffe di accesso e di altre condizioni d'uso del sistema non assicura la tutela di quei clienti idonei che non hanno una forte posizione negoziale nei confronti dei trasportatori e non hanno informazioni sulle tariffe contrattuali praticate ad altri clienti. Una tale esenzione risulterebbe tra l'altro restrittiva rispetto ai diritti di accesso già acquisiti in Italia dove attualmente, in base all'articolo 12 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 (che prevede il diritto di accesso alle reti per fornitura a stabilimenti della società produttrice del gas naturale o di sue controllanti o controllate, ovvero per fornitura all'Enel o altre aziende elettriche), le condizioni di accesso e le tariffe di vettoriamento vengono disciplinate dall'accordo del 22 dicembre 1994 tra Snam, Unione Petrolifera ed Associazione Mineraria Italiana, e sono pubbliche. In caso di controversie, esse sono peraltro soggette a regolamentazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in base all'articolo 3, comma 1 della legge 14 novembre 1995, n. 481 e disposizioni ivi richiamate;

Pertanto si ritiene necessario *mantenere il dettato dell'articolo 15, comma 2 della direttiva*, laddove si prescrive l'obbligo di pubblicazione di un intervallo indicativo delle tariffe di accesso e di altre condizioni d'uso del sistema.

Articolo 18 comma 2

Con riferimento ai criteri di definizione dei clienti idonei, scelte che risultino restrittive nei confronti di una o più categorie di clienti pregiudicano il processo di liberalizzazione.

La possibilità di scelta del proprio fornitore va riconosciuta in modo equo per la più ampia pluralità di clienti che raggiungono la soglia minima e, quindi, anche per i cogeneratori (relativamente alla parte di produzione di energia elettrica), per i consorzi tra più imprese che raggiungano le soglie di consumo previste rispetto ad un unico punto di prelievo.

Pertanto pare opportuno inserire nell'articolo 18, comma 2, entro parentesi quadra:

Ivi compresi tutti i cogeneratori, per la parte di consumi di gas destinata alla produzione elettrica esposta a concorrenza, nonché i consorzi di imprese che si servono di un unico punto di prelievo. (La definizione di cogeneratori in concorrenza sarà basata sull'articolo 8 della direttiva 96/92/CE, relativa alle regole comuni per il mercato interno dell'elettricità).

Articolo 23 commi 1 e 2

Con riferimento alle deroghe riconosciute in caso di contratti *take or pay*, al fine di non pregiudicare l'apertura del mercato attraverso l'entrata di operatori alternativi,

vanno escluse le forme di deroga che potrebbero limitare investimenti in nuove linee dirette di trasporto ai consumatori finali. La scelta di rimettere la decisione alla Commissione europea (e non ai paesi membri o al collegio di questi) evita di lasciare ai paesi membri un potenziale strumento di limitazione dell'apertura del mercato a vantaggio dei monopoli nazionali e quindi, di ritardare l'apertura del mercato. A tale riguardo, un diverso trattamento tra contratti esistenti e futuri è difficilmente giustificabile nei casi in cui i contratti esistenti coprono la prevedibile domanda.

Sarebbe pertanto opportuno *confermare il testo dell'articolo 23, comma 1*, laddove il potere di deroga è limitato all'accesso al sistema, e non si estende al caso di autorizzazioni per nuove linee dirette.

E' altresì opportuno *confermare il testo del comma 2*, laddove si attribuisce alla Commissione il potere di decisione sulle deroghe all'accesso al sistema per i contratti *take or pay*, indipendentemente dalla data della loro firma e senza riconoscere poteri decisionali né alle autorità nazionali per la difesa della concorrenza o a comitati formati da rappresentanti di paesi membri.

Delibera 13 dicembre 1997, n.133

**PARERE AL MINISTRO DEI LAVORI PUBBLICI
IN MERITO AD UNA ISTANZA DI AUTORIZZAZIONE
ALL'IMPORTAZIONE/ESPORTAZIONE DI ENERGIA
ELETTRICA PRESENTATA DA ENEL SPA**

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 13 dicembre 1997 ;

Premesso che il Ministero dei lavori pubblici, con lettera 27 ottobre 1997, prot. N.US/818/DG, della Direzione generale della difesa del suolo ufficio studi aa.gg.e coordinamento legislativo, ha inoltrato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità) richiesta di esprimersi, ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481, e alla luce della direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, sull'istanza di autorizzazione alle importazioni ed esportazioni di energia elettrica mediante contratti pluriennali presentata dalla società Enel SpA (di seguito Enel) con lettera dell'1 agosto 1997 a norma degli articoli 133 e ss. del R.D. 11 dicembre 1933, n.1775;

Vista la legge 14 novembre 1995, n. 481, ed in particolare gli articoli 1, comma 1, e 2, comma 12, lettere c) e d), di questa;

Vista la direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;

Visto il documento "Parere sull'istanza presentata dalla società Enel SpA al Ministro dei lavori pubblici avente ad oggetto il rilascio di una nuova autorizzazione all'importazione e all'esportazione di energia elettrica" (PROT.AU/97/211);

Su proposta del Dott. Antonio Molteni e del Dott. Giancarlo Pireddu, rispettivamente nella posizione di Direttore del Servizio legale e legislativo e di Direttore della Divisione elettricità assetti;

DELIBERA:

Di rilasciare al Ministero dei lavori pubblici, in ordine all'istanza presentata dalla società Enel SpA con lettera 1 agosto 1997, il parere allegato alla presente delibera (*Allegato A*);

Di trasmettere nei modi d'uso il parere di cui al punto precedente al Ministero dei lavori pubblici;

Di dare mandato al Presidente per le azioni a seguire.

Allegato A

Parere sull'istanza presentata al Ministero dei Lavori Pubblici dalla società Enel Spa avente ad oggetto il rilascio di una nuova autorizzazione all'importazione e all'esportazione di energia elettrica

1. Premessa

Con lettera del 7 ottobre 1997 (prot. N.US./818/DG), il Ministero dei lavori pubblici ha chiesto all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità) di esprimersi, ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito legge n. 481/95) e alla luce della direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 (di seguito direttiva 96/92/CE) concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, sull'istanza di autorizzazione alle importazioni ed esportazioni di energia elettrica mediante contratti pluriennali presentata dalla società Enel SpA (di seguito Enel) con lettera dell'1 agosto 1997 a norma degli articoli 133 e ss. del T.U. 11 dicembre 1933, n.1775.

In base alla suddetta istanza l'Enel chiede, da un lato, il rilascio di una nuova autorizzazione per un periodo di 40 anni (ossia fino al 2032, data di scadenza della concessione delle attività per l'esercizio del pubblico servizio di fornitura dell'energia elettrica) e, dall'altro, l'innalzamento dei quantitativi complessivi annui ammessi allo scambio dagli attuali 30.000 GWh $\pm$ 20% a 40.000 GWh $\pm$ 20%. In subordine, qualora l'esame dell'istanza non sia giunto ad esito entro il 31 dicembre 1997, termine di scadenza dell'autorizzazione di cui è attualmente titolare, l'Enel chiede la proroga in via provvisoria di tale ultimo provvedimento.

2. Considerazioni di carattere giuridico

2.1. L'intervento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Pregiudiziale allo sviluppo di considerazioni giuridiche e tecnico-economiche è l'inquadramento giuridico-istituzionale dell'intervento dell'Autorità nel procedimento diretto all'esame dell'istanza in oggetto.

Le disposizioni del T.U. 11 dicembre 1933, n. 1775, così come modificato dalla legge 26 gennaio 1942, n. 127, disciplinanti la procedura per il rilascio dell'autorizzazione all'attività di importazione e/o esportazione di energia elettrica prevedono che il provvedimento sia adottato dal Ministro dei lavori pubblici, di intesa con i Ministri degli esteri, dell'industria commercio e artigianato, nonché delle poste e telecomunicazioni.

Non essendo possibile ipotizzare il subentro dell'Autorità nella funzione endoprocedimentale obbligatoria attribuita al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sembra possibile configurare l'intervento dell'Autorità alla stregua di un parere facoltativo, non vincolante, richiesto e pronunciato al fine di introdurre nel procedimento elementi di valutazione di interessi della cui cura concreta l'Autorità è istituzionalmente investita e sui quali può incidere il provvedimento richiesto dall'Enel.

Tali sfere di interessi sembrano agevolmente individuabili sulla base di un'analisi della legge n. 481/95.

Sembra in particolare necessario considerare che l'Autorità, nel settore di competenza, in base all'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95, è chiamata a garantire *"la promozione della concorrenza e dell'efficienza..., tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo"*.

Altrettanto significativo è il fatto che, per quanto specificamente riguarda l'accesso alle reti, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera c), della legge n. 481/95 l'Autorità *"controlla che le condizioni e le modalità di accesso per i soggetti esercenti i servizi siano attuate nel rispetto dei principi della concorrenza e della trasparenza ..."*; in relazione a tale profilo è bene ricordare che la legge n. 481/95 riconosce all'Autorità il potere di definire *"le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti"* (articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/95).

Le considerazioni di seguito sviluppate evidenziano come la prevedibile evoluzione dell'assetto giuridico del settore segnali alcuni elementi utili alla valutazione dell'istanza in oggetto in relazione all'esigenza di tutela dei sopra accennati interessi.

2.2. Il regime di autorizzazione dell'attività di importazione ed esportazione di energia elettrica: dal testo unico del 1933 alla legge di nazionalizzazione del 1962

Il T.U. 11 dicembre 1933, n. 1775 (di seguito T.U. n. 1775/33), così come modificato dalla legge 26 gennaio 1942, n. 127, dispone, tra l'altro, che *"L'autorizzazione ad importare od esportare l'energia elettrica è data con decreto del Ministero dei lavori pubblici.... Nel decreto sono determinate la quantità massima d'energia da importare od esportare, le condizioni e la durata dell'autorizzazione anche oltre il limite massimo stabilito di dieci anni"*. Si può ricordare che gli scambi occasionali e stagionali di energia elettrica con l'estero, ai sensi della legge 19 luglio 1959, n. 606, non sono soggetti ad autorizzazione ma devono essere semplicemente comunicati ai Ministeri dei lavori pubblici e del commercio con l'estero.

Il regime autorizzatorio istituito e regolato dal T.U. n. 1775/33 si colloca in un contesto dove più operatori sono legittimati all'attività di importazione ed esportazione e in cui si pone l'esigenza di sviluppare ed implementare le infrastrutture di rete necessarie per l'interscambio di energia elettrica. In tale quadro il regime autorizzatorio sembra collegabile alla necessità di istituire una forma di controllo sulle attività economiche che ne costituiscono oggetto.

La legge 6 dicembre 1962, n. 1643 pone la riserva allo Stato delle attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta, costituendo altresì un apposito ente, l'Enel, a cui viene attribuito l'esercizio di tali attività.

In conseguenza delle suddette disposizioni, con il D.P.R. 18 marzo 1965, n. 342, vengono revocate tutte le autorizzazioni ad importare e ad esportare energia elettrica già rilasciate in precedenza ad operatori diversi dall'Enel.

Nella vigenza della nuova disciplina delle attività di fornitura del servizio elettrico e, in particolare, delle attività di importazione ed esportazione di energia elettrica, si osserva che il regime di autorizzazione di queste ultime facente capo al Ministero dei lavori pubblici ha continuato ad essere applicato, essendo stato adottato più di un provvedimento autorizzatorio nei confronti dell'unico soggetto economico legitti-

mato, in funzione, si deve ritenere, delle cura concreta di interessi quali la programmazione a fini di utilità generale, la gestione razionale delle risorse energetiche, la sicurezza dell'approvvigionamento. Questo nonostante sia ipotizzabile un almeno parziale assorbimento funzionale di tale regime nell'assetto che si è venuto a determinare a seguito della nazionalizzazione (si pensi, ad esempio, alle valutazioni inerenti la programmazione che dovrebbero costituire uno dei contenuti fondamentali del mandato conferito al concessionario del servizio nazionale).

2.3. La riforma del settore elettrico nazionale

Rispetto ai profili sopra delineati, assume fondamentale valenza innovativa il fatto che l'articolo 19 della direttiva 96/92/CE preveda la figura del cliente idoneo, ovvero di un soggetto che, qualora superi le soglie di consumo prefissate a livello comunitario, è abilitato a concludere contratti di fornitura di energia elettrica con operatori nazionali ed esteri. Ne discende, infatti, che il recepimento di tale disposizione nell'ordinamento italiano comporterà il venire meno, per incompatibilità con il disposto della direttiva 96/92/CE, del regime di riserva nell'ambito del quale oggi opera l'Enel.

In tale quadro, ai fini della piena attivazione del nuovo assetto giuridico, un ruolo complementare è da attribuire alle previsioni della legge n. 481/95, ed in particolare a quelle (art. 2, comma 12, lettera f) e art. 3, comma 8) che investono l'Autorità della adozione delle direttive in materia di separazione contabile e amministrativa.

Nella prospettiva del recepimento della direttiva 96/92/CE, per quanto specificamente attiene alle attività di importazione e/o esportazione di energia elettrica, si porrà inoltre la questione dell'effettiva funzionalità del regime di autorizzazione con riferimento al nuovo assetto da questa determinato.

In generale va rilevato che se, ai sensi della direttiva comunitaria 96/92/CE, sembra non sollevare problemi di compatibilità, tuttavia esso andrebbe analizzato più in generale sotto il profilo della sua compatibilità con il Trattato di Roma, in particolare alla luce del principio della libera circolazione delle merci all'interno del mercato comune.

I regimi autorizzatori per le importazioni e le esportazioni, infatti, potrebbero essere intesi come una misura equivalente a una restrizione quantitativa agli scambi tra gli Stati membri dell'Unione europea e, in quanto tali, vietati ai sensi dell'articolo 30 del Trattato di Roma. Tuttavia, tali restrizioni possono essere considerate compatibili nella misura in cui siano giustificate da uno o più dei motivi di cui all'articolo 36 dello stesso, ovvero "*moralità pubblica, ordine pubblico, pubblica sicurezza....*" e siano proporzionate rispetto all'obiettivo da perseguire. Più in particolare per le importazioni ed esportazioni di energia elettrica, la Corte di giustizia delle Comunità Europee ha affermato che le restrizioni possono essere considerate compatibili con il diritto comunitario, in quanto si giustificano per motivi di pubblica sicurezza (quali, appunto, la gestione razionale delle risorse energetiche, la programmazione a fini di utilità generale o la sicurezza dell'approvvigionamento) (*).

(*) *Campus Oil, Causa raccolta della Corte di Giustizia delle Comunità Europee 1984, pag. 2727.*

Pertanto il regime autorizzatorio del T.U. 11 dicembre 1933, n.1775, se funzionalizzato alla cura concreta degli interessi di cui sopra e proporzionato rispetto all'obiettivo che si vuole tutelare, può considerarsi formalmente compatibile con il diritto comunitario. Al di là di queste considerazioni sembra forse più appropriato ipotizzare che il nuovo inquadramento giuridico delle attività di importazione e/o di esportazione comporterà problemi di compatibilità sostanziale, collegati all'emergere della necessità di supporti istituzionali di tipo diverso, funzionalizzati primariamente a regolamentare l'utilizzo dei sistemi di interconnessione in modo compatibile con l'esigenza di garantire l'effettività del gioco concorrenziale.

Al riguardo non si può evitare di rimarcare che tale innovativo impianto istituzionale è già prefigurato dalla legge n. 481/95, laddove prevede espressamente, all'articolo 2, comma 12, lettera d), che l'Autorità *"propone la modifica delle clausole delle concessioni e delle convenzioni, ivi comprese quelle relative all'esercizio in esclusiva, delle autorizzazioni, ... ove ciò sia richiesto dall'andamento del mercato o dalle ragionevoli esigenze degli utenti, definendo altresì le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti, ove previsti dalla normativa vigente"*.

La fase che si protrarrà sino all'avvenuto recepimento della direttiva 96/92/CE, ed all'adozione degli atti di regolazione settoriale ad esso strumentali in base alle disposizioni della legge n. 481/1995, pertanto, si configura, come periodo di transizione ad una situazione nella quale tanto il contesto economico, quanto lo sfondo istituzionale, saranno oggetto di profonde innovazioni e nella quale, di conseguenza, appare opportuno evitare di precostituire situazioni fattuali e giuridiche che potrebbero porsi in contraddizione con il nuovo assetto.

Una conferma di questa lettura è offerta dall'esame della convenzione di concessione delle attività elettriche all'Enel, approvata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 28 dicembre 1995. Nelle sue premesse, che sono dichiarate parte integrante della concessione, si prevede che: *"la disciplina della concessione regolata dalla presente convenzione interviene, ..., nel quadro di un'evoluzione dell'ordinamento del sistema elettrico italiano che dovrà conformarsi alle direttive dell'Unione Europea; ...e che, in tale prospettiva ed in vista del definitivo riassetto del sistema, è opportuno che la presente convenzione si limiti a regolare l'esercizio delle sole attività di trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, senza che ciò comporti al momento per le altre attività di importazione, esportazione e produzione alcuna sostanziale modifica delle attuali condizioni, nel senso che l'Enel SpA, salva naturalmente la diversa, futura regolamentazione delle suddette attività, ne proseguirà l'esercizio in regime di concessione, pur in assenza di espresse disposizioni nel relativo disciplinare"*.

Come si vede, già in sede di impostazione della parte normativa del rapporto concessorio tra Stato ed Enel, con riferimento alle attività sul cui regime giuridico di svolgimento più direttamente inciderà il recepimento della direttiva 96/92/CE, è stato adottato un approccio improntato a non predefinire assetti giuridici e fattuali nella fase di transizione alla nuova disciplina.

Le considerazioni sopra svolte sembrano, pertanto, evidenziare elementi rilevanti per la valutazione dell'istanza in oggetto.

3. Considerazioni di carattere tecnico economico

In allegato, la tabella 1 riporta il quadro sintetico delle autorizzazioni rilasciate dal

Ministro dei lavori pubblici all'Enel, con specifica evidenza della durata e dei quantitativi ammessi allo scambio con l'estero.

La prima autorizzazione rilasciata all'Enel risale al 1968, aveva una durata decennale e per oggetto quantità ammesse allo scambio pari a 2.500 GWh $\pm$ 20%; la seconda - in scadenza il prossimo 31 dicembre - è stata rilasciata nel 1977 per una durata ventennale e quantitativi pari a 4.000 GWh $\pm$ 20%, in seguito innalzati, in forza di successivi decreti integrativi, agli attuali 30.000 GWh $\pm$ 20%.

Si rileva, inoltre, che l'Enel ha presentato richieste per l'innalzamento dei quantitativi ammessi allo scambio (da 4.000 GWh $\pm$ 20% a 30.000 GWh $\pm$ 20%) a partire dall'inizio degli anni '80 in ragione del fatto che, a fronte della sopravvenuta impossibilità di realizzare i programmi basati sul carbone e sul nucleare, le previsioni energetiche portavano a delineare una situazione di deficit di offerta di tipo strutturale.

La nuova istanza presentata dall'Enel, così come sopra descritta nei suoi contenuti quantitativi, conduce a formulare le seguenti considerazioni di carattere tecnico-economico.

Innanzitutto si osserva che la richiesta di innalzamento dei quantitativi ammessi allo scambio non è collegabile oggi, diversamente da quanto avvenuto per le precedenti istanze, ad una situazione di deficit di offerta.

E' lecito allora chiedersi quali possano essere le ragioni economiche della richiesta, tenuto conto che, a seguito del recepimento della direttiva 96/92/CE, l'Enel dovrà confrontarsi con altri soggetti che avranno pari diritto di approvvigionarsi all'estero.

Dalla tabella 2 in allegato si desume che la massima capacità di trasporto della rete di interconnessione con l'estero è attorno ai 9.000 MW. Nel corso dell'anno, tuttavia, possono verificarsi diverse situazioni che pongono limiti alla capacità nominale di importazione, come ad esempio sovraccarichi su uno o più elettrodotti che determinano una disuniforme distribuzione dei flussi di potenza tra le linee di interconnessione, necessità di messa fuori servizio (programmata o occasionale) delle linee stesse, vincoli determinati sia dalla gestione efficiente dell'intero sistema di trasmissione nazionale sia dalla gestione integrata con la rete europea. Pertanto può esistere anche una considerevole differenza tra la massima capacità di trasporto della rete di interconnessione con l'estero e l'energia contrattuale di scambio ritenuta compatibile.

A tal riguardo, l'Enel sostiene che - come risulta anche dal documento "*Limiti all'importazione contrattuale con l'estero*" DPT-VDME/SAO inviato all'Autorità in data 14 maggio 1997 - le linee di interconnessione nazionali con l'estero sono "sature", affermando che, data la capacità dell'attuale rete di interconnessione, l'importazione annuale complessiva non deve superare i 3.900 MW, di cui circa 3.500 MW per i contratti pluriennali e 400 MW per quelli annuali, perché siano consentite in ogni momento sia la funzione di regolazione, anche attraverso accordi occasionali, sia la possibilità di usufruire dei contratti di riserva e soccorso in atto per circa 1.000 MW. Inoltre l'Enel, sempre nel richiamato documento (pag. 5), sostiene che "...l'energia massima annualmente prelevabile su base contrattuale (pluriennale ed annuale) è di circa 34.000 GWh, come mostrato dall'esperienza degli anni passati, tenendo conto della nota necessità di riduzione nel mese di agosto per i bassi valori del fabbisogno e per le manutenzioni programmate di elementi di rete".

