ATTI PARLAMENTARI

XIII LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **CXLI**
n. **2**

RELAZIONE

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

(al 30 aprile 1999)

(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 3 giugno 1999

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

PAGINA BIANCA

INDICE

PRESENTAZIONE DEL PRESIDENTE DELL'AUTORITÀ ..... *Pag.* 7

La liberalizzazione dei servizi dell'energia elettrica e del gas ..... » 7

La congiuntura energetica ..... » 12

Il servizio elettrico ..... » 16

Il servizio del gas ..... » 26

Tutela dei consumatori e qualità del servizio ..... » 29

Tutela dell'ambiente ..... » 31

Considerazioni conclusive ..... » 33

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA ..... » 37

Premessa ..... » 45

1. Stato dei servizi: elementi di contesto ..... » 47

2. Stato dei servizi: il settore elettrico ..... » 109

3. Stato dei servizi: il gas naturale ..... » 186

4. L'attività svolta ai sensi della legge n. 481 del 1995: il settore dell'energia elettrica ..... » 254

5. L'attività svolta ai sensi della legge n. 481 del 1995: il settore del gas ..... » 287

6. L'attività svolta ai sensi della legge n. 481 del 1995: qualità del servizio e tutela di consumatori e utenti ..... *Pag.* 304

7. Rapporti istituzionali ..... » 321

8. Personale, gestione finanziaria e organizzazione ..... » 338

PRINCIPALI DELIBERE ..... » 367

Provvedimenti ..... » 377

Pareri e segnalazioni ..... » 516

Relazioni tecniche ..... » 543

Documenti ..... » 670

RELAZIONE

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

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Pippo Ranci	*presidente*
Giuseppe Ammassari	*componente*
Sergio Garribba	*componente*

Presidenza del Consiglio dei Ministri
Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria

PAGINA BIANCA

Presentazione del Presidente dell'Autorità

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ringrazia il Presidente del Senato della Repubblica per l'ospitalità in questa sala e per la Sua partecipazione. Presentando in questa sede la seconda Relazione *annuale, indirizzata secondo l'indicazione della legge istitutiva al Parlamento e al Presidente del Consiglio dei ministri, l'Autorità vuole sottolineare la deferente considerazione che nutre verso i due rami del Parlamento.*

LA LIBERALIZZAZIONE DEI SERVIZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

I settori dei servizi energetici a rete sono oggi caratterizzati, in gran parte del mondo, da un rapido e dirompente processo di liberalizzazione. La liberalizzazione può fornire impulso alla crescita economica e alla competitività dell'apparato produttivo. Ne ha bisogno l'economia europea, e in particolar modo quella italiana, che vede l'attuale fase di rallentamento congiunturale innestarsi su una già constatata debolezza competitiva, imputabile almeno in parte a rigidità e protezioni settoriali. Ne hanno acuta necessità le imprese che mostrano segni di fatica nel reggere alla sfida del cambiamento.

L'esperienza di numerosi paesi, pur varia nei percorsi normativi e nei modelli istituzionali, mostra che l'apertura dei settori precedentemente riservati all'attività di un monopolista verticalmente integrato coincide con il sorgere di numerose nuove imprese o rami d'impresa, con l'accelerazione di nuovi investimenti, con l'afflusso di capitali esteri. Le imprese si espandono su mercati esteri diventando multinazionali, si estendono a settori contigui apportandovi conoscenze e realizzando economie di gestione.

Nell'Unione europea il 1998 ha segnato l'inizio di una fase istituzionale nuova per i servizi energetici di pubblica utilità. In tutti i paesi membri è stata recepita entro il termine del 19 febbraio, o è in corso di recepimento, la direttiva 96/92/CE per il mercato interno dell'energia elettrica, che era stata approvata dal Parlamento e dal Consiglio europeo nel 1996. È stata approvata nel giugno 1998 la direttiva 98/30/CE per il mercato interno del gas naturale, che dovrà essere recepita negli ordinamenti nazionali entro l'agosto del 2000. Si tratta di eventi storici, che si collocano nel solco ormai quarantennale di successivi allargamenti del mercato. La costruzione di mercati europei dell'energia fa compiere un passo ulteriore ed essenziale alla formazione di un mercato interno che va assumendo dimensione continentale.