In allegato, dalla tabella 3 - che riporta la situazione delle importazioni dell'Enel sulla base di contratti annuali e pluriennali attualmente in essere - si evince che l'80% circa dei 3.550 MW oggi impegnati sulla base dei contratti pluriennali scadrà nell'anno 2002; il restante 20%, relativo ad un solo contratto di 600 MW, verrà a scadenza nell'anno 2011.

D'altro canto, anche nel breve periodo, non appare realistico aspettarsi un aumento della capacità di interconnessione, dato che, dei tre progetti di ampliamento su cui oggi l'Enel è impegnata, quello con la società francese EdF (per l'elettrodotto Grand-Ile/Piossasco) è bloccato per motivi connessi ai procedimenti autorizzatori, il secondo con la società greca PPC (per l'elettrodotto Galatina/Arachthos) solo recentemente è stato autorizzato ed infine il terzo, con la società svizzera Forza Motrice Brusio (per l'elettrodotto S. Fiorano/Robbia in sostituzione dell'attuale collegamento Sondrio/Robbia), non è ancora stato ultimato.

Se è vero che, come risulta da quanto detto sopra, la capacità delle reti di interconnessione è oggi limitata, è lecito ritenere che l'accoglimento dell'istanza dell'Enel (oggi il solo operatore legittimato a presentarla) potrebbe comportare rischi obbiettivi di inaccessibilità alle reti di interconnessione per altri operatori.

La capacità delle reti, infatti, si troverebbe ad essere quasi interamente impegnata dalle forniture acquistate dall'Enel, con la conseguenza che, una volta recepita nell'ordinamento italiano la direttiva 96/92/CE, una pluralità di operatori che avrebbe diritto di approvvigionarsi all'estero potrebbe incontrare difficoltà.

In relazione a tale ultimo aspetto l'Autorità ritiene opportuno procedere, in vista della prossima apertura del mercato elettrico nazionale, ad un accertamento tecnico sulla rete di interconnessione con l'estero per verificarne l'effettiva capacità di trasporto attuale (tabella 2 dell'allegato) e futura secondo gli ampliamenti programmati; ciò consentirebbe, una volta recepita la direttiva, di meglio svolgere l'attività di regolazione avente ad oggetto le condizioni tecnico economiche di accesso e di interconnessione alle reti.

4. Parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Il recepimento della direttiva 96/92/CE renderà necessaria una riforma generale della disciplina del settore elettrico nazionale. Più in particolare, dovrà essere garantito il libero accesso alle reti di trasmissione e distribuzione a condizioni trasparenti e non discriminatorie per tutti i soggetti che saranno dichiarati idonei ai sensi dell'articolo 19 della direttiva.

A questo proposito, anche se si possono solo avanzare ipotesi circa le modalità di accesso alle reti che saranno definite in sede di recepimento, è lecito presumere che l'autorizzazione di cui si discute, nonché il regime relativo agli scambi stagionali ed occasionali con l'estero, potranno essere assorbiti nella disciplina generale dell'accesso alle reti. Ciò a maggior ragione qualora l'Italia optasse - come l'Autorità ritiene auspicabile - per una procedura di accesso di tipo regolamentato la quale, ai sensi dell'articolo 17, comma 4, della direttiva 96/92/CE "*conferisce ai clienti idonei un diritto di accesso sulla base di tariffe pubblicate per l'utilizzo dei sistemi di trasmissione e di distribuzione...*".

La definizione delle modalità di accesso alle reti di interconnessione – prevista tra le funzioni di cui è investita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas a norma dell'articolo 2, comma 12, lettere *c*) e *d*), della legge n. 481/95 – consentirà non solo di assicurare il perseguimento di finalità di interesse generale, quali la gestione razionale delle risorse energetiche, nonché la sicurezza dell'approvvigionamento, ma altresì di garantire, in presenza di una "risorsa limitata", pari opportunità di accesso a tutti i soggetti aventi diritto.

Proprio alla luce di queste considerazioni occorre evitare, nella fase di transizione, di optare per soluzioni che pregiudichino un riassetto del settore elettrico nella direzione auspicata dalla direttiva, e pertanto ostacolino l'effettiva liberalizzazione del mercato elettrico nazionale.

In tal senso hanno, oltre a quanto detto in ordine alla capacità della rete di interconnessione, valore due elementi. In primo luogo, salvo limitate eccezioni, il solo soggetto oggi abilitato a concludere contratti con operatori esteri è l'Enel; in secondo luogo, quando sia stata recepita la direttiva 96/92/CE, non solo la legittimazione spetterà, come si è illustrato nei precedenti paragrafi, ad altri operatori, ma la stessa Enel potrebbe, a sua volta, vederla ridefinita ed anche limitata in conseguenza delle soluzioni di riassetto del settore elettrico nazionale che saranno adottate.

Quanto sopra premesso e considerato, l'Autorità ritiene:

1. che l'accoglimento dell'istanza di rilascio di una nuova autorizzazione, nei termini richiesti dall'Enel, crei condizioni ostative alla liberalizzazione delle attività di importazione e/o esportazione di energia elettrica prevista dalla direttiva 96/92/CE in fase di recepimento;
2. che, di conseguenza, risulti opportuno accordare all'Enel una proroga dell'attuale autorizzazione, rilasciata ai sensi del D.M. 17 agosto 1977, n. 922/Ma per quantitativi complessivi annui ammessi allo scambio elevati, da ultimo, con D.M. 20 gennaio 1989, n. 1862/Ma a 30.000 GWh $\pm$ 20%, fino alla data di recepimento della direttiva 96/92/CE, e comunque per un periodo massimo di due anni, rinviando l'esame dell'istanza presentata dall'Enel al momento in cui sarà reso operativo il nuovo assetto giuridico-istituzionale.

Tabella 1 - Importazioni nette dell'Enel ed autorizzazioni concesse dal Ministero dei lavori pubblici (anni 1963-96)

Importazioni nette di energia elettrica (GWh)	Durata delle autorizzazioni	Quantitativi autorizzati (GWh)	Riferimenti
1963 1.299			
1964 1.002			
1965 331			
1966 842			
1967 1.910			
1968 2.116	1 gennaio 1968	2.500 $\pm$ 20%	DM 16 aprile 1968, n. 1235
1969 2.480	↓	↓	
1970 3.965			
1971 1.661			
1972 200			
1973 879			
1974 2.293			
1975 2.581			
1976 1.088			
1977 2.777	31 dicembre 1977		DM 17 agosto 1977, n. 922
1978 2.126	1 gennaio 1978	4.000 $\pm$ 20%	
1979 5.393	↓	↓	
1980 6.083			
1981 9.632			
1982 7.151			
1983 11.082			
1984 20.890		10.000 $\pm$ 20%	DM 19 novembre 1984, n. 2147
1985 23.669		20.000 $\pm$ 20%	DM 26 marzo 1985, n. 263
1986 22.114		↓	
1987 23.146			
1988 31.256			
1989 33.729		30.000 $\pm$ 20%	DM 20 gennaio 1989, n. 1862
1990 34.655		↓	
1991 35.082			
1992 35.300			
1993 39.432			
1994 37.599			
1995 37.427			
1996 37.400	31 dicembre 1977	↓	

Fonte: Enel

**Tabella 2 – Situazione delle linee di interconnessione con l'estero
al 31 dicembre 1996**

Paese	Stazione italiana	Stazione estera	Tensione (kV)	Capacità di trasporto (MVA) (*)
Francia	Venaus	Villarodin	380	1.085
	Rondissone	Albertville 1	380	1.479
	Rondissone	Albertville 2	380	1.479
	Camporosso	Le Broc Carros	220	366
	Suvereto	Lucciana (Corsica)	250 (cc)	300
Totale Francia				4.709
Svizzera	Bulciago	Soazza	380	1.053
	Musignano	Lavorgo	380	1.316
	Avise	Riddes	220	366
	Valpelline	Riddes	220	366
	Ponte	Airolo	220	331
	Pallanzeno	Morel	220	305
	Sondrio	Robbia	220	328
	Mese	Gorduno	220	328
Totale Svizzera				4.393
Slovenia	Redipuglia	Divaccia	380	1.152
	Padriciano	Divaccia	220	274
Totale Slovenia				1.426
Austria	Soverzene	Lienz	220	274
CAPACITÀ DI TRASPORTO TOTALE				10.802

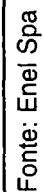
(*) I corrispondenti valori in MW si ottengono moltiplicando i dati in MVA per il coefficiente $\cos \phi$ il cui valore medio per la rete, secondo fonte Enel, è compreso tra 0,8 e 0,9.

Fonte: Enel

Tabella 3 – Importazioni dell'Enel in base a contratti annuali e pluriennali
(dati in GWh)

Società	1997 contratti annuali	1997 contratti pluriennali	1997 totale	1998	1999	2000	2001	2002	2003-2011
Francia									
Edf	—	11.388	11.388	11.388	11.388	11.388	17.520	17.520	—
Partecip. Enel in Nersa	—	1.740	1.740	1.740	1.740	1.740	—	—	—
Svizzera									
Atel (I)	2.483	5.830	8.313	5.830	5.830	5.021	5.021	5.021	5.021
Atel (II)	—	1.604	1.604	1.604	1.604	—	—	—	—
Atel (III)	—	1.604	1.604	1.604	1.604	1.604	1.604	1.604	—
KHR	170	—	170	—	—	—	—	—	—
BKW	404	825	1.229	825	—	—	—	—	—
Brusio	481	—	481	—	—	—	—	—	—
EOS	401	—	401	—	—	—	—	—	—
EGL	961	4.128	5.089	4.128	4.128	—	—	—	—
NOK	961	1.973	2.934	1.973	1.973	—	—	—	—
Germania									
Badenwerk	200	—	200	—	—	—	—	—	—
Rep. Ceca									
CEZ	—	802	802	802	802	70	—	—	—
Energia totale importata (GWh)	6.061	29.894	35.955	29.894	29.069	19.823	24.145	24.145	5.021
Potenza totale contrattuale (MW)	750	3.550	4.300	3.550	3.400	2.500	2.800	2.800	600

Fonte: Enel



16 febbraio 1998

VALUTAZIONI SULLO SCHEMA DI DISEGNO DI LEGGE QUADRO SULLA PROTEZIONE DALL'ESPOSIZIONE A CAMPI ELETTRICI, MAGNETICI ED ELETTROMAGNETICI

1. La normativa italiana e europea sull'esposizione a campi elettrici e magnetici

L'esposizione ai campi elettrici e magnetici è funzione del tempo di esposizione e dell'intensità del campo; quest'ultima dipende dai valori di frequenza (50 Hz per gli impianti elettrici, molto superiore per le telecomunicazioni), dai valori di tensione e dalla distanza del soggetto dall'impianto/apparecchio.

Gli effetti sanitari di tali esposizioni, sono suddivisi in due tipi:

- *effetti a breve termine (o effetti acuti)*
- *effetti a lungo termine (a volte impropriamente chiamati effetti cronici).*

Mentre gli effetti acuti non sono controversi, gli effetti sanitari a lungo termine sono ancora molto discussi a livello della comunità scientifica internazionale. Solo in pochi Stati, tra cui l'Italia, sono state adottate normative per la disciplina dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici a tutela dei lavoratori e della popolazione.

In Italia, mentre per l'esposizione ai campi elettromagnetici generati da frequenze tipiche delle telecomunicazioni non è stata ancora attuata la disciplina della legge n. 249/97 sui tetti di radiofrequenze compatibili con la salute umana, *per le sole frequenze elettriche* l'esposizione ai campi elettrici e magnetici per l'ambiente esterno ed abitativo è regolata attualmente dalle disposizioni contenute nel DPCM 23.4.92. Questo decreto, emanato di concerto tra il Ministero dell'ambiente e il Ministero della sanità, fissa due tipi di limiti:

- all'art.4, il DPCM individua limiti di intensità per il campo elettrico e per il campo magnetico, in funzione del numero di ore/giorno di esposizione;
- all'art.5, il DPCM individua distanze minime dei "fabbricati adibiti ad abitazione o ad altra attività che comporta tempi di permanenza prolungati" dalle linee elettriche esterne a 132, 220 e 380 kV.

La differenza nel modo di indicare i limiti risale al fatto che le soglie di intensità fissate dall'art. 4 prendono a riferimento le Linee guida dell'ICNIRP (*International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection*) per la popolazione, mentre l'art. 5 introduce degli ulteriori limiti per la popolazione, che tengano conto delle peggiori condizioni ipotizzabili di carico degli impianti. I limiti di distanza fissati dall'art. 5 del DPCM del 92, trasposti in termini di emissioni, sono quindi molto più cautelativi rispetto a quelli dell'art. 4. In sintesi la distanza dagli impianti oltre a rappresentare una ulteriore salvaguardia per la popolazione, costituisce una dimensione oggettiva verificabile praticamente.

I limiti delle Linee guida dell'ICNIRP (*International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection*) costituiscono anche la base di una raccomandazione sui limi-

ti di esposizione del pubblico ai campi elettromagnetici che la Direzione Generale V della Commissione UE sta preparando. La vigente normativa italiana, che fissa livelli di riferimento solo per gli effetti acuti secondo le Linee guida ICNIRP, ha quindi anticipato le raccomandazioni europee in corso di preparazione.

In altri paesi, sono state emanate norme sull'esposizione ai campi elettromagnetici; in Germania è stata emanata una legge nel 1996 (successivamente alla normativa italiana), e altre norme esistono in Belgio, in Giappone ed alcuni Stati degli USA. La legge tedesca merita di essere segnalata perché prende a riferimento i valori raccomandati da ICNIRP per gli effetti acuti *anche per le alte frequenze*, tipiche delle telecomunicazioni, e non si limita, come la vigente normativa italiana, alle basse frequenze elettriche.

Per effetto della perdurante incertezza sanitaria sugli effetti a lungo termine, nessuna autorità pubblica nazionale o internazionale ha ritenuto opportuno, a tutt'oggi, intervenire per via normativa stabilendo limiti di esposizione relativi a possibili effetti a lungo termine, su cui peraltro ICNIRP non ha mai emanato linee guida o raccomandazioni. In Svezia, paese in cui per primo ricerche sanitarie hanno indagato la possibilità di effetti a lungo termine, è stata emanata, a cura di un gruppo di organismi tecnici per la sicurezza e la salute, una raccomandazione sui "principi precauzionali" per le autorità nazionali che devono prendere decisioni. Tale raccomandazione è ispirata al principio di valutare comparativamente il "costo per caso evitato".

2. Il costo degli interventi di risanamento degli impianti

L'attuazione della normativa vigente ha trovato un forte ostacolo nel costo degli interventi di risanamento. Come previsto dallo stesso DPCM del 1992 (art. 7), il principale esercente degli elettrodotti (Enel) ha provveduto a presentare al Ministero dell'ambiente il piano degli investimenti necessari ad ottemperare ai limiti indicati. Mentre per i limiti fissati dall'art. 4 l'investimento è stato dell'ordine di alcune centinaia di miliardi di lire (al 1993), gli investimenti di risanamento per l'applicazione dell'art.5 sono stati quantificati da Enel in 18.000-20.000 miliardi di lire (al 1993), con tempi di realizzazione di circa dieci anni. A puro titolo comparativo, si segnala che si tratta di una somma decisamente superiore a quanto è stato previsto per il reintegro degli oneri relativi alla chiusura degli impianti nucleari in seguito al referendum.

Come conseguenza della previsione di investimento fatta da Enel - che resta certamente da verificare sul piano tecnico - un successivo DPCM (28 settembre 1995) ha sospeso la vigenza dell'art. 5 del DPCM del 1992. I relativi investimenti non sono stati quindi effettuati da Enel, che si è limitata ad eseguire gli interventi necessari ad ottemperare ai limiti fissati dall'art. 4.

3. Le caratteristiche del disegno di legge

Rispetto alla situazione vigente, le principali innovazioni proposte dal disegno di legge in oggetto rispetto alla normativa vigente sono le seguenti:

- l'ampliamento del campo delle frequenze da regolamentare (0-300 GHz), che estende alle frequenze tipiche delle telecomunicazioni la normativa applicata attual-

mente alle frequenze tipiche del servizio elettrico;

- l'ampliamento del campo di applicazione non solo agli effetti acuti ma anche agli effetti a lungo termine;

- l'introduzione di una scala di livelli di esposizione che comprende valori massimi, valori di attenzione, obiettivi di qualità (seppure con qualche incoerenza tra le definizioni e le disposizioni);

- il rinvio ad un successivo DPCM per la fissazione dei suddetti valori, attraverso un procedimento complesso che coinvolge diverse amministrazioni in sede consultiva;

- l'attribuzione alle competenze regionali della definizione di criteri generali per la localizzazione degli impianti, dei tracciati degli elettrodotti, comprese le fasce di rispetto, nonché l'adozione dei piani di risanamento per l'adeguamento degli impianti già esistenti ai limiti che saranno stabiliti dal suddetto DPCM;

- la previsione che l'onere economico del risanamento costituisce un costo sostenuto nell'interesse generale e quindi, in base a quanto previsto dall'art.2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95, le modalità di recupero di tali costi dovranno essere determinate autonomamente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas per i settori di competenza.

4. Il costo degli interventi richiesti e la sua copertura

Per quanto riguarda la stima degli investimenti previsti per i piani di risanamento va sottolineato che il rinvio a successivo DPCM per la fissazione dei limiti massimi, di attenzione e di qualità per la esposizione ai campi elettromagnetici rende impossibile la valutazione anche di larga massima del costo degli interventi e quindi dei loro eventuali riflessi tariffari. Gli investimenti saranno comunque crescenti al crescere della severità dei limiti da applicare, in maniera più che proporzionale.

Il riferimento all'art. 2, comma 12, lett. e) della L. 481/95 circa il recupero di costi sostenuti nell'interesse generale, contenuto nel DDL (art. 7, comma 4), non può dare luogo a trasferimento integrale e automatico dei costi; la definizione della misura e delle modalità del recupero sono comunque di competenza dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e non è opportuno dare qualche fondamento ad aspettative di rimborso integrale.

L'Autorità ritiene che il processo di determinazione dei diversi limiti di esposizione debba essere soggetto, oltre che a un'accurata valutazione degli effetti sanitari da parte dei competenti organismi, anche a una valutazione preventiva dei costi relativi ai diversi limiti di esposizione. Dovrebbe quindi essere esclusa la possibilità di introdurre ulteriori sensibili costi a carico dell'utenza elettrica italiana senza un'adeguata ricognizione degli stessi costi e una preventiva analisi costi-benefici.

A questo scopo sarebbe quindi opportuno che tra i soggetti istituzionali coinvolti nel procedimento con il quale verrà emanato il DPCM recante i limiti di esposizione, ve ne sia uno responsabile di indicare i costi standard in relazione ai diversi livelli di esposizione, attraverso adeguate analisi tecniche che tengano conto delle diverse tipologie di interventi in funzione dei diversi livelli di fattibilità. A tal fine sembra opportuno suggerire che, laddove tale analisi tecniche non possano essere svolte da

amministrazioni già indicate nel procedimento per l'emanazione del DPCM, tale procedimento sia modificato rispetto alle attuali indicazioni del DDL (vedi art. 4, comma 1, lett. a, punto 1) prevedendo il parere obbligatorio dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. In tal caso non dovrebbero essere riconosciuti, ai fini dell'art. 2, comma 12, lett. e) della legge n.481/95, costi superiori a quelli standard, applicati caso per caso in funzione della fattibilità dell'intervento (vedi emendamento A).

Inoltre, considerato il rilievo nazionale delle reti di trasmissione dell'energia elettrica nonché la permanenza della tariffa massima unica per tipologia di utenza nel settore elettrico, appare altresì opportuno suggerire l'inserimento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel procedimento di approvazione dei piani di risanamento regionali, affinché possa essere assicurata omogeneità nella ripartizione dei costi, evitando sussidi incrociati su base territoriale. Si ritiene utile a questo scopo suggerire che l'eventuale riconoscimento in tariffa degli oneri sostenuti per il risanamento dovrà essere limitato ai costi relativi al rispetto dei valori massimi fissati con DPCM, e che i costi relativi a interventi ulteriori rispetto a tali valori massimi non possano essere recuperati nella tariffa, ma vengano sostenuti con fiscalità regionale (vedi emendamento B).

Infine, si sottolinea come il livello della normativa italiana vigente per il settore elettrico sia già piuttosto avanzato rispetto alla situazione normativa internazionale, ed in particolare europea. Peraltro anche nel settore delle telecomunicazioni una norma di legge già vigente (legge 31 luglio 1997, n. 249, art. 1, comma 6, lett. a), punto 15) prevede la definizione dei tetti di radiofrequenze compatibili con la salute umana e assegna alla competente Autorità di regolazione del settore la vigilanza sul rispetto di tali tetti.

Allegato

Proposte di emendamenti al disegno di legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici

Emendamento A

- art. 4, comma 1, lett. a), punto 1: aggiungere al termine del punto 1 le parole *“e le competenti Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità;”*

Emendamento B

- art. 7, comma 4: aggiungere al termine del punto 1 le parole: *“solo nei limiti dei costi massimi unitari determinati dalle competenti Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità in relazione agli interventi di risanamento da realizzare per il rispetto dei valori massimi di esposizione ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”*

PAGINA BIANCA

RELAZIONI TECNICHE

PAGINA BIANCA

Presupposti e fondamenti del provvedimento di razionalizzazione ed inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato

A) Aspetti principali

Il provvedimento proposto prevede l'inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato, come disposto dall'art. 1, comma 2, del decreto legge 13 settembre 1996, n. 473, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 14 novembre 1996, n. 577.

I sovrapprezzi vengono inglobati in due parti della tariffa, la parte A e la parte B:

- nella parte A vengono inglobati, oltre alla preesistente parte variabile della tariffa, i sovrapprezzi destinati alla copertura di oneri pregressi (ripianamento conto onere termico e reintegro dei costi relativi alla sospensione dei lavori per la costruzione delle centrali nucleari), nonché dei contributi alla nuova energia da fonti rinnovabili ed assimilate;

- nella parte B della tariffa viene inglobato il sovrapprezzo termico ordinario a copertura dei contributi riconosciuti alla produzione termoelettrica nazionale e all'importazione di energia elettrica.

Il provvedimento proposto razionalizza la gestione di tali contributi, introducendo il nuovo contributo ai "costi di energia" in sostituzione del contributo "onere termico" precedentemente erogato, e prevede:

- un contributo costi energia unico per l'energia termoelettrica di produzione nazionale, indipendentemente dal combustibile utilizzato, e un contributo costi energia per l'energia elettrica importata non superiore a quello riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale;

- un contributo unitario riconosciuto all'energia termoelettrica di produzione nazionale determinato sulla base di un valore prefissato di consumo specifico degli impianti termoelettrici nazionali e del prezzo di un paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali;

- l'utilizzo di un paniere diversificato di combustibili fossili come riferimento per la determinazione dei contributi ai costi di energia, e l'aggiornamento della parte B della tariffa (il cui gettito è destinato alla copertura di tali contributi) a cadenza bimestrale, quando si verificano variazioni non trascurabili (maggiori del 2%) nel prezzo del paniere;

- il riconoscimento di contributi unitari maggiori, per un periodo triennale e con valori decrescenti, sulla produzione termoelettrica e sull'energia elettrica importata nei casi in cui l'impresa produttrice-distributrice diminuisca il ricorso ad

esse, sia in assoluto, che proporzionalmente alla produzione totale di energia elettrica. Analogamente, il provvedimento proposto prevede contributi proporzionalmente maggiori se l'impresa aumenta la produzione di energia elettrica da fonti non termiche.

Questa razionalizzazione introduce forti stimoli per le imprese produttrici-distributrici a:

- una gestione più efficiente degli impianti termoelettrici;
- una maggiore economicità nelle scelte di approvvigionamento dei combustibili, pur proteggendo le imprese stesse da variazioni rilevanti e durature del prezzo dei combustibili sui mercati internazionali;
- un aumento del ricorso alle fonti non termiche di produzione di energia elettrica;

con benefici diretti sui costi del servizio e sull'impatto ambientale della produzione di energia elettrica.

Il provvedimento proposto introduce inoltre i presupposti per un più rapido ripianamento del disavanzo accumulatosi nella gestione del conto onere termico, che ammonta attualmente a circa 5000 miliardi di lire. Si prevede che il ripianamento del conto onere termico possa essere completato entro l'anno 2000. Il provvedimento proposto aumenta l'aliquota destinata a tale scopo e stabilisce che, fino a quando non verrà completato il ripianamento, ogni riduzione della parte B della tariffa, conseguente ad un calo del prezzo internazionale dei combustibili, sia accompagnato da un contestuale incremento, di pari importo, dell'aliquota destinata al ripianamento del conto onere termico.

Il provvedimento proposto prevede infine una riduzione temporanea della componente tariffaria destinata al reintegro degli oneri relativi alla sospensione ed interruzione dei lavori per la costruzione di centrali nucleari. Questa riduzione temporanea ha natura prettamente prudenziale, per evitare che vengano erogati contributi che potrebbero rivelarsi non dovuti sulla base della conclusione di un'apposita commissione di studio, istituita dall'Autorità, per accertare la sussistenza dei presupposti delle voci derivanti dalla reintegrazione di tali oneri, come disposto dall'art. 3, comma 2, della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Quanto previsto dal provvedimento proposto implica, a partire dall'1 luglio 1997, una riduzione media di 1,09 lire per kWh delle tariffe elettriche pagate dall'utenza.

B) Inglobamento dei sovrapprezzi in tariffa

B.1) Inglobamento dei sovrapprezzi in tariffa

Fino al 30 giugno 1997 il prezzo pagato dagli utenti finali per l'energia elettrica, al netto delle imposte, si componeva di due tipi di voci:

1) la "tariffa" in senso stretto, costituita da una quota fissa, commisurata alla potenza impegnata, ma indipendente dalla quantità di energia elettrica consumata, e da una parte variabile in funzione dei consumi;

2) i seguenti "sovrapprezzi", elementi aggiuntivi alla tariffa introdotti nel tempo con finalità diverse:

- il sovrapprezzo termico ordinario;

- l'aliquota di recupero dell'imposta di fabbricazione sugli oli combustibili impiegati per generare, direttamente o indirettamente, energia elettrica;

- l'aliquota aggiuntiva provvisoria per il ripianamento del conto onere termico ordinario relativo agli anni 1994, 1995, 1996;

- la maggiorazione straordinaria ¹⁾ per la reintegrazione, all'Enel ed alle altre imprese appaltatrici, degli oneri derivanti dalla sospensione dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari;

- l'aliquota a copertura dei contributi riconosciuti alla nuova energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e assimilate ²⁾.

I valori dei sovrapprezzi in vigore al 30 giugno 1997 sono riportati nella Tabella 1.

Come disposto dall'art. 1, comma 2, del decreto legge 13 settembre 1996, n. 473, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 14 novembre 1996, n. 577 ³⁾, il provvedimento ha inglobato nella tariffa tutti i sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato, quindi tutti i sovrapprezzi esistenti al 30 giugno 1997, ad eccezione della quota della maggiorazione straordinaria relativa alla copertura delle minori entrate per lo Stato, pari a 400 miliardi di lire per anno. Il prezzo pagato dagli utenti, al netto delle imposte, si presenta quindi formato dalla nuova tariffa e dalla maggiorazione straordinaria.

I sovrapprezzi e la preesistente parte variabile della tariffa sono stati accorpati, ai fini dell'inglobamento, in due parti, denominate "parte A" e "parte B", così da mantenere distinte:

- le componenti tariffarie relative alla copertura di costi passati o all'incentivazione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate, che insieme alla preesistente parte variabile della tariffa costituiscono la parte A, per le quali non si è introdotto alcun meccanismo di aggiornamento automatico ma che verranno, quando necessario, modificate dall'Autorità;

¹⁾ Di cui all'art. 33, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

²⁾ Di cui al titolo VI del provvedimento CIP 6/1992.

³⁾ Questo decreto legge, all'art. 1, comma 2, richiede che il sovrapprezzo per la copertura dell'onere termico e gli altri sovrapprezzi comunque denominati, purché non destinati alle entrate dello Stato, siano inglobati nella tariffa dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro il 30 giugno 1997, in misura comunque coerente con le normali condizioni della concorrenza e del mercato.

Tabella 1 - Sovrapprezzi al 30 giugno 1997*Valori in lire/kWh*

CLASSI DI UTENZA	Sovrapp. Termico ordinario	Aliquota di recupero imposta di fabbr. Oli combustibili	Aliquota aggiuntiva di sovrapp. ripianamento conto onere termico	Maggioraz. straordinaria reintegraz. oneri per interruzione lavori per centrali nucleari	Sovrapp. nuovi impianti per nuova energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili ed assimilate
BASSA TENSIONE					
1) <i>Fornitura per usi domestici</i>					
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	14	6,6	4,5	9,7	3,2
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	81,6	6,6	5	10,3	3,2
2) <i>Forniture per usi agricoli</i>	53,4	6,6	4,8	10,2	3,2
3) <i>Altri usi</i>	57,7	6,6	5,4	10,8	3,2
MEDIA TENSIONE					
4) <i>Tutti gli usi</i>	43,7	—	4,3	8,9	2,7
ALTA TENSIONE					
5) <i>Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7) e 8).</i>	41,7	—	4,1	7,1	2,3
6) <i>Alluminio primario</i>	7,3	—	0,5	2,2	2,3
7) <i>Ferrovie dello Stato - eccedenze⁽¹⁾</i>	4,2	—	0,6	1,1	2,3
8) <i>Ferrovie dello Stato, Società Terni e suoi aventi causa⁽²⁾</i>	—	—	—	—	2,3

(1) Quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730.

(2) Quantitativi di energia elettrica nei limiti previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, e all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165.

- la componente tariffaria destinata alla copertura dei costi variabili correnti relativi alla produzione ed importazione di energia elettrica, che costituisce la parte B, per la quale si è introdotto un meccanismo di adeguamento tariffario predeterminato, così che i contributi riconosciuti alle imprese possano trovare adeguata copertura nelle tariffe.

La parte A e la parte B costituiscono pertanto la nuova parte variabile della tariffa⁴⁾. Ai fini della trasparenza tariffaria, nella fatturazione all'utenza dovranno essere evidenziate separatamente: quota fissa (o corrispettivo di potenza), parte variabile, sovrapprezzo non inglobato e imposte.

La struttura tariffaria per classi di utenza delle parti A e B è riportata, ad esclusione della preesistente parte variabile, nella Tabella 2. L'articolazione dell'importo totale inglobato in tariffa è stata effettuata applicando la medesima variazione percentuale alla somma dei preesistenti sovrapprezzi inglobati per ciascuna classe di utenza. Rispetto alla situazione preesistente, per ciascuna classe di utenza la quota del gettito totale generato dai sovrapprezzi inglobati resta quindi invariata⁵⁾.

B.2) Struttura della parte A della tariffa

Nella parte A della tariffa sono compresi tutti i preesistenti sovrapprezzi, ad esclusione di quelli a copertura dei costi variabili di combustibile e dell'energia elettrica importata, dell'aliquota di recupero dell'imposta di fabbricazione sugli oli combustibili, nonché della maggiorazione straordinaria destinata alla copertura di minori entrate dello Stato. La parte A comprende quindi i seguenti elementi:

a) la preesistente parte variabile della tariffa, che non è stata modificata dal provvedimento e che sarà oggetto di successiva revisione ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481;

b) l'aliquota aggiuntiva provvisoria per il ripianamento del conto onere termico ordinario relativo agli anni 1994, 1995, 1996 e al primo semestre del 1997 (denominata "componente A1"). Per consentire una più rapida copertura del disavanzo, che a fine giugno 1997 è dell'ordine di 5000 miliardi di lire, questa aliquota è stata aumentata mediamente di 0,2 lire per kWh. Inoltre, il provvedimento proposto introduce⁶⁾ un meccanismo automatico di compensazione che, fino a totale ripianamento del disavanzo, prevede che eventuali aggiustamenti in riduzione della parte B della tariffa diano luogo a contestuali aumenti della componente A1 di pari importo. Questo meccanismo crea i presupposti per l'ulteriore accelerazione del ripianamento del conto, che dovrebbe concludersi entro l'anno 2000, ed implica che i consumatori non potranno nel frattempo beneficiare delle riduzioni nel costo variabile dell'energia elettrica;

⁴⁾ Le imprese distributrici dovranno dare separata evidenza contabile alla parte A della tariffa in tutte le sue componenti ed alla parte B.

⁵⁾ Per la determinazione delle aliquote medie per classi di utenza di ogni componente tariffaria sono state utilizzate previsioni formulate dal Ministero dell'industria, commercio ed artigianato di un totale di energia assoggettata pari a 217.900 GWh per il 1997.

⁶⁾ Art. 8, comma 3.

Tabella 2 – Sovrapprezzi inglobati in tariffa
Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	Componenti inglobate della parte A	Parte B	Importo totale inglobato in tariffa	Sovrapprezzi non inglobati (magg. straord. Art. 33, comma 1, legge n. 9/91 per la parte necessaria alla copertura delle minori entrate per lo Stato)
BASSA TENSIONE				
1) <i>Fornitura per usi domestici</i>				
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	19,2	18,2	37,4	1,9
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	27,1	77,9	105,0	2,1
2) <i>Forniture per usi agricoli</i>	23,9	53,0	76,9	2,0
3) <i>Altri usi</i>	25,6	56,8	82,4	2,2
MEDIA TENSIONE				
4) <i>Tutti gli usi</i>	20,0	38,6	58,6	1,8
ALTA TENSIONE				
5) <i>Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6), 7) e 8).</i>	17,5	36,8	54,3	1,4
6) <i>Alluminio primario</i>	6,3	6,0	12,3	0,4
7) <i>Ferrovie dello Stato - eccedenze⁽¹⁾</i>	4,7	3,5	8,2	0,2
8) <i>Ferrovie dello Stato, Società Terni e suoi aventi causa⁽²⁾</i>	2,3	—	2,3	—

(1) Quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730.

(2) Quantitativi di energia elettrica nei limiti previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, e all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165.

c) la quota della maggiorazione straordinaria per la reintegrazione all'Enel ed alle altre imprese appaltatrici degli oneri derivanti dalla sospensione dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari (denominata "componente A2"). Come previsto dalla legge istitutiva ⁷⁾, l'Autorità ha avviato l'accertamento della "sussistenza di presupposti delle voci derivanti dalla reintegrazione" di questi oneri. In attesa dei risultati di questo accertamento, in via prudenziale, questa componente tariffaria è stata temporaneamente ridotta, per un importo medio di 7,8 lire per kWh. Ciò assicura comunque la copertura degli interessi. Questa componente è utilizzata anche per compensare eventuali differenze tra il gettito effettivo del sovrapprezzo non inglobato e l'importo di 400 miliardi di lire che la Cassa conguaglio per il settore elettrico è tenuta a versare a questo titolo allo Stato;

d) l'aliquota a copertura dei contributi riconosciuti alla nuova energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e assimilate, compreso il sovrapprezzo termico ordinario per la quota necessaria alla copertura del relativo costo evitato di combustibile ⁸⁾ (denominata "componente A3"). Le modalità di determinazione di questa componente sono ancora quelle previste dal Provvedimento CIP 6/92. L'aliquota della componente A3 è mediamente più alta di quella del preesistente sovrapprezzo nuovi impianti di 12,5 lire per kWh. Questa differenza è determinata:

- dallo spostamento dal sovrapprezzo termico ordinario (parte B della tariffa) alla componente A3 di un'aliquota mediamente pari a 9,0 lire per kWh necessaria per la copertura del costo evitato di combustibile; e

- da un aumento medio di 3,5 lire per kWh per far fronte alla crescita del fabbisogno per la copertura dell' "ulteriore componente" ⁹⁾ incentivante dei contributi, in ragione dell'entrata in funzione dei nuovi impianti autorizzati.

La maggiore aliquota consente inoltre il graduale ripianamento del "conto nuovi impianti", che registra, al 30 giugno 1997, uno squilibrio pari a oltre 900 miliardi di lire.

I nuovi livelli delle componenti della parte A, ad esclusione della preesistente parte variabile, sono riportati nelle colonne A1, A2 e A3 della Tabella 3.

B.3) Struttura della parte B della tariffa

La parte B della tariffa comprende:

a) il precedente sovrapprezzo termico ordinario, al netto della quota destinata all'erogazione del contributo riconosciuto ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate relativamente al costo evitato di combustibile;

b) l'aliquota di recupero dell'imposta di fabbricazione sugli oli combustibili impiegati per generare direttamente o indirettamente energia elettrica ¹⁰⁾.

⁷⁾ Art. 3, comma 2, della legge 14 novembre 1995, n. 481.

⁸⁾ Punto 2, titolo II, del provvedimento CIP 6/1992.

⁹⁾ Punto 3, titolo II, del provvedimento CIP 6/1992.

¹⁰⁾ Questa accisa è inserita con provvedimento CIP 26/89 tra gli elementi costituenti l'onere termico.

Tabella 3 - Componenti tariffarie della parte A*Valori in lire/kWh*

CLASSI DI UTENZA	A1	A2	A3	A3bis
BASSA TENSIONE				
1) <i>Fornitura per usi domestici</i>				
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	4,7	1,5	13,0	7,0
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	5,2	1,6	20,3	7,0
2) <i>Forniture per usi agricoli</i>	5,0	1,6	17,3	7,0
3) <i>Altri usi</i>	5,6	1,7	18,3	7,0
MEDIA TENSIONE				
4) <i>Tutti gli usi</i>	4,5	1,4	14,1	6,5
ALTA TENSIONE				
5) <i>Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6), 7) e 8).</i>	4,3	1,1	12,1	4,8
6) <i>Alluminio primario</i>	0,5	2,2	3,6	—
7) <i>Ferrovie dello Stato - eccedenze ⁽¹⁾</i>	0,6	1,1	3,0	—
8) <i>Ferrovie dello Stato, Società Terni e suoi aventi causa ⁽²⁾</i>	0,0	0,0	—	2,3

(1) Quantitativi di energia elettrica in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730

(2) Quantitativi di energia elettrica nei limiti previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, e all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165.

Il gettito di questa parte della tariffa finanzia il nuovo "conto costi energia", utilizzato per l'erogazione dei contributi alle imprese produttrici-distributrici ed importatrici-distributrici per i costi variabili di energia (combustibili ed energia elettrica importata), in sostituzione del precedente contributo onere termico.

Il meccanismo di determinazione del contributo riconosciuto è stato radicalmente innovato ed è descritto nel successivo capitolo C.

B.4) Esoneri

All'energia elettrica precedentemente esonerata da tutti i sovrapprezzi ¹¹⁾ non si applicano né le componenti inglobate nella parte A, né la parte B, né la maggiorazione straordinaria non inglobata. All'energia elettrica precedentemente assoggettata solamente al sovrapprezzo nuovi impianti ¹²⁾ si applica la sola componente A3, con le aliquote riportate nella colonna A3bis della Tabella 3.

C) Determinazione dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici ed importatrici-distributrici

C.1) Criteri

Il meccanismo di determinazione del contributo per la copertura dei costi variabili di energia è stato radicalmente innovato.

Il nuovo metodo si propone in primo luogo di incentivare la gestione efficiente degli impianti, aderendo al criterio del riconoscimento dei costi corrispondenti a livelli

raggiungibili di efficienza, in sostituzione del criterio del rimborso dei costi effettivamente sostenuti che ispirava il precedente regime, e che non conteneva stimoli all'efficienza gestionale. Il costo unitario riconosciuto per ogni kWh prodotto da impianti termoelettrici è infatti determinato con riferimento a valori storici di consumo specifico medio di combustibile di tali impianti. Dal momento che il consumo specifico di riferimento rimane fisso per un periodo predeterminato, miglioramenti nel rendimento termico degli impianti che diminuiscono il consumo specifico effettivo di combustibile, riducendo i costi variabili si traducono automaticamente in maggiori utili per l'impresa produttrice-distributtrice, almeno fino alla successiva revisione dei parametri utilizzati per il calcolo dei contributi. I miglioramenti dei rendimenti, che il nuovo meccanismo stimola, hanno altresì un riflesso positivo sull'impatto ambientale della produzione di energia elettrica.

In secondo luogo, il nuovo metodo si propone di incentivare la scelta efficiente del mix di combustibili utilizzati nella generazione di energia elettrica. A tale fine il costo unitario riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale non è stato differenziato in funzione del tipo di combustibile impiegato. Nel rispetto dei vincoli ambientali risparmi nei costi di acquisto dei combustibili si traducono quindi automaticamente, in maggiori utili per l'impresa produttrice-distributtrice, stimolando l'impiego dei combustibili di minor costo.

¹¹⁾ Si veda l'appendice I

¹²⁾ Si veda l'appendice I.

Coerentemente il preesistente meccanismo di rimborso a piè di lista dei costi di acquisto di energia elettrica dall'estero è stato sostituito con un metodo che riconosce all'energia elettrica importata al massimo il costo medio della produzione termoelettrica nazionale, assicurando così che il ricorso alle importazioni non riceva trattamento più favorevole della produzione di energia elettrica nazionale.

In terzo luogo, l'utilizzo del prezzo sui mercati internazionali di un paniere diversificato di combustibili fossili, quale riferimento per la determinazione dei contributi unitari da riconoscere alla produzione termoelettrica nazionale ed alle importazioni di energia elettrica, introduce un significativo elemento di stabilità nel meccanismo di determinazione di tali contributi, a vantaggio dei consumatori. Le imprese produttrici-distributrici sono comunque salvaguardate rispetto ad aumenti strutturali e permanenti nei prezzi internazionali dei combustibili.

In quarto luogo, per stimolare la produzione idroelettrica e geotermoelettrica, anche la produzione da questo tipo di impianti è stata ammessa al contributo per la quota in eccesso rispetto alla produzione media del triennio precedente. Il meccanismo introdotto ha un duplice effetto. Da un lato rende più conveniente l'impiego di queste fonti nei confronti di quelle termiche convenzionali e delle importazioni di energia elettrica per il soddisfacimento della domanda aggiuntiva rispetto alla media storica. Dall'altro induce a sostituire energia termoelettrica con energia idroelettrica e geotermoelettrica, con conseguente beneficio ambientale. Infatti, a parità di produzione totale, la sostituzione di un kWh prodotto da impianti termoelettrici convenzionali con un kWh da fonte idroelettrica o geotermoelettrica non comporterà alcuna riduzione del contributo riconosciuto all'impresa produttrice, nel breve periodo.