Un primo passo verso la formazione di mercati europei dell'elettricità e del gas si può riconoscere nelle iniziative delle

maggiori imprese del continente su mercati diversi da quello tradizionalmente proprio e nell'affacciarsi sul mercato europeo di nuovi operatori. È necessario che le imprese abbiano accesso a tutti i mercati, con un processo di liberalizzazione generale attuato con modalità anche diverse da paese a paese, purché non discriminatorie. Preoccupano, a questo riguardo, il ritardo di alcuni paesi nel recepire la direttiva elettrica e la permanenza di situazioni nei fatti asimmetriche. Tra i compiti della nuova Commissione europea vi è quello di garantire uguali opportunità alle imprese e reciprocità di trattamenti.

Le grandi imprese energetiche nazionali, tradizionalmente monopolistiche, affrontano una rapida trasformazione da cui devono emergere come competitori globali. L'attività d'impresa si ridefinisce focalizzandosi sulle attività tipicamente in concorrenza, dove si gioca l'esito della competizione. Per l'economia nazionale sono anche opportuni il sorgere ed il rafforzarsi di altre imprese fornitrici dei servizi energetici.

Necessaria per l'intero tessuto produttivo è la disponibilità di energia a basso prezzo e con elevata qualità del servizio. Il sistema produttivo italiano è costituito, quasi nella sua totalità, da utenti dei servizi energetici a rete, la cui sopravvivenza nell'accesa competizione attuale e futura dipende anche dalla qualità e dal costo di questi servizi. Confronti

internazionali indicano che le condizioni della fornitura di elettricità e gas oggi praticate alle imprese italiane possono configurare uno svantaggio competitivo, sotto il profilo delle tariffe e dei prezzi cui si aggiunge un maggior carico fiscale. Se queste preoccupazioni dovessero essere poste in ombra da quelle che hanno per oggetto lo sviluppo delle imprese fornitrici, l'economia del Paese ne sarebbe danneggiata. Si deve evitare che una contrapposizione fra costi concentrati, tangibili e immediati, e benefici diffusi, ma meno evidenti e meno prossimi, si risolva in favore di politiche difensive, immediatamente più rassicuranti ma insoddisfacenti nei risultati. L'Autorità è impegnata a tutelare gli interessi degli utenti e a mantenere viva una corretta attenzione al problema.

Necessaria per la nascita del mercato europeo è la formazione di strutture di servizio aperte e di regole comuni. Le grandi reti e le altre infrastrutture essenziali devono essere rese effettivamente accessibili. Va notata con favore, tra le altre, l'iniziativa di un'associazione tra i gestori delle reti elettriche nazionali, utile per concordare regole tecniche comuni e assicurare lo sviluppo delle interconnessioni.

I regolatori dell'energia, esistenti nella maggior parte dei paesi membri dell'Unione europea, mantengono uno stretto contatto reciproco e, d'intesa con i governi nazionali, collaborano con la Commissione, in modo da contribuire alla tra-

sformazione del mercato e al suo sviluppo. Incontri periodici tra i regolatori dell'elettricità consentono di elaborare posizioni comuni su temi specifici. L'esperienza è in fase di avvio anche per il settore del gas.

Lo sforzo di integrazione europea è complementare ad una rinnovata attenzione al bacino del Mediterraneo e ai paesi dell'Est europeo, aree da cui proviene oggi una quota insostituibile delle importazioni di gas naturale e in cui gli sviluppi potenziali sono di grande interesse. Imprese italiane operano con programmi di espansione nell'estrazione di idrocarburi in vari paesi. È necessario pensare a nuove iniziative infrastrutturali volte ad accrescere le possibilità di interscambio e a ridurre il rischio di una dipendenza da approvvigionamenti troppo concentrati territorialmente: l'elettrodotto tra l'Italia e la Grecia e il progettato terminale di rigassificazione nell'Adriatico si collocano positivamente in tale tendenza.