Infine, i meccanismi di aggiustamento tariffario sono stati organizzati in modo da garantire in ogni bimestre il pareggio del "conto costi energia" attraverso cui i contributi sono erogati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

C.2) Meccanismo di determinazione dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici ed importatrici-distributrici

Ciascuna impresa produttrice-distributtrice o importatrice-distributtrice riceve dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico un contributo per la copertura dei costi variabili di energia elettrica. L'energia elettrica ammessa al contributo è quella importata e quella prodotta nel bimestre:

- da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali;
- da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, relativamente alla produzione in eccesso al livello medio nei corrispondenti bimestri dell'ultimo triennio.

La produzione da impianti ¹³⁾ che utilizzano fonti di energia rinnovabili ed assimilate continua ad essere regolata dai provvedimenti CIP 34/1990 e CIP 6/1992.

Al fine di garantire in ogni bimestre l'equilibrio tra le entrate e le uscite del conto costi energia, il contributo riconosciuto a ciascuna impresa produttrice-distributtrice e importatrice-distributtrice è stato strutturato in due addendi, definiti come segue.

¹³⁾ Di cui agli artt. 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

Il primo addendo, C_m , è calcolato con riferimento alle quantità medie di produzione termoelettrica (Q_i°) e di importazione (Q_m°) rilevate nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti:

$$C_a = Q_i^\circ C_i + Q_m^\circ C_m, \quad (1)$$

dove C_i e C_m (espressi in lire/kWh) sono i costi unitari riconosciuti rispettivamente alla produzione termoelettrica ed alle importazioni.

Il secondo addendo, C_b , è calcolato partendo dalla differenza tra la quantità totale di energia elettrica prodotta o importata nel bimestre ed il livello medio dei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti.

Questa differenza viene moltiplicata per un valore unitario PB, espresso in lire/kWh, pari al gettito medio unitario effettivamente generato a livello nazionale nel bimestre dalla parte B della tariffa, e corretta per le perdite di energia elettrica registrate nel trasporto all'utenza finale ¹⁴⁾. $PB(1 - perdite)$ rappresenta quindi il gettito della parte B per unità di energia immessa in rete (prodotta o importata).

$$C_b = (Q_{tot} - Q_{tot}^\circ) PB(1 - perdite), \quad (2)$$

dove Q_{tot} è la produzione totale effettivamente prodotta nel bimestre (ad eccezione di quella da impianti che beneficiano di contributi ai sensi del provvedimento CIP 6/1992). Per stimolare la nuova produzione da fonti a ridotto impatto ambientale nel calcolo di questa parte del contributo vengono considerate non solo l'energia

importata (Q_m) e quella prodotta da impianti termoelettrici convenzionali (Q_i), ma anche quella prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici (Q_g). Quindi:

$$Q_{tot} = Q_i + Q_m + Q_g, \quad (3)$$

mentre Q_{tot}° è quella media degli stessi bimestri dei tre anni precedenti. Il contributo totale riconosciuto a ciascuna impresa è quindi definito come:

$$C = (C_i Q_i^\circ + C_m Q_m^\circ) + (Q_i + Q_m + Q_g - Q_i^\circ - Q_m^\circ - Q_g^\circ) PB(1 - perdite). \quad (4)$$

Se le quantità effettivamente prodotte o importate nel bimestre risultano pari alla media storica il secondo addendo è nullo. In questo caso, il contributo per unità di energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici o importata è tanto maggiore quanto minore è tale energia.

Se la produzione di energia elettrica nel bimestre è maggiore o minore di quella storica, il secondo addendo, riconoscendo un contributo unitario pari al gettito medio unitario della parte B della tariffa, assicura comunque che i contributi unitari sull'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici o importata siano tanto maggiori quanto minore è la quota di tale energia nel totale.

¹⁴⁾ La quota media di energia elettrica persa nel trasporto (*perdite*) è assunta pari a 0,065.

C.3) Copertura del fabbisogno per l'erogazione dei contributi riconosciuti

I contributi ai costi di energia sono finanziati attraverso la parte B della tariffa che ad ogni aggiornamento deve essere sufficiente a garantire l'equilibrio del conto costi energia, salvo scostamenti nel gettito imputabili a variazioni nella composizione dei consumi per classe di utenza. Il provvedimento prevede infatti ¹⁵⁾ che la parte B della tariffa sia fissata in modo da coprire il fabbisogno per il primo addendo dei contributi riconosciuti nel caso in cui a livello aggregato le quantità prodotte o importate nel bimestre fossero pari a quelle medie dei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti. Vale a dire:

$$PB(1 - perdite) = \frac{\hat{C}_a}{\hat{Q}_{tot}^o}, \quad (5)$$

dove $\hat{C}_a$ è la somma degli elementi C_a dei contributi riconosciuti alle imprese e $\hat{Q}_{tot}^o$ è la quantità prodotta o importata in aggregato da tutte le imprese nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti.

Pertanto, a meno di variazioni non previste nella struttura dei consumi per classi di utenza, questo assicura il pareggio del conto costi energia ¹⁶⁾. Questo risultato deriva dall'articolazione del contributo in due parti valorizzate in modo diverso. Ciò consente di definire il contributo riconosciuto come funzione del gettito effettivamente

raccolto, compensando automaticamente eventuali errori di previsione dell'energia elettrica soggetta alla parte B della tariffa. Infatti, mentre nel primo addendo (C_a) la produzione e le importazioni sono valorizzate utilizzando i rispettivi costi unitari riconosciuti, nel secondo addendo (C_b) si utilizza il gettito unitario effettivo della parte B della tariffa. Variazioni del gettito effettivo del bimestre rispetto alle previsioni vanno quindi a modificare automaticamente il contributo riconosciuto ad ogni impresa produttrice-distributrice.

Se si abbandona l'ipotesi semplificatrice di invarianza della struttura dei consumi per classi di utenza dell'energia soggetta, il pareggio non è più assicurato ¹⁷⁾. Per assicurare comunque il pareggio il provvedimento prevede che, qualora nel bimestre il gettito della parte B della tariffa risulti superiore o inferiore al totale dei contributi riconosciuti alle imprese, i contributi saranno modificati nella misura necessaria a riportare in equilibrio il conto costi energia ¹⁸⁾.

¹⁵⁾ Art. 7, comma 2.

¹⁶⁾ È infatti immediato verificare che, sostituendo nella componente C_b dei contributi riconosciuti questo valore di $PB(1 - perdite)$, il gettito totale della parte B della tariffa eguaglia il totale dei contributi riconosciuti.

¹⁷⁾ Infatti, la differenziazione delle aliquote per categorie di utenza impedisce di fissare il gettito unitario $PB(1 - perdite)$, in modo univoco. *Ex post* l'uguaglianza tra gettito e contributi (di cui alla formula 4) si verifica solo se nel corso del bimestre la composizione dell'utenza non si è modificata rispetto a quanto ipotizzato al momento della determinazione delle aliquote.

¹⁸⁾ Art. 6, comma 14.

Per carenza di informazioni sulla totalità delle imprese produttrici ¹⁹⁾, per la determinazione del fabbisogno da coprire attraverso il gettito della parte B della tariffa nel primo bimestre di applicazione del provvedimento non sono state utilizzate le quantità medie dei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, ma le previsioni formulate dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico per la produzione e le importazioni di energia elettrica per l'anno 1997 ²⁰⁾. In sede di prima liquidazione dei contributi riconosciuti potrebbero quindi verificarsi degli scostamenti tra il totale dei contributi riconosciuti e il gettito raccolto. Per questo il provvedimento proposto prevede che il primo aggiornamento della tariffa rettifichi l'eventuale squilibrio ²¹⁾.

C.4) Determinazione del costo unitario variabile riconosciuto dell'energia termoelettrica e dell'energia importata.

Per la produzione da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali i costi unitari variabili riconosciuti dell'energia elettrica sono determinati sulla base di un valore medio di costo unitario della caloria (V_t , in lire/kcal) calcolato con riferimento al prezzo di un paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali e di un indice di consumo specifico medio unico per tutti i tipi di impianti termoelettrici (R_t , in kcal/kWh). Il costo unitario variabile riconosciuto (C_t , espresso in lire/kWh) è determinato nel modo seguente:

$$C_t = R_t V_t \quad (6)$$

dove R_t è fissato pari al consumo specifico medio della produzione netta degli impianti termoelettrici convenzionali nazionali nel 1996 ²²⁾ e V_t è determinato come descritto nell'Appendice 2.

Il costo unitario riconosciuto per l'energia elettrica importata (c_m , espresso in lire/kWh) è determinato nel modo seguente:

$$C_t = P_m + \alpha (R_t V_t - P_m), \quad \text{se } P_m < R_t V_t, \quad (7)$$

$$C_m = R_t V_t, \quad \text{se } P_m \geq R_t V_t, \quad (8)$$

dove P_m (in lire/kWh) è il costo medio dell'energia elettrica importata ed è determinato come media ponderata dei costi unitari delle importazioni effettuate negli ultimi quattro mesi rispetto al mese che precede il bimestre di applicazione, ove la ponderazione riflette le quantità effettivamente importate nello stesso periodo. Il parametro α riflette la quota del minor costo delle importazioni rispetto alla media della produzione termoelettrica nazionale riconosciuta all'importatore ²³⁾.

¹⁹⁾ Per il futuro, il provvedimento richiede che entro l'8 agosto 1997, le imprese produttrici dichiarino alla Cassa conguaglio per il settore elettrico e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, le quantità di energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali e da altri impianti in ogni bimestre degli anni 1994, 1995, 1996 e del primo semestre 1997. Entro la stessa data, l'Enel deve dichiarare le quantità di energia elettrica importata ed esportata in ciascun bimestre dello stesso periodo.

²⁰⁾ Si veda l'Allegato B del verbale della riunione del Comitato di gestione del 12 marzo 1997, approvato il 25 aprile 1997.

²¹⁾ Art. 8, comma 1.

²²⁾ L'indice di consumo specifico (R_t) è fissato pari a 2290 kcal/kWh.

²³⁾ Il parametro α è fissato pari a 0,20.

Tale meccanismo di riconoscimento dei costi delle importazioni stimola l'importazione di energia elettrica a costi inferiori a quello medio della produzione termoelettrica nazionale, in quanto all'importatore viene riconosciuta una quota (*alfa*) del minor costo delle importazioni rispetto alla media della produzione termoelettrica nazionale. Al contrario l'importazione di energia a costi superiori a quello medio della produzione termoelettrica nazionale è fortemente disincentivata, in quanto il maggior costo dell'energia importata rispetto alla media della produzione termoelettrica nazionale resta completamente a carico dell'importatore.

C.5) Variazioni del costo unitario riconosciuto e aggiornamento automatico della parte B della tariffa

Il costo unitario riconosciuto dei combustibili V_i viene ricalcolato con cadenza bimestrale. Qualora si registrassero variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 2% rispetto al valore preso precedentemente come riferimento, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede ad aggiornare la Parte B della tariffa, mantenendo invariata l'articolazione per classi di utenza.

D) Gestione dei conti presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico

D.1) Istituzione dei nuovi conti relativi alle componenti tariffarie della parte A ed alla parte B della tariffa

A decorrere dall'1 luglio 1997 la Cassa conguaglio per il settore elettrico dovrà provvedere a quanto segue:

- istituire appositi nuovi conti per ciascuna delle componenti tariffarie A1, A2 e A3;
- considerare il "conto onere termico" attivo esclusivamente per le operazioni di ripianamento relativamente alla gestione degli anni 1994, 1995, 1996 e del primo semestre 1997;
- far confluire il "conto sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" nel nuovo conto relativo alla componente A3;
- istituire il "conto costi energia" per la parte B della tariffa.

La Cassa conguaglio per il settore elettrico cura la gestione amministrativa dei suddetti conti provvedendo anche alla determinazione dei contributi spettanti a ciascuna impresa produttrice-distributrice e importatrice-distributrice e alla loro liquidazione.

D.2) Versamenti alla Cassa conguaglio per il settore elettrico

Le imprese distributrici sono tenute a versare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, per ogni bimestre, gli importi relativi alle componenti della parte A ed alla parte B della tariffa, in relazione all'energia elettrica venduta nello stesso bimestre.

Per ridurre il flusso dei fondi movimentati dai conti, evitando inutili duplicazioni di trasferimenti, le imprese distributrici che ne hanno diritto sono autorizzate a trattenere il gettito relativo alla componente A1 entro i limiti delle loro spettanze al 30 giugno 1997. Inoltre, per la parte B della tariffa alle imprese produttrici-distributrici e importatrici-distributrici è concesso di trattenere, a titolo di acconto sui contributi spettanti per ciascun bimestre, un importo pari, di norma, al 95% dei contributi spettanti in relazione alle quantità prodotte e impostate nei bimestri corrispondenti del triennio precedente ²⁴⁾.

Appendice 1 - Esoneri

A1.1 Energia esonerata dal pagamento delle componenti inglobate nella parte A e della parte B della tariffa

Il provvedimento proposto fa salvi i preesistenti esoneri dal pagamento dei sovrapprezzi. Le componenti inglobate della parte A e la parte B della tariffa non si applicano quindi all'energia elettrica:

- a) ceduta alle imprese distributrici;
- b) che le imprese produttrici-distributrici cedono a titolo di permuta ad altre imprese nazionali, sino a concorrenza dei ritiri di energia effettuati dalla stessa impresa nel corso di ciascun periodo contrattuale;
- c) che le imprese elettriche degli enti locali cedono ai Comuni per uso esclusivo dei servizi comunali nei limiti della produzione non ammessa al contributo a copertura dei costi di energia;
- d) fornita dall'Enel, ai sensi dell'art. 4 della legge 7 agosto 1982, n. 529, ai titolari di concessioni idroelettriche i cui impianti sono stati trasferiti all'Enel;
- e) destinata da società cooperative al soddisfacimento dei fabbisogni dei propri soci, nei limiti delle loro disponibilità di autoproduzione;
- f) prodotta e consumata dalle imprese autoproduttrici nei propri stabilimenti per le destinazioni consentite dagli artt. 20, 22 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

²⁴⁾ In particolare, l'importo che l'impresa produttrice-distributtrice può trattenere è pari al minor valore tra.

$$\begin{cases} 0,95C_a \\ 0,95C_a + C_t [(Q_t + Q_m + Q_l) - (Q_t^* + Q_m^* + Q_l^*)] \end{cases}$$

A1.2 Energia esonerata dalla parte B della tariffa ed assoggettata a regime speciale per le componenti della parte A

È esonerata dalla parte B e assoggettata per le componenti inglobate nella parte A esclusivamente alle aliquote specificate nella colonna A3bis della Tabella 3:

a) l'energia elettrica ceduta alle utenze sottese, nei limiti della loro spettanza a tale titolo;

b) l'energia elettrica ceduta dall'Enel alle Ferrovie dello Stato ed alla Società Terni e sue aventi causa nei limiti dei quantitativi previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, ed all'art. 6 del D.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165;

c) l'energia elettrica fornita ai comuni rivieraschi e destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi, a norma dell'art. 52 del Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e degli artt. 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959.

Appendice 2 - Determinazione del costo unitario riconosciuto dei combustibili

Il costo unitario riconosciuto dei combustibili (V_t) è fissato sulla base del prezzo medio di un paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali (P_t), rilevato negli ultimi quattro mesi rispetto al mese che precede il bimestre di applicazione:

$$V_t = \frac{(P_{t-2} + P_{t-3} + P_{t-4} + P_{t-5})}{4.000} \quad (9)$$

Per il bimestre luglio-agosto 1997 invece, il prezzo medio del paniere di combustibili fossili (V_0) è calcolato sulla base delle quotazioni medie sui mercati internazionali nei mesi da dicembre 1996 a maggio 1997 ²⁵⁾:

$$V_0 = \frac{(P_{12/96} + P_{1/97} + P_{2/97} + P_{3/97} + P_{4/97} + P_{5/97})}{6.000} \quad (10)$$

Il prezzo medio del paniere di combustibili fossili (P) ²⁶⁾ è determinato, per ogni mese, come media ponderata di tre indici di mercato, uno per il carbone (P_{carbone}), uno

²⁵⁾ Nel bimestre luglio-agosto il prezzo medio del paniere è pari a 23,343 L/Mcal.

²⁶⁾ Per semplificare la rappresentanza nel seguito viene omissso il riferimento al tempo dal momento che tutti i simboli in ogni equazione si riferiscono al medesimo periodo.

per gli oli combustibili (P_{oli}) ed uno per il gas naturale ($P_{gas\ naturale}$), dove i pesi riflettono la struttura del fabbisogno complessivo di combustibile. Il prezzo del paniere è calcolato come segue:

$$P = F_{carbone} P_{carbone} + F_{oli} P_{oli} + F_{gas\ naturale} P_{gas\ naturale} \quad (11)$$

dove:

– P è il prezzo del paniere espresso in lire/Mcal;

– $P_{carbone}$, P_{oli} e $P_{gas\ naturale}$ sono gli indici espressi in lire/Mcal rispettivamente per il carbone, l'olio combustibile ed il gas naturale;

– $F_{carbone}$, F_{oli} e $F_{gas\ naturale}$ sono i pesi rispettivamente per il carbone, l'olio combustibile ed il gas naturale.

La Tabella A2-1 mostra come viene costruita la struttura dei pesi. Il fabbisogno è rapportato alla produzione nazionale complessiva di energia termoelettrica prevista per il 1997, pari a circa 147 miliardi di kWh. In relazione ai diversi rendimenti termoelettrici, il fabbisogno totale è di circa 336 miliardi di Mcal. Di questi, il 16,72% è relativo al carbone, il 60,45% è relativo agli oli combustibili ed il 22,83% al metano.

Tabella A2-1

TIPO DI COMBUSTIBILE	Energia prodotta	Consumo specifico	Fabbisogno energetico	Pesi
	<i>kWh x 10⁹</i>	<i>Mcal/kWh</i>	<i>Mcal x 10⁹</i>	%
Carbone	23,737	2,364	56,115	16,72
Olio combustibile	90,105	2,251	202,825	60,45
Gas naturale	33,148	2,311	76,606	22,73
TOTALE	146,990		335,546	100,00

Ne segue che:

$$P = 0,1672 P_{carbone} + 0,6045 P_{oli} + 0,2273 P_{gas\ naturale}. \quad (12)$$

A2.1 Indice carbone

L'indice per il carbone è stato costruito come media pesata dei prezzi del carbone importato, a cui è stato aggiunto il costo di posizionamento franco centrale.

La formula utilizzata per il calcolo dell'indice $P_{carbone}$ è la seguente:

$$P_{carbone} = \frac{(P_{CIF} + T_{carbone})}{6,3}, \quad (13)$$

dove:

– P_{CIF} è il prezzo medio CIF espresso in lire/kg;

– $T_{carbone}$ è il costo di posizionamento' franco centrale per il carbone, assunto pari a 14,1 lire/kg.

– 6,3 è il potere calorifico inferiore assunto come riferimento per il carbone espresso in Mcal/kg;

Il prezzo P_{CIF} viene calcolato come segue:

$$P_{CIF} = (P_{FOB} + P_{nolo}) \frac{E}{1000}, \quad (14)$$

dove:

– P_{FOB} è il prezzo medio FOB espresso in US\$/MT;

– P_{nolo} è il prezzo medio del nolo, il cui valore, pari a 9,96 US\$/MT, è stato calcolato come media pesata dei noli relativi ai singoli paesi di provenienza, come specificato in Tabella A2-2:

Tabella A2-2

	USA	Sud Africa	Cina	Polonia	Colombia	Venezuela
Percentuale	51,8	29,2	4,3	4,3	8,2	2,2
Nolo (US\$/MT)	9,29	11,34	9,00	8,00	10,00	13,00
media pesata = 9,96						

– E è il valore del cambio medio UIC del mese espresso in lire/US\$.

Il prezzo P_{FOB} è la media ponderata delle quotazioni dei prezzi FOB del carbone proveniente da diversi paesi, indicate su *Coal Week International* nella tabella *Current Steam Coal Price*, dove i pesi riflettono le percentuali di provenienza relative alle importazioni Enel di carbone del 1996, mostrate in Tabella A2-3.

Tabella A2-3

	USA	Sud Africa	Cina	Polonia	Colombia	Venezuela
Importaz. 1996 (MT*10 ³)	4225	2380	350	350	180	670
Percentuale	51,8	29,2	4,3	4,3	8,2	2,2

Il prezzo P_{FOB} è calcolato come segue:

$$P_{FOB} = 0,518P_{FOB}^{USA} + 0,292P_{FOB}^{SA} + 0,043P_{FOB}^{Cin} + 0,043P_{FOB}^{POL} + 0,082P_{FOB}^{COL} + 0,022P_{FOB}^{VEN} \quad (15)$$

dove:

P_{FOB}^{USA} , P_{FOB}^{SA} , P_{FOB}^{Cin} , $P_{FOB}^{Pol.}$, $P_{FOB}^{Col.}$ e $P_{FOB}^{Ven.}$, sono i prezzi FOB espressi in US\$/MT per il carbone proveniente rispettivamente da USA, Sud Africa, Cina, Polonia, Colombia e Venezuela.

In particolare:

1. P_{FOB}^{USA} è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB dei seguenti carboni: USA ROADS (12500 BTU 1,0% S 10% ASH), USA BALTIMORA (12500 BTU 1,0% S 10% ASH), USA GULF COAST (12500 BTU 1,0% S 12% ASH);
2. P_{FOB}^{SA} è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone: RICHARDS BAY (11500 BTU 1,0% S 16% ASH);
3. P_{FOB}^{Cin} è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone: QINHUANGDAO (11200 BTU 0,8% S 8% ASH);
4. $P_{FOB}^{Pol.}$ è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone: BALTIC PORTS (12600 BTU 0,8% S 8,5% ASH);
5. $P_{FOB}^{Col.}$ è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone: (11800 BTU 0,8% S 8% ASH);
6. $P_{FOB}^{Ven.}$ è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali FOB del seguente carbone: MARACAIBO (12600 BTU 0,8% S 7% ASH).

A2.2 Indice olio combustibile

In relazione alle specifiche ambientali ed alle tecnologie disponibili, le centrali utilizzano combustibili di diversa qualità e provenienza. Il principale elemento di distinzione è rappresentato dal tenore di zolfo. Il tenore medio di zolfo degli acquisti Enel nel 1996 è risultato pari all'uno per cento. Tale valore è però il risultato di un mix comprendente il 17% di olio a bassissimo tenore di zolfo (STZ), la cui maggiore quotazione rispetto al BTZ (con tenore di zolfo pari all'uno per cento) è più che proporzionale al minore tenore di zolfo. Di ciò si tiene conto nella definizione dell'indice olio combustibile.

La formula utilizzata per il calcolo dell'indice è la seguente:

$$P_{oli} = \frac{\left[(0,80P_{BTZ}K + 0,20C_{STZ}P_{STZ}) \frac{E}{1000} + T_{oli} + A \right]}{9,8} \quad (16)$$

dove:

– T_{oli} è il costo del posizionamento franco centrale per gli oli combustibili, assunto

pari a 10,3 lire/kg;

– K è un parametro, che esprime il rapporto tra quotazioni CIF Italia e quotazioni CIF NWE, assunto pari a 1,04;

– A è il valore corrente dell'accisa, pari a 28,4 lire/kg.

– E è il valore del cambio medio UIC del mese espresso in lire/US\$;

– 9,8 è il potere calorifico inferiore assunto come riferimento per l'olio combustibile espresso in Mcal/kg;

P_{BTZ} ed P_{STZ} sono quotazioni medie ricavate dal "Platt's European MarketScan". In particolare, il prezzo P_{BTZ} è la quotazione BTZ 1% Fuel Oil Cargoes CIF NWE Basis ARA espressa in US\$/MT indicata sul "Platt's Oligram Price Report" nella tabella "European Monthly Average Prices, European Bulk" ed il prezzo P_{STZ} è la quotazione STZ ESTIMATED NY SPOT (Cargo No.6 0,3%S LP) espressa in US\$/bbl indicata sul "Platt's Oligram Price-Average Supplement". C_{STZ} è il fattore di conversione da barili a tonnellate metriche di STZ CIF NY, corrispondente alla densità media di riferimento riportata sul Platt's, pari a 6,7.

A2.3 Indice gas naturale

L'indice per il gas naturale è definito da una formula simile a quella utilizzata contratto stipulato fra Enel e Snam vigente alla data del provvedimento.

La formula per il calcolo dell'indice $P_{gasnaturale}$ è la seguente:

$$P_{gasnaturale} = \left[\frac{(0,5P_{BTZ} + 0,5P_{GREGGI})}{9,8} \frac{E}{1000} \frac{T_{gasnaturale}}{8,25} \right], \quad (17)$$

dove:

– 9,8 è il potere calorifico inferiore assunto come riferimento per l'olio combustibile espresso in Mcal/kg ed 8,25 è il potere calorifico inferiore assunto come riferimento per il gas naturale espresso in Mcal/mc;

– $T_{gasnaturale}$ è il costo del posizionamento franco centrale per il gas naturale, assunto pari a 54 lire/mc;

– E è il valore del cambio medio UIC del mese espresso in lire/US\$;

– P_{BTZ} , espresso in US\$/MT, è lo stesso prezzo utilizzato per il calcolo di P_{oli} ;

– P_{GREGGI} è la media pesata, espressa in US\$/MT, delle quotazioni di un paniere di quattro greggi. I greggi utilizzati sono quei greggi inclusi come riferimento nel contratto stipulato fra Enel e Snam vigente alla data del provvedimento ed effettivamente importati in Italia. I pesi riflettono le percentuali di provenienza relative alle importazioni Enel di greggi del 1996, mostrate in Tabella A2-4.

La formula per il calcolo di P_{GREGGI} è la seguente:

$$P_{GREGGI} = 0,57 C_{AL} P_{AL} + 0,15 C_{IL} P_{IL} + 0,18 C_{SB} P_{SB} + 0,10 C_{SB} P_{SB} \quad (18)$$

dove:

- P_{AL} e C_{AL} sono rispettivamente la quotazione espressa in US\$/bbl ed il fattore di conversione bbl/MT del greggio *Arabian Light*;
- P_{IL} e C_{IL} sono rispettivamente la quotazione espressa in US\$/bbl ed il fattore di conversione bbl/MT del greggio *Iranian Light*;
- P_{SB} e C_{SB} sono rispettivamente la quotazione espressa in US\$/bbl ed il fattore di conversione bbl/MT del greggio *Saharian Blend*;
- P_Z e C_Z sono rispettivamente la quotazione espressa in US\$/bbl ed il fattore di conversione bbl/MT del greggio *Zuetina*.

Le quotazioni mensili ed i fattori di conversione dei greggi sono ricavate dal "*Platt's Oilgram Price Report*" nella tabella "*World Crude Oil Price*" (*FOB Breakeven price*).

Tabella A2-4

	Arabia Saudita	Iran	Egitto	Libia
Importazioni 1996 (MT*10 ³)	5950	1596	1873	1036
Percentuale	57	15	18	10
Greggio	<i>Arabian Light</i>	<i>Iranian Light</i>	<i>Saharian Blend</i>	<i>Zuetina</i>
C_i (obb/MT)	7,374	7,374	7,819	7,686

Presupposti per l'aggiornamento della parte B della tariffa elettrica per il quinto bimestre (settembre-ottobre) 1997 ai sensi della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97

1. Nel quinto bimestre, settembre - ottobre, 1997 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'art. 6, comma 6.5 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 26 giugno 1997, n. 70/97 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 150 del 30 giugno 1997, è diminuito del 3.87% rispetto al bimestre precedente, passando da 23.343 a 22.440 lire/Mcal.

2. La diminuzione di cui sopra riflette andamenti differenziati dei prezzi di combustibili del paniere di riferimento. Vale a dire:

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0.1672, è aumentato del 2.2% rispetto al bimestre precedente. L'incremento è da attribuirsi al deprezzamento della lira nei confronti del dollaro nei mesi di riferimento. L'aumento del rapporto di cambio lira/dollaro ha infatti più che compensato la contestuale riduzione delle quotazioni dei carboni di riferimento espresse in dollari;

- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0.6045, si è ridotto del 4.4%. In questo caso l'effetto cambio è stato dominato dalla riduzione delle quotazioni degli oli e dei greggi di riferimento espresse in dollari;

- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0.2283, è diminuito del 5.1%. Anche per il gas l'effetto cambio è stato dominato dalla riduzione delle quotazioni degli oli di riferimento espresse in dollari.

Il costo unitario riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) è sceso a 51.388 lire/kWh, contro le 53.455 lire/kWh del quarto bimestre 1997, stante il valore di 2290 kcal/KWh attribuito al consumo specifico.

3. Poiché la variazione del costo riconosciuto dei combustibili ha superato i due punti percentuali, ai sensi dell'art. 7, comma 7.1 della deliberazione n. 70/97, si procede all'aggiornamento della parte B della tariffa, con decorrenza dall'1 settembre 1997.

L'aliquota media della parte B della tariffa viene determinata moltiplicando Ct per la quota di energia elettrica ammessa ai contributi ai costi di energia, definita quest'ultima come il rapporto tra energia ammessa ai contributi di cui all'art. 6 della deliberazione n. 70/97 (energia prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili ed energia importata) ed energia assoggettata alla parte B della tariffa (art. 2 della stessa deliberazione).

Rispetto al sesto bimestre, luglio - agosto, la parte B della tariffa viene ridotta del 2.93%; l'aliquota media passa da 44.44 lire/kWh a 43.14 lire/kWh. Le aliquote relative alla parte B della tariffa per ogni categoria di utenza sono proporzionalmente diminuite.

4. La diminuzione del 3.87% del costo riconosciuto dei combustibili, e quindi nel costo riconosciuto dell'energia prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, si è tradotta in una diminuzione meno che propor-

zionale, pari al 2.93%, nella parte B della tariffa per la concomitanza di due ulteriori fattori:

a) la rettifica, prevista dall'art. 8, comma 8.1, della deliberazione n. 70/97, delle differenze tra la parte B della tariffa come determinata all'1 luglio 1997 e quanto previsto, per la determinazione di tale parte, dall'art. 7, comma 7.2 della stessa deliberazione. Tali differenze sono imputabili alla limitata disponibilità di dati relativi ai valori bimestrali della quota di energia elettrica ammessa ai contributi ai costi di energia. In particolare, ad un valore inizialmente stimato sulla base di previsioni annuali da fonte Cassa conguaglio per il settore elettrico, pari a 0.8314, fa riscontro un valore stimato sulla base di dati riferibili al bimestre considerato, pari a 0.8293;

b) un aumento, rispetto al bimestre precedente, della quota di energia elettrica ammessa ai contributi ai costi di energia. In particolare, si passa da un valore pari a 0.8293 per il IV bimestre 1997 a un valore pari a 0.8394 per il V bimestre 1997.

5. La diminuzione dell'aliquota media della parte B della tariffa da 44.44 lire/kWh a 43.14 lire/kWh può essere quindi scomposta nelle tre sue componenti:

- una diminuzione, da 44.44 lire/kWh a 44.33 lire/kWh, dovuta alla rettifica di cui si è detto al precedente punto a);

- un aumento, da 44.33 lire/kWh a 44.87 lire/kWh, dovuto alla variazione, tra il IV ed il V bimestre, della quota di energia elettrica ammessa al contributo;

- una diminuzione, da 44.87 lire/kWh a 43.14 lire/kWh, dovuta alla diminuzione del costo riconosciuto Ct. Tale diminuzione è proporzionale alla variazione del costo riconosciuto dei combustibili e, quindi, del costo riconosciuto dell'energia prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali.

6. Come previsto a titolo transitorio dall'art. 8, comma 8.3 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, l'aggiornamento in diminuzione della parte B della tariffa comporta un aumento automatico di pari misura della componente della tariffa (componente A1) destinata al ripianamento del conto onere termico ordinario, mentre le altre componenti della parte A non sono modificate. Di conseguenza, le tariffe all'utenza rimangono per il bimestre settembre - ottobre 1997 invariate rispetto al bimestre precedente.

Presupposti per l'aggiornamento della parte B della tariffa elettrica per il sesto bimestre (novembre-dicembre) 1997 ai sensi della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 e modifica dell'art. 6, comma 6.14 della medesima deliberazione

1. Aggiornamento della parte B della tariffa elettrica

1.1 A decorrere dall'1 novembre 1997 la parte B della tariffa deve essere aumentata del 6,19% rispetto ai valori in vigore per il quinto bimestre settembre-ottobre 1997. Le aliquote relative alla parte B della tariffa, di cui alla tabella 1 allegata alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 28 agosto 1997 n. 92/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 204 del 2 settembre 1997, sono proporzionalmente aumentate. Ciò comporta per il sesto bimestre dell'anno (mesi di novembre e dicembre 1997) un aumento medio del 4,0% delle componenti inglobate in tariffa ai sensi della deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 150 del 30 giugno 1997 ed un aumento medio dell'1,5% della tariffa all'utenza al netto delle imposte. L'aumento della parte B della tariffa è il risultato di due effetti, uno di prezzi ed uno di quantità.

1.2 Con riferimento ai prezzi, si è registrato un aumento del 4,2% rispetto al quinto bimestre 1997 del costo unitario riconosciuto dei combustibili di cui all'allegato 1 della deliberazione n. 70/97. Il costo unitario riconosciuto dei combustibili nel sesto bimestre 1997 ha infatti raggiunto le 23,374 lire/Mcal, contro le 22,440 lire/Mcal del bimestre precedente. Questo aumento complessivo può essere scomposto per tipo di combustibile del paniere come segue:

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 14,883 a 14,990 lire/Mcal (+0,7%). L'aumento è da attribuirsi al deprezzamento della lira nei confronti del dollaro nei mesi di riferimento. L'aumento del rapporto di cambio lira/dollaro ha infatti più che compensato la contestuale riduzione delle quotazioni dei carboni di riferimento espresse in dollari;

- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 22,672 a 23,720 lire/Mcal (+4,8%). In tale caso il deprezzamento della lira rispetto al dollaro ha amplificato l'aumento delle quotazioni degli oli di riferimento espresse in dollari;

- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 27,457 a 28,596 lire/Mcal (+4,2%). Anche per il gas l'aumento è il risultato dell'effetto del deprezzamento della lira rispetto al dollaro e dell'incremento delle quotazioni espresse in dollari.

Per effetto dell'aumento del costo unitario riconosciuto dei combustibili (V_t), di cui all'art. 6, comma 6.8 della deliberazione n. 70/97, il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali risulta aumentato a 53,526 lire/kWh, contro le 51,388 lire/kWh del quinto bimestre 1997.

1.3 Con riferimento alle quantità, nel sesto bimestre 1997 si è registrato un aumento

dell'energia elettrica ammessa al contributo, di cui all'art. 6, comma 6.11, lettera a) della deliberazione n. 70/97, che è passata dai 30.904 milioni di kWh del bimestre precedente a 31.770 milioni di kWh. L'energia elettrica ammessa al contributo è cresciuta del 2,8%, mentre l'energia assoggettata dovrebbe avere una dinamica molto più contenuta, con un tasso di variazione tra il quinto ed il sesto bimestre stimato pari a 0,8%. Il rapporto tra energia elettrica ammessa ed assoggettata dovrebbe quindi aumentare dal valore di 0,839, registrato nel quinto bimestre 1997 a 0,856. A titolo di confronto si vedano le aliquote delle componenti inglobate in tariffa in vigore per il quinto bimestre 1997.

2. Modificazione dell'art. 6, comma 6.14

2.1 L'art. 6, comma 6.14, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, dispone che: "Eventuali differenze tra la parte B della tariffa versata da tutte le imprese distributrici per il bimestre considerato e i contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici sono portate in aumento o diminuzione dei contributi riconosciuti alle imprese stesse. Tale aumento o diminuzione è, per ciascuna impresa, proporzionale alla quantità media di energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali e dall'energia elettrica importata nei corrispondenti bimestri degli anni precedenti".

L'art. 7, comma 7.1 della stessa deliberazione prevede che la parte B della tariffa venga aggiornata dall'Autorità "qualora si registrino variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 2% nel costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), rispetto al valore preso precedentemente come riferimento".

Le differenze a cui l'art. 6, comma 6.14 fa riferimento possono aver quindi origine da tre tipi di situazioni:

a) variazioni, tra un bimestre e quello successivo, nel costo riconosciuto dei combustibili (Vt) minori del 2% rispetto al valore preso precedentemente a riferimento, che portano ad una modificazione dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici, senza peraltro che si proceda ad un aggiornamento della parte B della tariffa;

b) anche in assenza di variazioni di Vt, differenze tra la struttura dei consumi di energia elettrica per classi di utenza presa a riferimento nella determinazione delle aliquote della parte B della tariffa da parte dell'Autorità, e quella effettivamente registratasi nel bimestre;

c) anche in assenza di variazioni di Vt, variazioni, da un bimestre a quello successivo, della quota di energia elettrica a cui vengono riconosciuti i contributi ai costi di energia, di cui all'art. 6, comma 6.11, lettera a) della deliberazione dell'Autorità n. 70/97 (produzione da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali ed importazioni nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti).

In tutti questi casi può emergere una differenza tra il gettito della parte B della tariffa ed il totale dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici. L'art. 6, comma 6.14 prevede che, in presenza di una tale differenza, si proceda, in ciascun bimestre, modificando i contributi erogati a ciascuna impresa in proporzione ai contributi riconosciuti sulla produzione dei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, di cui all'art. 6, comma 6.11, lettera a) fino all'annullamento della differenza stessa.

2.2 Dato che:

le differenze che emergono in ciascun bimestre potranno essere positive e negative, e plausibilmente di diverso segno nei diversi bimestri;

l'effetto delle conseguenti modificazioni dei contributi sarà diverso, per ciascuna impresa, di bimestre in bimestre, in quanto varia, per l'impresa, la quota della produzione ammessa al contributo di cui all'art. 6, comma 6.11, lettera a);

il meccanismo previsto dall'art. 6, comma 6.11 potrebbe comportare una variabilità dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici maggiore di quella strettamente necessaria per la finalità perseguita di evitare che si accumulino sbilanci nel conto costi energia. Un simile risultato può essere ottenuto, nel medio periodo, anche prevedendo che le modificazioni dei contributi per far fronte a differenze tra gettito della parte B ed ammontare dei contributi stessi avvenga sull'arco di sei bimestri, invece che per ciascun bimestre separatamente.

A tal fine, si propone di sostituire l'art. 6, comma 6.14 con il seguente:

“6.14 Eventuali differenze tra il gettito della parte B della tariffa relativo all'energia elettrica fornita all'utenza finale dalle imprese distributrici nel periodo dall' 1 luglio al 30 giugno dell'anno successivo ed i contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici relativi all'energia elettrica prodotta o importata nello stesso periodo, sono portati in aumento o diminuzione di tali contributi. L'aumento o diminuzione è, per ciascuna impresa, proporzionale ai contributi di cui all'art. 6, comma 6.11, lettera a), riconosciuti per lo stesso periodo.”

Presupposti e fondamenti di nuovi criteri per la definizione dei prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 9

1. Base normativa e situazione esistente

Tra gli obiettivi principali della legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91) "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali", vi è stato certamente quello di stimolare la autoproduzione di energia elettrica anche al fine di offrire una soluzione alla carenza di capacità di generazione manifestata dall'Enel in quel periodo. E' infatti in questo ambito che viene precisato il ruolo svolto dalle eccedenze di produzione di energia elettrica, distinguendo tra produzione da fonti energetiche convenzionali (ex art. 20 della legge n. 9/91) e quella a mezzo di fonti rinnovabili e assimilate (ex art. 22 della legge n. 9/91).

Nel primo caso (ex art. 20 della legge n. 9/91) viene stabilito che:

- la costruzione degli impianti di produzione da fonti convenzionali deve essere autorizzata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: MICA);
- la produzione di energia elettrica è consentita per usi propri o per la cessione delle eccedenze all'Enel e si estende anche al caso di imprese costituite in forma societaria, per uso sia del produttore sia delle società controllate, controllanti e loro controllate;
- cade il limite previsto dalla legge di nazionalizzazione ed è quindi concessa la produzione di energia elettrica anche alle imprese i cui autoconsumi siano inferiori al 70% della loro autoproduzione;
tutta la produzione che eccede l'eventuale quota consumata dallo stesso produttore deve essere ceduta all'Enel.

Nel secondo caso (ex art. 22 della legge n. 9/91) è previsto che:

- la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate non è più soggetta alla riserva in favore di Enel disposta dalla legge di nazionalizzazione e cade anche il limite massimo di 3MW di potenza imposto dalla legge 29 maggio 1982 n. 308;
- i soggetti che intendono provvedere all'installazione di tali impianti devono dare comunicazione al MICA, all'Enel e all'UTF;
- tutta la produzione che eccede l'eventuale quota consumata dallo stesso produttore è ceduta all'Enel e alle imprese produttrici e distributrici di cui all'art. 4, n. 8 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 (cosiddette "imprese elettriche minori").

Per quanto concerne i prezzi di cessione delle eccedenze la legge n. 9/91 introduceva due criteri su cui basarsi per la determinazione di tali prezzi:

a) il primo fa riferimento alla logica del "costo evitato," per cui l'acquisto delle eccedenze non deve comportare, per il soggetto che le ritira, costi superiori a quelli che sarebbero sostenuti producendo in proprio una medesima quantità di energia elettrica;

b) il secondo si basa sulla logica degli incentivi, per cui lo stimolo all'impiego di fonti rinnovabili e assimilate è fornito da una componente di prezzo delle eccedenze diversa a seconda della tipologia dell'impianto e posta a carico di tutti i consumatori.

Coerentemente il regime dei prezzi di cessione delle eccedenze instaurato dal provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6, integrato dai decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 25 settembre 1992 e del 4 agosto 1994, riconosceva ai produttori che cedono le eccedenze di energia elettrica all'Enel un prezzo di cessione formato, in ore piene, da quattro componenti:

- costo evitato di impianto (1),
- costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali (2),
- costo evitato di combustibile (3),
- componente incentivante dipendente dal tipo di impianto, riconosciuta solo agli impianti a fonte rinnovabile e assimilata e per i primi 8 anni di esercizio dell'impianto (4).

La componente incentivante veniva riconosciuta solo alle eccedenze provenienti da impianti utilizzando fonti rinnovabili e assimilate e entrati in servizio dopo il 30 gennaio 1991: in questo caso la produzione di energia elettrica veniva definita *nuova* energia elettrica.

Per tutti gli altri impianti, cioè impianti alimentati da fonti convenzionali e impianti alimentati da fonti rinnovabili e da fonti assimilate entrati in servizio prima del 31 gennaio 1991, i prezzi di cessione delle eccedenze erano composti dalle prime tre componenti, essendo esclusa la componente incentivante.