La tradizione europea del servizio pubblico non viene indebolita, ma si trasforma in cultura del servizio di pubblica utilità, come ha disposto il legislatore italiano nel 1995 con la legge n. 481. La pubblica amministrazione si ritrae dall'attività di fornitura dei servizi, precedentemente esercitata in via diretta o attraverso imprese pubbliche operanti in esclusiva, e affida ad un regolatore indipendente il compito di orientare

l'azione delle imprese operanti in concorrenza in modo da garantire al servizio qualità, diffusione e accessibilità, particolarmente per le categorie disagiate. L'elemento pubblicistico non risiede più nella natura giuridica del soggetto fornitore o della sua attività, ma nelle modalità con cui essa viene regolata a tutela di interessi generali. Il medesimo orientamento caratterizzerebbe il progetto di riforma dei servizi pubblici locali da attuare con il disegno di legge di revisione della legge n. 142/90, recentemente messo a punto dal Governo.

L'esperienza delle liberalizzazioni compiute in altri paesi alimenta l'aspettativa di risultati positivi: essi sono conseguibili in un quadro di certezze, che deve venire dal rinnovamento del contesto legislativo e dall'operare coerente delle amministrazioni coinvolte.

LA CONGIUNTURA ENERGETICA

L'elevato livello dei profitti conseguiti dai principali operatori energetici e l'evidente interesse per il mercato in via di liberalizzazione da parte di operatori già presenti nei settori interessati, e da parte di quelli che aspirano ad entrarvi, prospettano condizioni favorevoli per investimenti che contribuiscano ad incrementare l'attività economica nel breve termine e a rafforzare la dotazione di capitale fisso.

Il 1998 è stato un anno favorevole ai consumatori per quanto riguarda i prezzi dell'energia. In una congiuntura mondiale debole, i prezzi internazionali dei prodotti petroliferi, espressi in lire, hanno fatto registrare una riduzione prossima al 30 per cento. I meccanismi di indicizzazione hanno gradualmente trasferito il beneficio ai consumatori. Le tariffe del gas per il riscaldamento centralizzato e per usi di artigianato e piccola e media industria sono scese dell'11 per cento, al netto delle imposte; la spesa per riscaldamento individuale dell'utente medio si è ridotta di circa il 7 per cento. Il prezzo medio dell'elettricità al consumo finale è invece sceso in minore misura e solo all'inizio del 1999, in quanto le riduzioni di origine internazionale sono state impiegate per riassorbire il disavanzo del conto onere termico costituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico e per accelerare il rimborso dei cosiddetti oneri nucleari.

La caduta delle quotazioni del greggio si è interrotta con l'inizio del 1999: le quotazioni internazionali si sono dapprima stabilizzate; in aprile hanno ripreso a salire. A innescare il recupero hanno contribuito un taglio produttivo concordato tra i paesi produttori e la ripresa degli acquisti da parte dei paesi asiatici. Contribuisce alla crescita dei prezzi in lire la debolezza dell'Euro rispetto al dollaro.

I nuovi metodi di indicizzazione delle tariffe elettriche e del gas, definiti dall'Autorità rispettivamente nel giugno 1997 e nell'aprile 1999, garantiscono che le variazioni delle quotazioni del greggio non producano un'eccessiva instabilità nelle tariffe. L'indicizzazione ha validità bimestrale ed è basata su medie rispettivamente quadrimestrali e semestrali dei prezzi di panieri rappresentativi di combustibili fossili: la trasmissione delle variazioni di prezzo risulta smussata e ritardata. Nella fase calante dei prezzi il ritardo ha consentito maggiori profitti alle imprese attenuando il vantaggio per i consumatori; al contrario, in presenza di prezzi crescenti, il ritardo nella trasmissione dei rincari sortirà l'effetto di proteggere i consumatori nella fase per essi più critica. Con i nuovi metodi di indicizzazione potranno risultare transitoriamente compressi i margini dei fornitori; peraltro questi godono, con il nuovo regime di regolazione più che con il precedente, della possibilità di mettere a profitto la loro abilità nel distribuire temporalmente gli acquisti anche all'interno dei periodi di indicizzazione e nel regolare i livelli delle scorte di gas e di altri combustibili fossili.

Il rialzo dei prezzi petroliferi troverà bilanciamento nella riduzione di altre componenti tariffarie. Nel settore elettrico un beneficio a breve termine risulta dall'estinzione delle partite debitorie che gravavano, attraverso l'intermediazione

della Cassa conguaglio per il settore elettrico, sul prelievo tariffario. Il conto per il reintegro dei cosiddetti oneri nucleari dovrebbe trovare integrale copertura entro la fine dell'anno, consentendo un ulteriore alleggerimento. In entrambi i settori opera anche una tendenza alla riduzione dei costi, frutto della migliore organizzazione e del progresso tecnologico, stimolata dalla prospettiva di concorrenza e di apertura dei mercati.

L'integrazione tra il settore dell'energia elettrica e quello del gas si accentua. Nella generazione termoelettrica l'impiego del gas naturale è in forte aumento in Italia come in tutto il mondo, per ragioni di opportunità tecnologica, convenienza economica e beneficio ambientale. Le imprese che operano in uno dei due comparti tendono a entrare nell'altro. Le due reti di distribuzione locale possono essere gestite unitariamente con qualche economia di gestione. In questo quadro risulta ancora più importante l'intervento del regolatore volto a garantire le separazioni contabili e amministrative che sono necessarie per la trasparenza dei costi e l'equità delle tariffe. Appare evidente la lungimiranza del legislatore italiano che ha previsto una sola autorità di regolazione per entrambi i settori, mentre paesi come l'Inghilterra e la Spagna stanno giungendo allo stesso risultato attraverso l'unificazione di organismi di regolazione precedentemente istituiti a livello di singolo settore.

IL SERVIZIO ELETTRICO

La direttiva europea per il mercato interno dell'energia elettrica è stata recepita nell'ordinamento italiano con il decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79, emanato in base alla delega conferita dal Parlamento al Governo con l'articolo 36 della legge 24 aprile 1998, n. 128. Con il suo recepimento l'Italia ha compiuto una scelta chiaramente orientata alla liberalizzazione e all'integrazione europea, che pone le basi per una trasformazione e un rilancio competitivo del settore elettrico nazionale ormai irreversibili. L'Autorità ha fornito il proprio contributo trasmettendo al Governo il 21 ottobre 1998 un documento di osservazioni e proposte, presentando poi una memoria in occasione dell'audizione del 26 gennaio 1999 davanti alle competenti Commissioni parlamentari congiunte della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica, collaborando costantemente con il Ministero dell'industria anche attraverso incontri tecnici. Si è così operato in conformità con la legge istitutiva, che prevede un'attività di "segnalazione" al Governo proprio "ai fini della definizione, del recepimento e dell'attuazione della normativa comunitaria".

Il Governo ha manifestato l'intenzione di procedere in tempi ravvicinati ad una parziale privatizzazione dell'Enel, riorganizzata come società holding. *La cessione di azioni al mer-*

cato richiede grande chiarezza nel definire l'oggetto sociale e le attività dell'impresa, e quindi le modalità attuative della liberalizzazione. Essa esige anche una stima dei ricavi tariffari futuri. L'Autorità, che provvede al riordino del sistema tariffario, metterà tempestivamente a disposizione del Governo tutti gli elementi che consentono di effettuare tale stima.

In attuazione di una precisa disposizione della legge n. 481/95, e tenendo conto del decreto legislativo n. 79/99, l'Autorità ha adottato una direttiva contenente le norme per le separazioni contabili e amministrative nelle imprese elettriche.

L'emanazione del decreto n. 79/99 costituisce il punto d'avvio di un lavoro complesso che richiede, nell'arco dei prossimi mesi, numerosi atti ad opera del Governo, dell'Autorità, dei nuovi soggetti o delle imprese esercenti.

Il decreto legislativo n. 79/99 delinea la riorganizzazione del settore dell'energia elettrica. Esso rimuove definitivamente i vincoli di riserva sull'attività di generazione, dove impone la riduzione del peso dell'operatore dominante; riconosce l'esistenza di utenti in grado di contrattare liberamente prezzi e condizioni di acquisto; dispone che l'accesso alla rete nazionale di trasmissione sia assicurato da un gestore della rete costituito come società di proprietà pubblica; prevede la

nascita di un mercato regolato degli scambi all'ingrosso; favorisce l'aggregazione dei distributori nelle aree urbane; introduce l'obbligo per i generatori di trarre una quota della produzione da nuovi impianti che utilizzino fonti rinnovabili.