In ore vuote per qualunque tipo di impianto il prezzo di cessione era pari al solo costo evitato di combustibile.

La sola differenza tra il regime determinato con il provvedimento CIP n. 6/92 per gli impianti che mettono a disposizione l'intera potenza (o una quota di potenza prefissata) e quello relativo alla cessione di eccedenze, riguardava il costo evitato di impianto (la componente (1)) che nel caso delle eccedenze veniva riconosciuto per il 20% in misura fissa, e per il restante 80% in funzione della regolarità di cessione; non vi era alcuna differenza per le altre voci di costo evitato (componenti (2), (3) e componente (4)) riconosciute nella stessa misura agli impianti dedicati e a quelli che cedono le eccedenze.

Le componenti (1) e (2) erano a carico del soggetto che ritira le eccedenze di energia elettrica; la componente (3) a carico del conto "onere termico" gestito dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico, la componente (4) a carico del conto "sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" gestito dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico (di seguito: CCSE). Dall'1 luglio 1997, la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 28 giugno 1997 n.70/97 ha dispo-

sto che entrambe le componenti (3) e (4) siano poste a carico del "conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate".

Le componenti (1) (2) e (4) venivano aggiornate annualmente sulla base della variazione dell'indice Istat dei prezzi al consumo; la componente (3) in base al prezzo del gas naturale per la produzione di energia elettrica, secondo l'accordo Snam-Confindustria.

Come risultato del regime introdotto dal provvedimento CIP n. 6/92, i prezzi di cessione delle eccedenze hanno subito una forte dinamica, passando in media da 59 lire/kWh nel 1990 a 104 lire/kWh nel 1996 con un aumento del 76%. Il prezzo medio di cessione per il 1996 di 104 lire/kWh è risultato composto da: 40,1 lire/kWh per le componenti (1) e (2), 54,7 lire/kWh per la componente (3); 9,2 lire/kWh per la componente (4). Nello stesso periodo, e a causa almeno in parte delle condizioni di prezzo favorevoli, la quantità di eccedenze ceduta all'Enel si è accresciuta notevolmente: da 1,5 TWh del 1990 a 4,8 TWh del 1996, con un aumento del 220%. Ciò si è tradotto in un fatturato per i produttori indipendenti pari nel 1996 a circa 496 miliardi di lire, di cui 191 miliardi gravanti sul bilancio dell'Enel e 305 miliardi a carico dell'utenza finale, attraverso i conti della CCSE.

Nel 1996 i principali dieci operatori che cedono le eccedenze all'Enel producono il 76% del totale delle cessioni: si tratta del gruppo Edison (che con le due società Edison Termoelettrica S.p.A. ed Edison S.p.A. copre una quota del 40%), di Sondel, Agip Petroli, Frene, Enichem Fibre, Caffaro, Ilva, Cartiere Burgo, Italcementi. A questi si aggiunge un piccolo gruppo di produttori-distributori con impianti idroelettrici che copre il 3%. Infine altri 750 produttori rappresentano il restante 21% delle cessioni (Tab. 1). Per quanto concerne la tipologia degli impianti che cedono le eccedenze: 472 utilizzano fonti rinnovabili, in massima parte idroelettrici; 297 fonti assimilate, per la maggior parte impianti di cogenerazione; 7 fonti convenzionali. Per quanto concerne la data di entrata in servizio, circa la metà degli impianti rinnovabili ed assimilati sono "nuovi" secondo la disciplina del provvedimento CIP n. 6/92, cioè entrati in servizio dopo il 30 gennaio 1991, e godono pertanto dell'incentivazione.

2. Finalità e logica del provvedimento

La legge n. 481/95 ha disposto che il sistema tariffario debba armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse e stabilisce che le tariffe comprendano anche una voce, evidenziata separatamente, corrispondente agli oneri relativi all'incentivazione della nuova energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili ed assimilate.

La necessità di rinnovare il regime di cessione delle eccedenze deriva da due ordini di fattori:

– il mutato rapporto tra domanda e offerta di energia elettrica in Italia, in particolare in conseguenza del venir meno del "deficit" di capacità produttiva dell'Enel;

– il progressivo sviluppo della produzione di eccedenze, sostenuto da una dinamica dei prezzi di cessione tra il 1992 e il 1996 più intensa di quella del prezzo medio dell'energia venduta dall'Enel all'utenza diretta, e di quella dei costi evitati di cui i prez-

zi di cessione delle eccedenze dovevano essere rappresentativi.

Per quanto concerne la capacità produttiva, in presenza di una domanda di energia elettrica crescente ad un tasso previsto del 2-2,5% medio annuo, la disponibilità di impianti di generazione per il prossimo quinquennio, secondo le stime dell'Enel, è tale da garantire la copertura della domanda, con una quota di riserva superiore a quella considerata necessaria per il sistema. In queste condizioni il costo-opportunità per Enel di acquistare energia dai produttori di eccedenze (piuttosto che produrla in proprio) è pari al solo costo variabile (la sola componente di costo che viene "evitata" acquistando energia da terzi). Di conseguenza non è più giustificabile, sul piano della razionalità economica, la corresponsione della componente del costo evitato di impianto e di esercizio. Ciò è tanto più vero se si considera che la cessione delle eccedenze avviene, senza garanzia di potenza da parte del generatore, potenza che invece deve essere comunque garantita dall'Enel.

Per quanto concerne le dinamiche dei prezzi la discrasia tra i prezzi di cessione e i costi evitati che essi devono riflettere è stata provocata da un lato dall'intensa dinamica della componente (3), in conseguenza della sua indicizzazione al prezzo del gas naturale; dall'altro lato dall'evoluzione tecnologica, non riflessa nella dinamica della componente (1), che ha ridotto significativamente il valore effettivo del costo evitato di impianto per l'Enel.

Le implicazioni economiche dello sviluppo della produzione di eccedenze sono state:

- un aggravio dei prezzi dell'energia per gli utenti finali sproporzionato rispetto ai corrispondenti obiettivi di incentivazione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate;
- inefficienze nella generazione di energia elettrica, in quanto le eccedenze sostituiscono produzione che l'Enel potrebbe effettuare a costi inferiori utilizzando impianti esistenti.

Con il presente provvedimento l'Autorità intende sanare le distorsioni del pre-esistente regime di cessione delle eccedenze.

Rimandando alla sezione successiva la descrizione in dettaglio dei contenuti del provvedimento qui ci si limita a segnalare:

- la distinzione tra i tipi di impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate;
- l'aggancio del costo evitato di combustibile riconosciuto alle eccedenze effettuate nelle ore piene al costo di combustibile riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale (Ct), mentre per le eccedenze effettuate nelle ore vuote, il costo riconosciuto a partire dal 1.1.1999 viene considerato pari al costo variabile medio della produzione nazionale (PB); i valori Ct e PB sono quelli individuati dall'Autorità nella deliberazione n. 70/97;
- la riduzione graduale del costo evitato di impianto e di esercizio riconosciuti alle eccedenze.

L'approccio "per fasi" temporali è motivato dall'esigenza di non compromettere gli equilibri economico-finanziari delle imprese che cedono eccedenze, in quanto da una

tale compromissione potrebbe risultare una dissipazione di capitale, di indiscusso valore energetico ed ambientale, di cui il regime pre-esistente ha consentito la formazione.

L'Autorità intende abbandonare una logica di "prezzi amministrati" per la cessione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate. Ciò sarà possibile con la liberalizzazione del mercato elettrico che trarrà impulso dal recepimento della direttiva europea sul mercato interno dell'energia. Il presente provvedimento assume pertanto la caratteristica di "ponte" tra una situazione caratterizzata da un unico acquirente dell'energia elettrica eccedentaria, ed una in cui le eccedenze potranno essere scambiate sul mercato. Quest'ultimo scenario non contrasterebbe con una collocazione dell'Enel, o di un altro concessionario territorialmente competente, in posizione di acquirente obbligato di ultima istanza ad un prezzo prefissato in via amministrativa pari all'effettivo costo evitato, per garantire l'impiego efficiente di quelle eccedenze per le quali non sussistessero le condizioni per la vendita a soggetti diversi. A questo riguardo va sottolineato che l'abbattimento progressivo della componente del prezzo delle eccedenze corrispondente ai costi evitati di impianto e manutenzione, determinato dal provvedimento, ha l'effetto di avvicinare il costo evitato riconosciuto ai produttori di eccedenze alla nozione di costo evitato che sarebbe compatibile con la posizione di acquirente obbligato di ultima istanza dell'Enel.

3. Contenuto del provvedimento

Il provvedimento modifica i prezzi di ritiro delle eccedenze senza alterare la logica di formazione di tali prezzi rispetto al provvedimento CIP n. 6/92. In analogia con quanto previsto nel provvedimento CIP n. 6/92 gli impianti sono distinti in "nuovi" e "altri".

In armonia con quanto disposto dalla legge n. 481 del 14 novembre 1995 e dal decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigiano del 24 gennaio 1997, con la dizione di impianti nuovi si intendono:

- impianti di cui al titolo II, comma 1 del provvedimento CIP n. 6/92- entrati in servizio dopo il 30 gennaio 1991 utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate;
- impianti già realizzati (utilizzanti fonti convenzionali e fonti rinnovabili ed assimilate) alla data del 22 febbraio 1997;
- impianti in corso di realizzazione (utilizzanti fonti convenzionali e fonti rinnovabili ed assimilate) alla data del 22 febbraio 1997;
- le iniziative e proposte di cessione previste dall'articolo 3, comma 7 della legge n. 481/1991.

Le realizzazioni di cui sopra devono registrare alla data di entrata in vigore della presente delibera uno stato di avanzamento dei lavori di costruzione non inferiore al 50% e comunque l'entrata in servizio non può andare oltre il 31 dicembre 1999.

Mentre per *altri impianti* si devono intendere:

- impianti non realizzati né in corso di realizzazione alla data del 22 febbraio 1997;

– impianti in corso di realizzazione e con uno stato di avanzamento dei lavori che, alla data di entrata in vigore della presente delibera, era inferiore al 50% o con un'entrata in servizio prevista successivamente al 31 dicembre 1999.

In analogia con quanto previsto dal provvedimento CIP n. 6/92 il prezzo di cessione delle eccedenze è composto da tre componenti:

- componente relativa alla incentivazione per impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate alle rinnovabili (*a*);
- componente relativa al costo evitato di impianto, di esercizio, manutenzione e spese generali (*b*);
- componente relativa al costo evitato di combustibile (*c*).

La componente (*a*) del prezzo di cessione resta invariata, sia per valore sia per condizioni di corresponsione, rispetto al regime pre-esistente, determinato dal provvedimento CIP n. 6/92 e successive modificazioni e integrazioni. Quindi la componente incentivante all'impiego di fonti rinnovabili ed assimilate viene riconosciuta per i primi otto anni di esercizio dell'impianto, solo agli impianti "nuovi" e solo per le cessioni in ore piene.

La componente (*b*) del prezzo di cessione delle eccedenze è corrisposta solo per le cessioni nelle ore piene, come nel regime precedente. Rispetto alle corrispondenti componenti (1) e (2) del regime pre-esistente, la componente (*b*) presenta le seguenti differenze:

- viene riconosciuta limitatamente ai primi otto anni di esercizio dell'impianto, mentre nel regime precedente era riconosciuta illimitatamente;
- viene modificato il "coefficiente di regolarità della cessione (*R*)" che, nella formulazione precedente, disincentivava la concentrazione della cessione delle eccedenze nelle ore di punta (rispetto alla cessione nelle ore di alto e medio carico), periodo in cui le eccedenze hanno il più alto valore per il sistema elettrico nazionale;
- viene modificata la modalità di calcolo di tale componente; in luogo del meccanismo descritto nella sezione precedente per le componenti (1) e (2), nel nuovo regime la componente (*b*) è pari a $h \cdot C_f \cdot R$ dove:

– *h* è un parametro che assume i valori riportati nel seguito;

– C_f è il costo evitato di impianto e di esercizio, manutenzione e spese generali, che nel regime pre-esistente era riconosciuto ad un impianto con regolarità massima;

– *R* è il coefficiente di regolarità di cessione, descritto nel seguito.

– per rendere graduale il passaggio al nuovo regime viene stabilito un sentiero decrescente nel tempo per il valore del costo evitato di impianto, di esercizio, manutenzione e spese generali, riconosciuto agli impianti che cedono eccedenze. Ciò è ottenuto

attraverso il parametro h della formula precedente, che assume i seguenti valori:

	Dall'entrata in vigore del provvedimento, fino al 31.12.1998	Dal 1.1.1999 al 31.12.1999	Dal 1.1.2000
Impianti nuovi	0,6	0,5	0,5
Altri impianti	0,6	0,25	0

– come ulteriore incentivazione all'impiego di fonti rinnovabili nella generazione di energia elettrica, per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3MW, eolici, fotovoltaici, impianti RSU nonché per gli impianti adibiti al teleriscaldamento urbano che utilizzino fonti rinnovabili o assimilate, la componente di prezzo b) viene determinata assumendo, indipendentemente da quella effettiva, la massima regolarità della cessione (il coefficiente di regolarità R è pari a 1).

Per i rimanenti impianti di cui alla tabella 1 del provvedimento CIP n. 6/92, e successive integrazioni e modificazioni il valore del coefficiente di regolarità di cessione su base annua (R) delle eccedenze di energia elettrica è espresso dalla formula:

$$R = 1 - K [\sum S' - \sum S''] / E_p,$$

dove:

K è pari a 0,550;

$\sum S'$ rappresenta la sommatoria dei valori assoluti degli scarti, positivi e negativi, tra l'energia elettrica ceduta nelle ore di punta di ciascun mese e la media mensile su base annua della cessione in tali ore;

$\sum S''$ rappresenta la sommatoria dei valori assoluti degli scarti, positivi e negativi, tra l'energia elettrica ceduta nelle ore di alto e medio carico di ciascun mese e la media mensile su base annua della cessione in tali ore;

E_p rappresenta il valore della cessione di eccedenze di energia elettrica su base annua nelle ore piene.

La componente (c) del prezzo di cessione delle eccedenze viene modificata rispetto al regime precedentemente in vigore, con il suo aggancio alle nozioni di costo di combustibile riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale (C_t) e di costo variabile medio della produzione nazionale (P_B), introdotte dall'Autorità nella deliberazione n. 70/97.

C_t e P_B rappresentano i nuovi riferimenti per i costi evitati di combustibile rispettivamente in ore piene e in ore vuote.

Al fine di operare con gradualità, nel passaggio ai nuovi riferimenti di costo evitato

di combustibile i valori della componente (c) sono determinati come illustrato nel seguente prospetto:

	Dall'entrata in vigore del provvedimento, fino al 31.12.1998	Dal 1.1.1999
Cessioni in ore piene	Ct	Ct
Cessioni in ore vuote	Ct	PB

Le componenti (a) e (c) del prezzo di cessione sono a carico del conto "per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" gestito dalla CCSE; la componente (b) è a carico dell'impresa che ritira le eccedenze.

A differenza di quanto previsto dal CIP n. 6/92, va rilevato che le componenti (a) e (b) non sono soggette ad aggiornamenti.

In merito al potenziamento e rifacimento di impianti viene stabilito quanto segue:

a) gli impianti idroelettrici sono equiparati agli impianti nuovi, per la quota di energia elettrica ceduta pari al rapporto tra l'aumento della producibilità in ore piene e la producibilità totale nelle stesse ore piene, oppure all'analogo rapporto calcolato nelle sole ore di punta, qualora risulti maggiore, solo nei casi definiti dal titolo II, comma 8, del provvedimento CIP n. 6/92 e successive integrazioni e modificazioni, quando il potenziamento sia ultimato entro il 30 giugno 1998;

b) gli impianti non idroelettrici potenziati sono equiparati agli impianti nuovi, per la quota di energia elettrica ceduta pari al rapporto tra l'aumento della potenza e la potenza totale solo nei casi previsti dal titolo II, comma 9, del provvedimento CIP n. 6/92 e successive integrazioni e modificazioni, quando il potenziamento sia ultimato entro il 30 giugno 1998;

c) i rifacimenti di cui al titolo II, comma 10, del provvedimento CIP n. 6/92 e successive integrazioni e modificazioni sono equiparati agli impianti nuovi, se ultimati entro il 30 giugno 1998.

4. Prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica in base al provvedimento: situazione all'1 novembre 1997

I prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica, determinati secondo quanto indicato al precedente paragrafo 3, in vigore a partire dall'1 novembre 1997 sono riportati nelle tabelle 2, 3, 4.

In Tab. 2 vengono esposti i prezzi relativi alle cessioni delle eccedenze nelle ore piene da parte dei nuovi impianti, mentre in Tab. 3 sono riportati i prezzi nelle ore piene relativi agli altri impianti; in Tab. 4 sono riportati i prezzi di cessione nelle ore vuote.

5. Componenti del prezzo di cessione a carico della Cassa conguaglio per il settore elettrico e contributi alle imprese produttrici-distributrici

Le componenti a) e c) del prezzo di cessione delle eccedenze sono poste a carico del "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" di cui al comma 5.2 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97. La componente b) di prezzo è invece a carico del cessionario.

All'energia elettrica ceduta come eccedenza ed immessa nella rete pubblica dalle imprese produttrici-distributrici viene riconosciuto e posto a carico del "conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate", di cui al comma 5.2 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97:

- energia prodotta con impianti nuovi:
nelle ore piene un contributo pari alla somma delle componenti a) e c) del prezzo di cessione e nelle ore vuote alla componente c) del prezzo di cessione;
- energia prodotta con altri impianti:
un contributo pari alla componente c) di prezzo di cessione.

Tabella 1 – Elenco principali produttori che hanno ceduto eccedenze nel 1996

PRODUTTORI AUTOPRODUTTORI	TIPO DI IMPIANTI	ENERGIA (GWh)	%
Edison Termoelettrica S.p.A.	Termica	1062	22,3
Edison S.p.A. (Idroelettrica)	Idrica	842	17,7
Sondel Società Nordelettrica	Idrica	358	7,5
Agip Petroli S.p.A.	Termica	290	6,1
Frene	Termica	290	6,1
Enichem Fibre S.p.A.	Termica	275	5,8
Caffaro S.p.A.	Idrica	187	3,9
Ilva	Termica	153	3,2
Cartiere Burgo	Termica	127	2,7
Italcementi	Convenzionale	44	0,9
PRODUTTORI - DISTRIBUTORI			
A.E.C. Bolzano e Merano	Idrica	34	0,7
A.E.C.M. Primiero	Idrica	21	0,4
Cooperativa Agricola Forza e Luce (Aosta)	Idrica	20	0,4
Altri piccoli distributori	Idrica	60	1,4
ALTRI PRODUTTORI (n.750 circa)		1000	21,0
TOTALE ECCEDENZE		4763	100,0

Tabella 2 - Impianti nuovi: prezzi di cessione delle eccedenze nelle ore piene (lire/kWh)

TIPO DI IMPIANTO	Incentivo	Costo evitato di impianto ed esercizio				Costo evitato di combustibile Ct (2)	Totale			
		fino al 31 dicembre 1998		dal 1 gennaio 1999			fino al 31 dicembre 1998 (3)		dal 1 gennaio 1999 (3)	
		R = 1	R = 0,5	R = 1	R = 0,5		R = 1	R = 0,5	R = 1	R = 0,5
Idroelettrici: a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3MW	162,8	43,6	21,8	36,4	18,2	53,5	259,9	238,1	252,7	234,5
Idroelettrici ad acqua fluente fino a 3MW	94,0	43,6		36,4		53,5	191,1		183,9	
Eolici e geotermici	162,8	43,6		36,4		53,5	259,9		252,7	
Fotovoltaici e RSU	313,0	43,6		36,4		53,5	410,1		402,9	
Biomasse	313,0	43,6	21,8	36,4	18,2	53,5	410,1	388,3	402,9	384,7
Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia (1)	94,0	43,6	21,8	36,4	18,2	53,5	191,1	189,3	183,9	165,7
Impianti assimilati (1)										
ad idrocarburi: con len 0,51-0,6	33,8	43,6	21,8	36,4	18,2	53,5	130,9	109,1	123,7	105,5
ad idrocarburi: con len oltre 0,6	50,1	43,6	21,8	36,4	18,2	53,5	147,2	125,4	140,0	121,6
a carbone: con len oltre 0,51	62,7	43,6	21,8	36,4	18,2	53,5	159,8	138,0	152,6	134,4

(1) Se si tratta di impianto destinato al teleriscaldamento urbano R è sempre pari 1

(2) Valore stabilito con Deliberazione dell'Autorità n.106/1997 e soggetto ad adeguamento bimestrale

(3) Tale importo varia in funzione del valore attribuito a Ct

Tabella 3 - Altri impianti: prezzo di cessione delle eccedenze nelle ore piene (lire/kWh)

TIPO DI IMPIANTO	Incentivo	Costo evitato di impianto e di esercizio						Costo evitato di combustibile		Totale			
		fino al 31/12/1998		nel 1999		dal 1/1/2000		Ct (1)		fino al 31/12/1998		nel 1999	
		R = 1	R = 0,5	R = 1	R = 0,5	R = 1	R = 0,5			R = 1	R = 0,5	R = 1	R = 0,5
Tutte le tipologie	0	43,6	21,8	18,2	9,1	0	0	53,5		97,1	75,3	71,7	62,8
												53,5	53,5

(1) Valore stabilito con Deliberazione n. 106/1997 e soggetto ad adeguamento bimestrale

(2) Tale importo varia in funzione del valore attribuito a Ct

Tabella 4 - Impianti nuovi e altri impianti: prezzi di cessione delle eccedenze nelle ore vuote (lire/kWh)

TIPO DI IMPIANTO	Incentivo	Costo evitato di impianto ed esercizio		Costo evitato di combustibile		Totale	
Tutte le tipologie	0	0		Ct 53,5	Pb(1) 43,0	53,5	43,0

(1) Valore relativo al bimestre settembre - ottobre 1997

Presupposti per l'aggiornamento della parte B della tariffa elettrica per il primo bimestre (gennaio-febbraio) 1998 ai sensi della deliberazione dell'Autorità del 26 giugno 1997, n. 70/97 e abolizione della maggiorazione straordinaria di cui all'art. 1, comma 1.5, della medesima deliberazione

1. Aggiornamento della parte B della tariffa elettrica

1.1 A decorrere dall'1 gennaio 1998 la parte B della tariffa elettrica viene aumentata dell'8,34% rispetto ai valori in vigore per il sesto bimestre (novembre - dicembre) 1997. L'aliquota media passa da 45,81 lire/kWh a 49,63 lire/kWh. Le aliquote relative alla parte B della tariffa per ogni categoria di utenza di cui alla tabella n. 1 allegata alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità) del 21 ottobre 1997, n. 106/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 225 del 31 ottobre 1997, sono proporzionalmente aumentate come indicato in allegato (Allegato 1).