Il "gestore della rete di trasmissione nazionale" dovrà rispettare una rigorosa imparzialità nei suoi rapporti con gli utilizzatori e assicurare la rapida realizzazione degli investimenti necessari alla manutenzione e allo sviluppo della rete e al rispetto dei limiti di compatibilità ambientale, che sono oggi in via di ridefinizione legislativa per quanto riguarda i campi elettromagnetici. L'Autorità ha il compito di fissare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni. Essa sta predisponendo la proposta di convenzione tipo per definire il rapporto contrattuale tra il gestore e i proprietari della rete, nonché lo schema di contratto per il servizio di vettoriamento, e verificando le regole tecniche per l'accesso, per le quali viene utilizzata anche l'esperienza di altri paesi.

É compito del gestore effettuare la ricognizione delle linee di interconnessione con l'estero misurandone il grado di utilizzazione. Sulla base di tale ricognizione, in condizioni di insufficienza della capacità di trasporto l'Autorità individuerà meccanismi di allocazione tali da conciliare con i limiti fisici il diritto all'accesso da parte degli operatori.

L'Autorità ha avviato un procedimento in proposito e mantiene stretti collegamenti con altri regolatori al fine di sviluppare norme comuni per la gestione dei casi di congestione sulla rete europea.

L'attività di generazione viene liberalizzata. L'Enel, che nel 1998 contava per il 73 per cento della produzione e, considerando i contratti di importazione, controllava l'87 per cento dell'offerta totale, dovrà scendere al 50 per cento entro la fine del 2002. Tra le misure per giungere alla percentuale predeterminata il decreto prevede una cessione di centrali di generazione nella misura di almeno 15.000 MW di potenza, pari a circa un quinto della complessiva potenza installata di cui l'Enel dispone. L'attuazione tempestiva del disposto consentirà di avviare un rinnovamento del parco di generazione nazionale che è quanto mai necessario per portarne l'efficienza e i costi a livello europeo.

Un produttore che controlla metà della capacità produttiva occupa una posizione dominante che dovrà essere soggetta ad attenta osservazione da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e, per le sue competenze, di questa Autorità. La peculiare natura dell'elettricità, che deve essere prodotta nel momento stesso in cui viene richiesta dagli utilizzatori, configura un problema particolare: i prezzi che verranno a formarsi ogni ora sul mercato saranno determinati

dai costi dell'ultima a centrale chiamata a produrre, cioè quella con costi più elevati tra quelle operanti nel periodo in questione. Il potere di influire sui prezzi da parte di un operatore di generazione non sarà definito solamente dal suo peso relativo ma dipenderà anche dalla composizione del suo portafoglio di impianti e dalle modalità del loro utilizzo. Appare quindi particolarmente opportuna la disposizione del decreto secondo cui il piano per la cessione degli impianti disposto dall'Enel entro il prossimo mese di luglio venga approvato dal Governo, il quale definirà anche le modalità dell'alienazione. Essendo finalizzata a creare concorrenza, la cessione dovrà essere organizzata in modo da favorire il sorgere di competitori, possibilmente numerosi e certamente indipendenti tra loro e, naturalmente, dall'Enel. Procedure di gara contribuirebbero efficacemente ad assicurare uguaglianza di condizioni d'accesso agli interessati.

La domanda sul mercato libero sarà espressa dai "clienti idonei", individuati progressivamente in base ai livelli di consumo. Il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo compete all'Autorità. Potranno partecipare al mercato libero le imprese o i gruppi di imprese, i consorzi e le società consortili che complessivamente raggiungono le soglie di idoneità stabilite e con centri di consumo nel medesimo comune o in comuni contigui. La nozione di "contiguità" presenta qualche difficoltà interpre-

tativa; inoltre, essa cessa di costituire un requisito necessario quando i centri di consumo siano ubicati in aree individuate da atti di programmazione regionale. Ciò potrebbe dare luogo a una discriminazione tra regioni, in funzione della diversa capacità di intervento delle amministrazioni regionali e da differenze nell'articolazione geografica del tessuto industriale.

La distribuzione rimane attività in concessione, ma i distributori dovranno consentire l'uso delle loro reti per la vendita ai clienti idonei effettuata in condizioni di concorrenza. Ne deriva la necessità di separare l'attività di distribuzione da quella di vendita, come dispone la direttiva sulle separazioni contabili e amministrative adottata dall'Autorità. L'automatico rilascio di concessioni per la distribuzione fino al 2030 alle imprese attualmente esercenti garantisce continuità del servizio agli utenti e stabilità dei ricavi agli esercenti, ma indebolisce gli impulsi all'efficienza e all'innovazione. Una norma del decreto prevede la concessione unica in ciascun comune per avviare la razionalizzazione della distribuzione nelle aree urbane in cui oggi è presente una società locale accanto all'Enel. L'Autorità si adopererà affinché ne derivi una maggiore concorrenza comparativa tra distributori.

Il decreto legislativo prefigura un mercato dell'energia elettrica gestito secondo criteri di neutralità, trasparenza e

obiettività da parte di un "operatore del mercato" che verrà costituito in forma societaria dal gestore della rete di trasmissione nazionale. In analogia con i mercati mobiliari, una borsa dell'energia elettrica su cui si concentrino gli scambi garantisce spessore e trasparenza al mercato, permettendo ai prezzi di svolgere la loro funzione segnaletica. Accanto alle sperimentate istituzioni del pool britannico e dei mercati scandinavo e spagnolo, si è recentemente creato un power exchange *ad Amsterdam mentre altri sono in preparazione in Germania. L'Italia deve partecipare a questo processo con tutta la celerità possibile.*

Il sistema di prezzi e tariffe è in profonda riorganizzazione. Il trasporto di energia elettrica sulla rete per conto di terzi è soggetto ai corrispettivi, per il servizio di vettoriamento, determinati dall'Autorità. I corrispettivi sono stati calcolati in modo da riflettere la struttura dei costi del servizio e per questo motivo essi sono quasi del tutto indipendenti dalla distanza percorsa dall'energia; in questo modo non vengono penalizzati gli utilizzatori collocati lontano dai luoghi della generazione, segnatamente quelli del Mezzogiorno. Ai corrispettivi dovranno essere aggiunte maggiorazioni che riflettano gli oneri generali afferenti al sistema elettrico. È importante, per salvaguardare la competitività internazionale delle imprese utilizzatrici di energia elettrica, che la somma

di corrispettivi e maggiorazioni rimanga entro limiti comparabili con il costo del trasporto nei principali paesi europei. I criteri economici seguiti nella definizione dei corrispettivi di vettoriamento valgono per qualsiasi trasporto di elettricità sulla rete e prefigurano quindi di massima le tariffe di trasmissione e di distribuzione che saranno determinate dall'Autorità. Sono stati riconosciuti i costi correnti dichiarati dal fornitore del servizio, purché imputabili alla gestione caratteristica. I costi di capitale sono stati riconosciuti in una misura calcolata applicando al valore del capitale fisso impiegato un tasso di remunerazione. Il valore del capitale fisso deve essere un valore di rimpiazzo, e questo può essere rappresentato dai valori contabili quando questi risultino da investimenti ammortizzati in misura ancora modesta o siano frutto di una rivalutazione recente. Il tasso di remunerazione è stato ricavato dai mercati finanziari assumendo un livello di rischio e una composizione tra mezzi propri e debito appropriati allo specifico servizio, con riferimento anche ad analoghe situazioni di altri paesi.

Ad un livello tariffario inizialmente commisurato al costo del servizio deve applicarsi una variazione nel tempo che promuova e rifletta i possibili miglioramenti di efficienza. Alla tariffa si applicherà un tasso di variazione predeterminato per un periodo almeno triennale e commisurato al tasso d'inflazione

effettivo, al previsto tasso di incremento della produttività, agli oneri connessi con il livello e il miglioramento della qualità nonché a quelli derivanti da mutamenti degli obblighi di servizio universale e da interventi volti alla gestione della domanda. La tariffa di distribuzione sarà affiancata da un sistema di perequazione territoriale delle differenze di costo imputabili a fattori locali esterni, al fine di assicurare il rispetto della tariffa unica nazionale anche in presenza di diverse imprese distributrici. Per la definizione del tasso di variazione e dei coefficienti di perequazione sono in corso rilevazioni e valutazioni, anche con la collaborazione dei principali esercenti.