1.2 Nel primo bimestre (gennaio - febbraio) 1998 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'art. 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (di seguito deliberazione n. 70/97), è aumentato del 5,59% rispetto al bimestre precedente, passando da 23,374 a 24,681 lire/Mcal.

Questo aumento riflette andamenti differenziati delle quotazioni dei combustibili nel quadrimestre agosto - novembre 1997 rispetto al quadrimestre giugno - settembre 1997:

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 14,990 a 14,717 lire/Mcal (-1,8%). La diminuzione è da attribuirsi alla riduzione delle quotazioni dei carboni di riferimento espresse in dollari;

- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 23,720 a 25,452 lire/Mcal (+7,3%). L'aumento è stato determinato dall'incremento delle quotazioni degli oli di riferimento espresse in dollari e dal contestuale leggero deprezzamento della lira rispetto al dollaro;

- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 28,596 a 29,935 lire/Mcal (+4,7%). Anche per il gas l'aumento è il risultato dell'effetto congiunto del deprezzamento della lira rispetto al dollaro e dell'incremento delle quotazioni in dollari.

Per effetto dell'aumento del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) cresce a 56,519 lire/kWh, contro le 53,526 lire/kWh del sesto bimestre 1997, stante il valore di 2290 kcal/kWh attribuito al consumo specifico.

1.3 L'aumento dell'aliquota media della parte B della tariffa da 45,81 lire/kWh a 49,63 lire/kWh può essere scomposto nelle due sue componenti:

– un aumento, da 45,81 lire/kWh a 47,00 lire/kWh, (+2,60%) dovuto alla variazione, tra il sesto bimestre del 1997 ed il primo bimestre del 1998 della quota di energia elettrica ammessa al contributo;

– un aumento, da 47,00 lire/kWh a 49,63 lire/kWh, (+5,59%) dovuto all'aumento del costo unitario riconosciuto Ct.

L'aumento del 5,59% del costo riconosciuto dei combustibili, e quindi nel costo riconosciuto dell'energia prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, si traduce in un aumento più che proporzionale della parte B della tariffa elettrica per effetto dell'aumento della quota di energia elettrica ammessa ai contributi ai costi di energia. L'aliquota media della parte B della tariffa viene determinata moltiplicando Ct per la quota di energia elettrica ammessa, che, a sua volta, è definita come rapporto tra energia ammessa ai contributi di cui all'art. 6 della stessa deliberazione (energia prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili ed energia importata) ed energia assoggettata alla parte B della tariffa (art. 2 della deliberazione n. 70/97). Nel primo bimestre del 1998 questa quota dovrebbe raggiungere lo 0,8780, contro lo 0,8558 del bimestre precedente.

Poiché la variazione del costo riconosciuto dei combustibili ha superato i due punti percentuali, ai sensi dell'art. 7, comma 7.1 della deliberazione n. 70/97, si procede all'aggiornamento della parte B della tariffa, con decorrenza dall'1 gennaio 1998.

2. Abolizione della maggiorazione straordinaria del sovrapprezzo termico non inglobata in tariffa

2.1 Con decorrenza dall'1 gennaio 1998 viene abolita la maggiorazione straordinaria del sovrapprezzo termico non inglobata in tariffa. Tale maggiorazione era stata introdotta sulla base dell'art. 33, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, per compensare la diminuzione delle entrate dello Stato derivante dall'applicazione della legge stessa. Con tale comma si stabiliva infatti che "Alle minori entrate derivanti dall'applicazione della presente legge, valutate in lire 115 miliardi per l'anno 1990, in lire 335 miliardi per l'anno 1991 ed in lire 400 miliardi per ciascuno degli anni dal 1992 al 1997, si provvede mediante utilizzo di una quota di pari importo del gettito del sovrapprezzo di cui alla deliberazione del CIP del 21 dicembre 1988 ... che ... viene conseguentemente applicato per un periodo di pari durata."

2.2 Le minori entrate di cui sopra erano previste per gli anni dal 1990 al 1997. Pertanto venendo meno, dopo l'1 gennaio 1998, i presupposti che hanno determinato i versamenti annuali alle entrate dello Stato finanziati con la maggiorazione straordinaria in oggetto, si procede all'abolizione della maggiorazione straordinaria del sovrapprezzo termico non inglobata in tariffa, la cui aliquota media per l'anno 1997 è stimata pari a 1,83 lire/kWh.

Allegato 1 - Effetti dell'aggiornamento della tariffa elettrica

CLASSI DI UTENZA	Sesto bimestre 1997				Primo bimestre 1998			Variazione lire/kWh
	Componenti inglobate Parte A	Parte B	Sovrap- prezzo non inglobato	Totale	Componenti inglobate Parte A	Parte B	Totale	
BASSA TENSIONE								
1) Fornitura per usi domestici								
a) fino a 3kW con tariffa per residenti e fino a 150 kWh di consumo	19,7	18,8	1,9	40,4	19,7	20,4	40,1	- 0,3
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	29,4	80,3	2,1	111,8	29,4	87,0	116,4	4,6
2) Forniture per usi agricoli	25,5	54,6	2,0	82,1	25,5	59,2	84,7	2,6
3) Altri usi	27,3	58,5	2,2	88,0	27,3	63,4	90,7	2,7
MEDIA TENSIONE								
4) Tutti gli usi	21,1	39,8	1,8	62,7	21,1	43,1	64,2	1,5
ALTA TENSIONE								
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	18,6	37,9	1,4	57,9	18,6	41,1	59,7	1,8
6) Alluminio primario	6,5	6,2	0,4	13,1	6,5	6,7	13,2	0,1
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	4,8	3,6	0,2	8,6	4,8	3,9	8,7	0,1

Riconoscimento del contributo costi di energia di cui all'art. 6 della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, all'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano rifiuti e altri combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali

1. Motivazioni e finalità

La legge 14 novembre 1995, n. 481, nell'istituire l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), stabilisce che il sistema tariffario debba avere caratteristiche di certezza e trasparenza, tutelare gli interessi di utenti e consumatori, e armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di protezione ambientale e di uso efficiente delle risorse.

Con tali premesse, è da ritenere che l'impiego nelle centrali termoelettriche di combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali, in particolare di rifiuti e di combustibili derivati da questi, risponda a due ordini di finalità:

a) un più efficiente utilizzo delle risorse, poichè l'impiego per la generazione elettrica di materiali non destinabili ad altri usi produttivi, in sostituzione dei combustibili fossili commerciali, comporta un risparmio economico che, in considerazione del fatto che i combustibili commerciali sono per la maggior parte importati, si traduce a sua volta in un miglioramento della bilancia dei pagamenti;

b) una più efficace protezione dell'ambiente, in quanto il recupero energetico della frazione non riciclabile dei rifiuti, mediante eventuali trasformazioni preliminari e successivo impiego come combustibile nelle centrali di generazione elettrica, costituisce uno strumento efficace per fronteggiare il problema dello smaltimento dei rifiuti, che in alcune aree del territorio nazionale ha caratteristiche di emergenza.

2. Contenuto del provvedimento

Per conseguire le finalità di cui sopra, è opportuno che l'Autorità adotti un provvedimento con cui si venga a stabilire che all'energia elettrica generata da impianti che utilizzano come combustibili, anche in combinazione con combustibili fossili commerciali, rifiuti e altri combustibili diversi da quelli fossili commerciali, sia riconosciuto un contributo ai costi di energia pari a quello disposto dall'art. 6 della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997 n. 70/97 recante disposizioni in materia di razionalizzazione e inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato (di seguito: deliberazione n. 70/97), vale a dire un trattamento in tutto equivalente a quanto stabilito per l'energia elettrica prodotta utilizzando combustibili fossili commerciali.

L'art. 6 della deliberazione n. 70/97 si applica solo all'energia elettrica fornita da imprese produttrici-distributrici. Inoltre affinché diversi tipi di incentivi non si

sovrappongano o interferiscano tra di loro, è necessario che il provvedimento dell'Autorità stabilisca che i contributi ai costi di energia riconosciuti alla produzione elettrica da impianti che utilizzano combustibili diversi da quelli fossili commerciali non siano cumulabili con quelli previsti dal titolo IV, lettera B), del provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 109 del 12 maggio 1992. Tali contributi, ai sensi dell'art. 1, comma 1 del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 24 gennaio 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 44 del 23 febbraio 1997 recante disposizioni in materia di cessione dell'energia elettrica di nuova produzione da fonti rinnovabili e assimilate, "si applicano limitatamente agli impianti già realizzati, a quelli in corso di realizzazione (alla data del 23 febbraio 1997) nonché alle iniziative e alle proposte di cessione previste dal comma 7 dell'art. 3 della legge 14 novembre 1995, n. 481".

L'impatto ambientale dovuto all'impiego dei combustibili diversi da quelli fossili commerciali per la produzione di energia elettrica dovrà in ogni caso essere contenuto entro i limiti fissati dalla legislazione ambientale vigente, rinviando alla stessa normativa sia per i limiti alle emissioni di inquinanti, sia per i requisiti a cui debbono rispondere taluni combustibili utilizzati negli impianti di generazione.

3. Valutazione del provvedimento

La necessità di valutare le implicazioni, economiche, tecnologiche ed ambientali dovute all'utilizzo di rifiuti e altri combustibili diversi da quelli fossili commerciali nella generazione termoelettrica, rende opportuna una valutazione degli effetti del provvedimento dell'Autorità dopo un congruo periodo di sperimentazione. Per questo si ritiene necessario che entro il 31 marzo 1999 le imprese produttrici-distributrici che, avvalendosi di quanto previsto dal provvedimento dell'Autorità, abbiano utilizzato rifiuti e altri combustibili diversi da quelli fossili commerciali nella generazione termoelettrica comunichino alla stessa Autorità dati e informazioni circa natura e quantità dei combustibili utilizzati, costi e modalità di impiego ed impatto ambientale. In seguito ad analisi l'Autorità potrà definire, anche in termini comparativi, se il provvedimento in oggetto effettivamente raggiunga le finalità che esso si propone, e in particolare se lo stesso provvedimento tenga in adeguato conto le interrelazioni tra ciclo di produzione dell'energia elettrica e ciclo di smaltimento dei rifiuti, anche in considerazione della possibile evoluzione delle normative europee e degli indirizzi di politica ambientale ed energetica formulati dal Governo.

Il riconoscimento dei contributi ai costi di energia alla produzione di energia elettrica da combustibili diversi da quelli fossili commerciali potrebbe costituire uno stimolo significativo all'utilizzo di questi combustibili nelle centrali termoelettriche. Per quanto riguarda il combustibile derivato da rifiuti, alcune stime preliminari effettuate da imprese produttrici, indicano che il suo utilizzo per la produzione di energia elettrica potrebbe contribuire allo smaltimento di rifiuti in misura non trascurabile, a regime anche superiore ad un milione di tonnellate per anno.

Infine, si nota che il riconoscimento del contributo previsto dall'art. 6 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97 all'energia elettrica prodotta da impianti che utilizza-

no, anche in combinazione con combustibili fossili commerciali, rifiuti e altri combustibili diversi da quelli fossili commerciali, non induce variazioni dirette in aumento o in diminuzione dell'onere per l'utenza elettrica, né altera gli stimoli verso una maggiore efficienza termica nella generazione elettrica forniti dal meccanismo di contribuzione introdotto con la medesima deliberazione n. 70/97.

Presupposti per l'aggiornamento della parte B della tariffa elettrica per il secondo bimestre (marzo-aprile) 1998 ai sensi della deliberazione dell'Autorità del 26 giugno 1997, n. 70/97

1. Aggiornamento della parte B della tariffa elettrica

1.1 A decorrere dall'1 marzo 1998 la parte B della tariffa elettrica viene diminuita del 3,20% rispetto ai valori in vigore per il primo bimestre (gennaio - febbraio) 1998. L'aliquota media passa da 49,63 lire/kWh a 48,04 lire/kWh. Le aliquote relative alla parte B della tariffa per ogni categoria di utenza di cui alla tabella n. 1 allegata alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 23 dicembre 1997, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 29 dicembre 1997, Serie generale, n. 301 del 29 dicembre 1997 (di seguito: deliberazione n. 136/97), sono proporzionalmente ridotte come indicato in allegato (Allegato 1).

1.2 Nel secondo bimestre (marzo - aprile) 1998 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'art. 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (di seguito: deliberazione n. 70/97), è diminuito del 3,46% rispetto al bimestre precedente, passando da 24,681 a 23,828 lire/Mcal.

Questa diminuzione riflette andamenti differenziati delle quotazioni dei combustibili nel quadrimestre ottobre 1997 - gennaio 1998 rispetto al quadrimestre agosto - novembre 1997.

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 14,717 a 14,540 lire/Mcal (-1,20%). La diminuzione è da attribuirsi alla riduzione delle quotazioni dei carboni di riferimento espresse in dollari;

- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 25,452 a 24,602 lire/Mcal (-3,34%). La diminuzione è stata determinata dal calo delle quotazioni degli oli di riferimento espresse in dollari;

- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 29,935 a 28,582 lire/Mcal (-4,52%). Anche per il gas la diminuzione è il risultato del calo delle quotazioni in dollari.

Per effetto della diminuzione del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici (Ct) si riduce a 54,566 lire/kWh, contro le 56,519 lire/kWh del primo bimestre 1998, stante il valore di 2290 kcal/kWh attribuito al consumo specifico.

1.3 La diminuzione dell'aliquota media della parte B della tariffa da 49,63 lire/kWh a 48,04 lire/kWh può essere scomposto nelle due sue componenti:

- un aumento, da 49,63 lire/kWh a 49,76 lire/kWh, (+0,26%) dovuto alla variazione, tra il primo ed il secondo bimestre del 1998 della quota di energia elettrica ammessa al contributo;

- una diminuzione, da 49,76 lire/kWh a 48,04 lire/kWh, (-3,46%) dovuto alla dimi-

nuzione del costo unitario riconosciuto Ct.

La diminuzione del 3,46% del costo riconosciuto dei combustibili, e quindi nel costo riconosciuto dell'energia prodotta da impianti termoelettrici, si traduce in una riduzione meno che proporzionale della parte B della tariffa elettrica per effetto dell'aumento della quota di energia elettrica ammessa ai contributi ai costi di energia. L'aliquota media della parte B della tariffa viene infatti determinata moltiplicando Ct per la quota di energia elettrica ammessa, che, a sua volta, è definita come rapporto tra energia ammessa ai contributi (art. 6 della deliberazione n. 70/97 come integrato dalla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 1998, n. 05/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 33 del 10 febbraio 1998 - energia prodotta da impianti termoelettrici ed energia importata) ed energia assoggettata alla parte B della tariffa (art. 2 della deliberazione n. 70/97). Nel secondo bimestre del 1998 questa quota dovrebbe raggiungere lo 0,8804, contro lo 0,8780 del bimestre precedente.

Poiché la variazione del costo riconosciuto dei combustibili ha superato i due punti percentuali, ai sensi dell'art. 7, comma 7.1 della deliberazione n. 70/97, si procede all'aggiornamento della parte B della tariffa, con decorrenza dall'1 marzo 1998.

2. Aggiornamento della componente A1 della tariffa elettrica

2.1 Come previsto a titolo transitorio dall'art. 8, comma 8.3 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, l'aggiornamento in diminuzione della parte B della tariffa comporta un aumento automatico di pari misura della componente della tariffa (componente A1) destinata al ripianamento del conto onere termico ordinario, mentre le altre componenti della parte A non sono modificate. Di conseguenza, le tariffe all'utenza rimangono per il bimestre marzo - aprile 1998 invariate rispetto al bimestre precedente.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Allegato 1 - Effetti dell'aggiornamento della parte B della tariffa

CLASSI DI UTENZA	Sesto bimestre 1997				Primo bimestre 1998			Secondo bimestre 1998			Variazione lire/kWh	
	Componenti inglobate Parte A	Parte B	Sovrap-prezzo non inglobato	Totale	Componenti inglobate Parte A	Parte B	Totale	Componenti inglobate Parte A	Parte B	Totale	Totale	Totale
BASSA TENSIONE												
1) Fornitura per usi domestici												
a) fino a 3kW con tariffa per residenti e fino a 150 kWh di consumo	19,70	18,80	1,90	40,40	19,70	20,40	40,10	20,40	19,70	40,10	0,00	0,00
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	29,40	80,30	2,10	111,80	29,40	87,00	116,40	32,20	84,20	116,40	0,00	0,00
2) Forniture per usi agricoli	25,50	54,60	2,00	82,10	25,50	59,20	84,70	27,40	57,30	84,70	0,00	0,00
3) Altri usi	27,30	58,50	2,20	88,00	27,30	63,40	90,70	29,30	61,40	90,70	0,00	0,00
MEDIA TENSIONE												
4) Tutti gli usi	21,10	39,80	1,80	62,70	21,10	43,10	64,20	22,50	41,70	64,20	0,00	0,00
ALTA TENSIONE												
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	18,60	37,90	1,40	57,90	18,60	41,10	59,70	19,90	39,80	59,70	0,00	0,00
6) Alluminio primario	6,50	6,20	0,40	13,10	6,50	6,70	13,20	6,70	6,50	13,20	0,00	0,00
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	4,80	3,60	0,20	8,60	4,80	3,90	8,70	4,90	3,80	8,70	0,00	0,00

Presupposti per l'aggiornamento della parte B della tariffa elettrica per il terzo bimestre (maggio-giugno) 1998 ai sensi della deliberazione dell'Autorità del 26 giugno 1997, n. 70/97

1. Aggiornamento della parte B della tariffa elettrica

1.1 A decorrere dall'1 maggio 1998 la parte B della tariffa elettrica viene diminuita del 19,60% rispetto ai valori in vigore per il secondo bimestre (marzo - aprile) 1998. L'aliquota media passa da 48,04 lire/kWh a 38,62 lire/kWh. Le aliquote relative alla parte B della tariffa per ogni categoria di utenza di cui alla tabella n. 1 allegata alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 febbraio 1998, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 48 del 27 febbraio 1998 (di seguito: deliberazione n. 12/98), sono proporzionalmente ridotte come indicato in allegato (Allegato A).

1.2 Per il terzo bimestre (maggio - giugno) 1998 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'art. 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (di seguito: deliberazione n. 70/97), è diminuito dell'11,89% rispetto al bimestre precedente, passando da 23,828 a 20,996 lire/Mcal.

Questa diminuzione riflette andamenti differenziati delle quotazioni dei combustibili nel quadrimestre dicembre 1997 - marzo 1998 rispetto al quadrimestre ottobre 1997 - gennaio 1998:

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 14,540 a 14,768 lire/Mcal (+1,57%). L'aumento è da attribuirsi principalmente alla dinamica del rapporto di cambio lira-dollaro;

- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 24,602 a 21,104 lire/Mcal (-14,22%). La diminuzione è stata determinata dal calo delle quotazioni degli oli di riferimento espresse in dollari;

- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 28,582 a 25,271 lire/Mcal (-11,58%). Anche per il gas naturale la diminuzione è il risultato del calo delle quotazioni in dollari degli oli e dei greggi di riferimento.

Per effetto della diminuzione del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici (Ct) si riduce a 48,081 lire/kWh, contro le 54,566 lire/kWh del secondo bimestre 1998, stante il valore di 2290 kcal/kWh attribuito al consumo specifico.

1.3 La diminuzione dell'aliquota media della parte B della tariffa da 48,04 lire/kWh a 38,62 lire/kWh può essere scomposta nelle due sue componenti:

- una diminuzione, da 48,04 lire/kWh a 43,83 lire/kWh, dovuta alla variazione, tra il secondo ed il terzo bimestre del 1998 della quota di energia elettrica ammessa al

contributo;

– una diminuzione, da 43,83 lire/kWh a 38,62 lire/kWh, dovuta alla variazione del costo unitario riconosciuto Ct.