I prezzi che si formeranno sul mercato libero dell'elettricità rifletteranno l'interazione tra generatori e clienti idonei. I prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica destinata agli utenti vincolati saranno determinati dai contratti di acquisto stipulati dall'acquirente unico, società che sarà costituita dal gestore della rete secondo un modello ammesso dalla direttiva europea ma non attuato dai paesi membri, salvo pochissime eccezioni. Affinché sia tutelato l'interesse degli utenti in presenza di un'offerta ancora assai concentrata, l'Autorità intende avanzare proposte che consentano di prevenire le distorsioni attraverso lo sviluppo del mercato. Essa è comunque tenuta a intervenire qualora si riscontrassero comportamenti lesivi dei diritti degli utenti vincolati.

L'aprirsi di un mercato libero dell'elettricità renderà difficile mantenere l'attuale distinzione tra l'energia termoelettrica, che gode di un rimborso per l'onere di acquisto dei combustibili, e l'energia idroelettrica che non ne gode. L'eliminazione del rimborso, oggi amministrato dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico, avrebbe l'effetto di spingere il prezzo sul mercato libero su un livello coerente con il costo dell'energia termoelettrica, determinando un aumento del costo medio dell'energia elettrica ed il sorgere di una rendita a vantaggio dei proprietari di impianti idroelettrici, le cui concessioni, per effetto del decreto legislativo, mantengono validità fino al 2029 per l'Enel e al 2010 per gli altri.

A fronte delle possibili rivalutazioni di impianti idroelettrici si pongono le svalutazioni che l'impresa già titolare di un monopolio legale dovrà operare sui cespiti il cui valore contabile ecceda quello che può essere riconosciuto dal mercato in un contesto di liberalizzazione. Come effetto netto potrebbero emergere minusvalenze, definibili come costi non recuperabili e imputabili alla liberalizzazione. La collettività degli utenti sarebbe chiamata a coprirli attraverso le tariffe nella misura in cui una rapida ed efficace transizione al mercato concorrenziale rendesse insufficienti le normali procedure di ammortamento. Il problema è all'esame dell'Autorità, che si riserva di formulare proposte per interventi normativi da parte del Governo e del Parlamento.

L'azione coerente del Governo e dell'Autorità è orientata a individuare un equilibrio tra obiettivi che troppo facilmente vengono considerati come contrapposti. Si suole opporre l'interesse dei consumatori per tariffe basse alla valorizzazione delle imprese pubbliche da privatizzare. Analogamente si può vedere la promozione della concorrenza come contraria al rafforzamento delle maggiori imprese nazionali, e il perseguimento di incrementi di produttività come pericoloso per la tutela dell'occupazione. I contrasti che emergono nell'immediato possono essere composti se si considerano gli effetti di lungo periodo delle soluzioni prescelte. L'Autorità deve comunque perseguire primariamente gli obiettivi che sono oggetto del suo mandato.

IL SERVIZIO DEL GAS

Il Parlamento ha approvato, con l'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144, la delega al Governo per il recepimento della direttiva europea per il mercato interno del gas naturale. Le caratteristiche del settore inducono a considerare non semplice la promozione della concorrenza: l'impresa dominante, ormai prevalentemente privata, controlla le infrastrutture di approvvigionamento, trasporto primario e stoccaggio. I distributori sono estremamente frammentati e generalmente

dotati di strutture imprenditoriali deboli. Il contesto europeo non presenta al momento mercati sviluppati, aperti e dotati di volumi elevati di transazioni, salvo i casi inglese e olandese. Non è chiaro il modo nel quale la liberalizzazione sarà realizzata nei paesi confinanti.

La liberalizzazione è peraltro necessaria. L'elevato tasso di crescita dei consumi di gas previsto per i prossimi anni fornisce lo spazio per l'ingresso di altri fornitori: essa deve accompagnarsi ad un ampliamento delle fonti di approvvigionamento al fine di ridurre il rischio associato alla dipendenza dall'estero.