La diminuzione del 19,60% del costo riconosciuto dei combustibili, e quindi nel costo riconosciuto dell'energia prodotta da impianti termoelettrici, si traduce in una riduzione più che proporzionale della parte B della tariffa elettrica per effetto della diminuzione della quota di energia elettrica ammessa ai contributi ai costi di energia. L'aliquota media della parte B della tariffa viene infatti determinata moltiplicando Ct per la quota di energia elettrica ammessa, che, a sua volta, è definita come rapporto tra energia ammessa ai contributi (art. 6 della deliberazione n. 70/97 come integrato dalla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 1998, n. 05/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 33 del 10 febbraio 1998 - energia prodotta da impianti termoelettrici ed energia importata) ed energia assoggettata alla parte B della tariffa (art. 2 della deliberazione n. 70/97). Nel terzo bimestre del 1998 questa quota dovrebbe raggiungere lo 0,8032, contro lo 0,8804 del bimestre precedente.

Poiché la variazione del costo riconosciuto dei combustibili ha superato i due punti percentuali, ai sensi dell'art. 7, comma 7.1 della deliberazione n. 70/97, si procede all'aggiornamento della parte B della tariffa, con decorrenza dall'1 maggio 1998.

2. Aggiornamento della componente A1 della tariffa elettrica

2.1 Come previsto a titolo transitorio dall'art. 8, comma 8.3 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, l'aggiornamento in diminuzione della parte B della tariffa comporta un aumento automatico di pari misura della componente della tariffa (componente A1) destinata al ripianamento del conto per l'onere termico, mentre le altre componenti della parte A non sono modificate. Di conseguenza, le tariffe all'utenza rimangono per il bimestre maggio – giugno 1998 invariate rispetto al bimestre precedente.

2.2 Qualora non intervengano ulteriori variazioni delle aliquote della componente A1, si prevede che il ripianamento del conto per l'onere termico possa essere conseguito entro il primo bimestre dell'anno 1999.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Allegato A - Effetti dell'aggiornamento della parte B della tariffa

CLASSI DI UTENZA	Stato biestrate 1997				Primo biestrate 1998			Secondo biestrate 1998			Terzo biestrate 1998			Variazione lire/kWh	
	Componenti inglobate Parte A	Parte B	Sovrap- prezzo non inglobato	Totale	Componenti inglobate Parte A	Parte B	Totale	Componenti inglobate Parte A	Parte B	Totale	Componenti inglobate Parte A	Parte B	Totale	Totale	Variazione lire/kWh
BASSA TENSIONE															
1) Fornitura per usi domestici															
a) fino a 3 kW con tariffa per residenti e fino a 150 kWh di consumo	19,70	18,80	1,90	40,40	19,70	20,40	40,10	20,40	19,70	40,10	20,40	19,70	40,10	0,00	0,00
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	29,40	80,30	2,10	111,80	29,40	87,00	116,40	32,20	84,20	116,40	32,20	84,20	116,40	0,00	0,00
2) Forniture per usi agricoli	25,50	54,60	2,00	82,10	25,50	59,20	84,70	27,40	57,30	84,70	27,40	57,30	84,70	0,00	0,00
3) Altri usi	27,30	58,50	2,20	88,00	27,30	63,40	90,70	29,30	61,40	90,70	29,30	61,40	90,70	0,00	0,00
MEDIA TENSIONE															
4) Tutti gli usi	21,10	39,80	1,80	62,70	21,10	43,10	64,20	22,50	41,70	64,20	22,50	41,70	64,20	0,00	0,00
ALTA TENSIONE															
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	18,60	37,90	1,40	57,90	18,60	41,10	59,70	19,90	39,80	59,70	19,90	39,80	59,70	0,0	0,0
6) Alluminio primario	6,50	6,20	0,40	13,10	6,50	6,70	13,20	6,70	6,50	13,20	6,70	6,50	13,20	0,00	0,00
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	4,80	3,60	0,20	8,60	4,80	3,90	8,70	4,90	3,80	8,70	4,90	3,80	8,70	0,00	0,00

Modifica del criterio di adeguamento periodico delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana, di cui al provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi del 14 novembre 1991, n. 25

1. La metodologia tariffaria nel settore civile

Le forniture alle utenze civili di gas naturale effettuate attraverso le reti cittadine sono assoggettate al regime dei prezzi amministrati, in base alla delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica (in seguito CIPE) del 26 giugno 1974. Secondo tale regime, la determinazione delle tariffe è stata affidata ai Comitati provinciali prezzi (CPP) sulla base di criteri enunciati dal Comitato interministeriale dei prezzi (in seguito CIP). Successivamente, in base al decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994 n. 373, tali competenze sono state trasferite in via transitoria al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

In attuazione di tali attribuzioni, il CIP e poi il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato hanno emanato dal 1975 in poi, con cadenza per lo più annuale, numerosi provvedimenti per definire, modificare o aggiornare il metodo tariffario. La normativa attualmente vigente è contenuta nel provvedimento CIP del 23 dicembre 1993 n. 16 e nei decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 4 agosto 1994, 19 novembre 1996 e 13 marzo 1997.

Il metodo stabilisce i criteri e i parametri con i quali le aziende distributrici calcolano per ciascun esercizio (bacino distributivo costituito da uno o più comuni) il costo standard o costo medio di acquisto e di distribuzione del gas. Alle aziende spetta poi la definizione della struttura tariffaria, con il vincolo che il ricavo medio da tariffa e quota fissa non sia superiore al costo standard (Cst). Quest'ultimo è somma di due componenti, la componente materia prima (Qm) e la componente costo di distribuzione (Cd).

$$\text{Cst} = \text{Qm} + \text{Cd}$$

La *componente materia prima* copre i costi sostenuti dalle aziende distributrici per l'acquisto del metano e per il gas non contabilizzato per effetto delle perdite.

La *componente costo di distribuzione* copre i costi che le aziende distributrici sostengono per la gestione del servizio e per gli investimenti.

Il prezzo finale all'utente, al netto delle imposte, si articola in tariffe e quote fisse.

Le *tariffe* di vendita del gas, nella maggioranza dei casi, sono decrescenti al crescere dei consumi e si riferiscono ai seguenti usi:

- la tariffa T1 per gli usi domestici di cottura cibi e produzione di acqua calda;
- la tariffa T2 per gli usi di riscaldamento individuale (con o senza uso di cottura cibi e produzione di acqua calda);

- la tariffa T3 per gli altri usi (riscaldamento centralizzato, terziario, raffrescamento estivo, artigiani e piccole industrie con consumi inferiori a 100.000 metri cubi/anno) articolate su due o più scaglioni di valore decrescente al crescere dei volumi consumati;

- la tariffa T4 per gli usi di artigiani e piccole industrie con consumi da 100.000 a 200.000 metri cubi/anno.

Le quote fisse, unificate a livello nazionale, si diversificano in relazione agli usi: le forniture cui sono applicate le tariffe T1 e T2 hanno quote fisse, pari rispettivamente a 36.000 e a 60.000 lire/utente/anno, indipendentemente dai consumi; per le altre forniture (relative alle tariffe T3 e T4) vi è una quota pari a 4,5 lire/Mcal, che riflette approssimativamente i costi fissi della distribuzione.

2. Il prezzo di cessione del metano per usi civili

Il prezzo unitario per metro cubo (*PM*) che le aziende distributrici sono autorizzate a riportare nel calcolo delle tariffe in base alla citata normativa vigente, rispecchia attualmente, con poche eccezioni, quello relativo alla cessione del metano dalla Snam alle aziende distributrici, così come previsto nell'accordo per la somministrazione di metano alle aziende di distribuzione, sottoscritto dalla Snam e dai rappresentanti dei distributori (Anci, Anig, Assogas e Federgasacqua,) in data 14 ottobre 1996. Esso è articolato secondo la seguente formula:

$$PM = IQF + QP \text{ (in lire/m}^3 \text{)}$$

dove:

- *IQF* è il componente fisso che tiene conto forfettariamente dell'utilizzazione degli impianti; il suo valore viene aggiornato l' 1 luglio di ogni anno sulla base di indici inflattivi;

- *QP* è il componente proporzionale ai volumi di gas effettivamente prelevati, aggiornato con cadenza bimestrale in relazione all'andamento del prezzo del gasolio per riscaldamento (al netto delle imposte) nel semestre che precede la data di revisione.

La tariffa T1, a differenza delle altre, che possono essere aggiornate bimestralmente in relazione a variazioni del prezzo di cessione del metano, viene modificata in occasione della revisione del componente fisso *IQF* o in seguito a provvedimento amministrativo.

3. Criteri di determinazione del prezzo di cessione del metano

A differenza del prezzo, soggetto alla disciplina dei prezzi amministrati, che il consumatore paga per la fornitura del servizio gas, il prezzo praticato dalle aziende di trasporto alle aziende distributrici è assoggettato, in seguito ad una delibera del CIPE del 20 settembre 1974, al regime dei prezzi sorvegliati. Tale prezzo - precisa la delibera - deve essere preferibilmente concordato con le organizzazioni più rappresentative degli utenti e deve:

- attenuare le distorsioni tra gli utilizzatori di diverse fonti energetiche;

- essere compatibile con le politiche seguite per i prodotti assoggettati alla disciplina amministrativa;

- assicurare, per gli usi civili, la salvaguardia del potere d'acquisto dei ceti meno abbienti.

Nell'ambito di questo regime, il prezzo della fornitura di metano per gli usi civili, viene contrattato tra la Snam e le associazioni dei distributori; gli accordi stipulati fissano la disciplina contrattuale, il prezzo del gas e il regolamento applicativo.

Il CIP, prima, e poi il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha rivolto la propria attenzione soprattutto alla fase in cui questo prezzo viene trasferito sulla tariffa pagata dall'utente; i provvedimenti del CIP del 5 marzo 1986 n. 15, e del 14 novembre 1991 n. 25 e il decreto ministeriale del 13 marzo 1997 hanno fissato i criteri per la definizione e il periodico aggiornamento delle tariffe del metano al variare del prezzo di cessione dalla Snam alle aziende distributrici.

Più in particolare, il prezzo del metano è stato indicizzato alle variazioni del prezzo del gasolio, rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e segnalato alla Commissione Europea in osservanza delle norme sulla trasparenza dei prezzi.

Nel caso in cui la media degli ultimi sei mesi di tale prezzo differisca dalla media utilizzata per l'ultima variazione per un importo maggiore di 11 lire/kg, per ogni lira al chilogrammo di questa differenza si ha una variazione corrispondente del prezzo del gas pari a lire 0,5358 e delle tariffe (eccetto la tariffa T1) di lire 0,5869.

L'indice 0,5358 tiene conto dei differenti poteri calorifici dei due combustibili e dell'incidenza del prezzo del metano sulle tariffe finali (imposte escluse).

L'altro indice 0,5869 tiene altresì conto del gas non contabilizzato in fase di distribuzione e della quota percentuale di metano venduta a tariffa T1.

4. L'andamento del prezzo del gasolio e le sue conseguenze sul prezzo del gas per usi civili

Negli ultimi anni, si è andata consolidando una tendenza alla divaricazione tra i principali indicatori disponibili del prezzo del gasolio. In particolare, mentre i prezzi rilevati sui mercati internazionali (con base "Rotterdam e "Italy") mantenevano uno stretto parallelismo e il prezzo rilevato dalla Camera di commercio di Milano (CCIAA) si muoveva sostanzialmente in linea con questi (seppure su livelli superiori), il prezzo rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (MICA) mostrava scostamenti al rialzo sempre maggiori. La divaricazione di quest'ultimo prezzo rispetto a quelli rilevati sul mercato internazionale è stata piuttosto pronunciata negli ultimi due anni, accentuandosi in questi ultimi mesi.

In relazione alla sua indicizzazione al prezzo del gasolio rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (MICA), il prezzo del gas per usi civili, al netto delle imposte, ha mostrato di conseguenza una tendenza a crescere rispetto agli altri indicatori (internazionali e CCIAA di Milano) del prezzo del gasolio, principale combustibile concorrente nel segmento di mercato del riscaldamento,

dove il gas, nel settore civile, ha un utilizzo prevalente.

Nel corso dell'ultimo anno (tra i mesi di marzo 1997 e marzo 1998), al netto delle imposte, il prezzo di cessione del gas alle aziende distributrici è diminuito di 16,3 lire/mc (-4,7%), mentre il prezzo medio per gli utenti finali è diminuito di 18 lire/mc (-3,2%). Questa variazione si confronta con una diminuzione compresa tra 16 e 22 lire/mc (tra il 5,7 e l'8,4%) dei prezzi praticati ai clienti industriali per uso continuo (contratto Confapi e Confindustria) e una diminuzione tra 41 e 42 lire/mc (ca. 15%) dei prezzi per l'uso termoelettrico (contratto Unapace).

La crescita del prezzo del gasolio rilevato dal MICA a livello nazionale, rispetto ai prezzi internazionali, trova una spiegazione in primo luogo nella sempre minore incidenza di tale combustibile nel mercato del riscaldamento, sia civile che industriale e terziario. Infatti, la crescente diffusione del servizio gas e la convenienza di quest'ultimo per i consumatori, se valutato al lordo delle imposte, ha portato la quota di mercato del gasolio negli usi civili ad un livello pari a circa il 14%, contro il 56% del gas. Si può presumere che una parte rilevante di tale quota residua del gasolio sia situata in zone non servite dalla rete gas, tipicamente zone montane o comunque marginali, nelle quali i costi logistici dell'approvvigionamento sono superiori; peraltro, in tali zone, l'assenza del gas rende minore la concorrenza. Questi due fattori spiegano la crescita dei margini del mercato nazionale del gasolio, rispetto ai livelli internazionali.

Non si può escludere tuttavia che il fenomeno sia stato accentuato dal fatto che il gruppo Eni, oltre ad essere il fornitore di gran lunga prevalente di gas in Italia, è anche il principale operatore del mercato petrolifero nazionale. Come ha sostenuto l'Autorità garante della concorrenza e del mercato nell'indagine conoscitiva sul mercato del gas (1997), la presenza di un legame di indicizzazione tra i due prezzi "potrebbe consentire ad un'impresa contemporaneamente presente in posizione di rilievo su entrambi i mercati di influenzare l'offerta di gasolio in modo da produrre un effetto diretto anche sul prezzo del gas naturale".

Il confronto con l'andamento dei prezzi del gas negli altri settori del mercato mostra come l'attuale meccanismo porti a riduzioni negli usi civili più contenute. Il ribasso nel settore civile, dove l'indicizzazione è effettuata sulla base delle medie semestrali, è risultato minore sia di quello del settore industriale (che è indicizzato sulla base di medie annuali) che di quello del settore autoproduzione di elettricità (che è indicizzato in base a medie trimestrali).

Si può pertanto concludere che, almeno nel periodo più recente, il prezzo del gasolio rilevato dal MICA non rispecchia in modo coerente l'evoluzione dei mercati energetici internazionali e di conseguenza non può essere preso a riferimento per le variazioni del prezzo del metano per usi civili.

D'altro canto il riferimento a prezzi internazionali è già presente negli altri contratti stipulati dalla Snam per le forniture di metano per usi industriali e termoelettrici.

5. Proposta alternativa di indicizzazione del prezzo del metano.

Per quanto sopra esposto, appare urgente modificare il meccanismo attualmente vigente di indicizzazione delle tariffe del gas al prezzo del gasolio. In assenza di tale intervento immediato, potrebbe infatti prolungarsi ed aggravarsi la tendenza alla

divaricazione tra i prezzi del gas per utenti civili in Italia, rispetto agli andamenti del mercato energetico internazionale.

In occasione di incontri informali con Anig, Assogas, Edison, Federgasacqua, Federestrattiva e Snam è stata rilevata una disponibilità a modificare con riferimenti internazionali anche il sistema di adeguamento del prezzo del metano per le aziende distributrici, e che a tale scopo sono in corso apposite trattative.

Peraltro, l'intervento dell'Autorità non può avere, allo stato attuale, carattere strutturale, nel senso di prefigurare un sistema di aggiornamento dei prezzi del gas che risponda a criteri di tipo automatico e con validità pluriennale, come richiesto in base ai principi della legge n. 481/95. Un tale sistema di aggiornamento potrà essere definito solo contestualmente alla più generale riforma della tariffa base del servizio gas.

Appare pertanto opportuno introdurre un sistema di indicizzazione provvisorio, basato su indicatori del mercato internazionale che si sostituiscano o affianchino al prezzo del gasolio rilevato dal MICA attualmente utilizzato, senza peraltro intervenire sulle modalità di tale indicizzazione.

Si propone pertanto di correlare le variazioni delle tariffe del gas (diverse da quelle TI riservate agli usi domestici di cucina e acqua calda) al prezzo del gasolio (con contenuto di zolfo inferiore a 0,2%) risultante dalle quotazioni, minima e massima, CIF Mediterraneo (base Genova - Lavera) pubblicate quotidianamente dal *Platt's Oilgram Price Report* nella rubrica *Spot Price Assessment* (d'ora in poi CIF MED). Il prezzo giornaliero, calcolato come media delle due quotazioni, sarà convertito in lire italiane utilizzando il cambio UIC lira/US\$.

La scelta è caduta su tale indicatore, rispetto ad altre opzioni ipotizzabili, come CIF ARA, FOB North-West Europe, FOB Italy, CCIAA di Milano, in quanto:

- appare preferibile il riferimento ad un prezzo internazionale, allo scopo di evitare il ripetersi di fenomeni di divaricazione connessi alle peculiarità del mercato nazionale del gasolio, come già avvenuto con il riferimento al MICA;
- l'indicatore del gasolio CIF riferito al bacino mediterraneo costituisce comunque un indicatore sufficientemente prossimo e rappresentativo delle condizioni di fornitura sul mercato italiano;
- le quotazioni CIF MED sono prontamente disponibili su una fonte di grande prestigio ed accreditamento internazionale (*Bollettino Platt's*), mentre l'analogo riferimento su base "Italia" in luogo di Genova-Lavera è pubblicato solamente come prezzo FOB;
- peraltro, i prezzi sui mercati dell'Europa nord-occidentale e del bacino del Mediterraneo hanno finora avuto un andamento molto simile, almeno per quanto riguarda le medie semestrali prese come riferimento per l'indicizzazione.

In relazione al carattere provvisorio dell'intervento proposto, la revisione del sistema di adeguamento periodico è stata limitata a questo indice la cui modifica risulta, come detto, particolarmente urgente. D'altro canto, si può osservare che, anche se i prezzi del gasolio rilevato dal MICA e CIF MED sono caratterizzati da livelli sensibilmente differenti, l'ordine di grandezza delle loro variazioni assolute è del tutto

simile. Appare quindi possibile mantenere in funzione, per tutti gli altri aspetti, il meccanismo di adeguamento periodico vigente.

Sussiste tuttavia il rischio che il passaggio dall'uno all'altro indicatore abbia l'effetto di mantenere le tariffe del gas ai livelli particolarmente elevati, recentemente raggiunti per effetto del particolare andamento del prezzo del gasolio rilevato dal MICA. Né si può escludere, in relazione al carattere peculiare del mercato del gasolio rilevato dal Ministero, che tali rialzi abbiano avuto carattere eccezionale, e che siano pertanto seguiti, successivamente, da una tendenza al riallineamento verso la dinamica propria di altri indicatori del mercato internazionale.

Per evitare questo rischio, appare opportuno introdurre, limitatamente ad una fase transitoria, un meccanismo di garanzia tale da consentire che eventuali riduzioni più elevate dell'indicatore "prezzo del gasolio rilevato dal MICA" possano riflettersi adeguatamente nelle tariffe del gas, qualora esse risultino più favorevoli all'utente.

A questo scopo, si suggerisce pertanto di mantenere, accanto al sistema di adeguamento basato sul prezzo del gasolio CIF MED, anche quello basato sul prezzo del gasolio rilevato dal MICA, in modo tale che eventuali variazioni di quest'ultimo più favorevoli all'utente possano riflettersi sulle tariffe del gas. Le variazioni di prezzo conseguenti all'applicazione distinta dei due indicatori dovrebbero essere confrontate in occasione delle revisioni periodiche, scegliendo in ogni caso quella che risultasse più favorevole all'utente. Ciò può essere ottenuto applicando alle tariffe del gas la variazione assoluta maggiore (se in diminuzione) o minore (se in aumento) tra quelle risultanti dai due diversi meccanismi di calcolo.

Tale sistema di adeguamento, che comporta un'evidente asimmetria a favore dell'utente, non può naturalmente avere carattere permanente, ma è motivato esclusivamente dalla necessità di evitare che il nuovo sistema di indicizzazione muova a partire da livelli delle tariffe raggiunti per effetto di andamenti particolari del sistema di indicizzazione vigente. Si ritiene pertanto opportuno che esso abbia validità limitata ad un massimo di otto mesi, e comunque non oltre l'entrata in vigore della riforma complessiva del sistema tariffario.

In fase di prima applicazione, con la revisione proposta a partire dall'1 maggio 1998, la variazione delle tariffe più favorevole all'utente risulterà quella derivante dalla variazione delle medie semestrali del prezzo del gasolio CIF MED, e sarà pari, nel caso che il prezzo del gasolio CIF MED si mantenga al livello del 20 aprile u.s. fino al termine del semestre rilevante, a una diminuzione di 12,8 lire/mc per gas naturale con potere calorifico superiore standard, pari a 9200 kcal/mc, ovvero 1,40 lire/Mcal. Con il riferimento al prezzo del gasolio rilevato dal MICA, non vi sarebbe stata invece variazione delle tariffe del gas, in quanto la diminuzione registrata sarebbe risultata inferiore alla soglia di invarianza, pari a 11 lire/kg.