La delega al Governo contiene importanti principi tra cui quello dell'accesso regolato alla rete, in conformità con la legge n. 481/95; il suo esercizio permetterà di definire le modalità di accesso alle infrastrutture di trasporto e di stoccaggio, l'estensione e le modalità di apertura del mercato, gli obblighi di servizio pubblico. L'assegnazione delle concessioni locali attraverso gare, che è prevista dal disegno di legge per la riforma dei servizi pubblici locali, e l'imposizione di livelli obbligatori di qualità, che l'Autorità sta predisponendo, spingeranno le imprese a rafforzarsi sul piano organizzativo con il risultato di ridurre la frammentazione della distribuzione secondaria e di favorire il sorgere di imprese competitive.

Nell'aprile scorso l'Autorità ha deliberato un nuovo metodo di indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo

della materia prima, nel servizio di distribuzione dei gas a mezzo rete urbana. Il nuovo metodo stimola comportamenti efficienti, in quanto riconosce in tariffa il costo medio di approvvigionamento del gas naturale e degli altri combustibili gassosi, non quello effettivamente sostenuto dagli operatori. Il riferimento a costi che riflettono l'andamento dei mercati energetici assicura condizioni certe per gli approvvigionamenti e lo sviluppo delle risorse nazionali. Il nuovo metodo possiede inoltre caratteristiche di trasparenza, affidabilità e facilità di verifica.

È proseguita l'attività di controllo sulle modalità di fatturazione del gas seguite da circa 800 aziende distributrici, alcune di dimensione molto piccola, in più di 1.200 bacini tariffari. In 158 casi il controllo ha consentito di riscontrare tariffe indebitamente elevate; le conseguenti riduzioni hanno interessato oltre 300.000 utenti.

Un'istruttoria conoscitiva sul prezzo del gas nelle forniture agli ospedali ha posto in luce che il sistema in vigore non risponde al principio di aderenza ai costi ed è deciso unilateralmente dai distributori senza assicurare parità di trattamento tra gli utenti, visto che gli ospedali pagano un prezzo più alto di quello degli utenti industriali a parità di consumi. L'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione in vista della definizione di nuovi criteri. L'apertura del procedimento ha indotto gli operatori a concordare immediata-

mente una riduzione di 15 lire per metro cubo del prezzo delle forniture ospedaliere.

TUTELA DEI CONSUMATORI E QUALITÀ DEL SERVIZIO

È stato espresso il timore che la liberalizzazione possa comportare uno scadimento nei livelli qualitativi dei servizi, proprio quando cresce la consapevolezza dei propri diritti da parte degli utenti. Vi sono invece tutte le premesse perché avvenga il contrario, e la qualità del servizio e la tutela dei diritti degli utenti migliorino sensibilmente. L'azione delle imprese viene promossa dall'Autorità, che utilizza gli strumenti definiti dalla legge n. 481/95, con l'ausilio delle formazioni associative. I primi interventi dell'Autorità sono accompagnati da concreti segni di miglioramento.

È intervenuta nel luglio 1998 la legge n. 281, che ha istituito il Consiglio nazionale dei consumatori e utenti, chiamato a garantire un collegamento efficace tra azione statale e azione volontaria. La legge rafforza la salvaguardia dei diritti degli utenti anche nel caso dei servizi di pubblica utilità. Le associazioni facenti parte del Consiglio nazionale partecipano alle audizioni periodiche dell'Autorità.

È ora possibile un confronto tra gli standard di qualità che le imprese fornitrici si sono impegnate ad osservare formulando le Carte dei servizi e le misure della qualità effettivamente

erogata agli utenti che risultano dalle indagini svolte dall'Autorità. La trasparenza di questo confronto può indurre nelle imprese azioni volte al miglioramento della qualità del servizio, come è avvenuto in tutti i paesi in cui tale comparazione è stata effettuata. Le indagini sulla qualità del servizio costituiscono il presupposto dell'introduzione di livelli obbligatori di qualità, applicabili a tutti gli esercenti nell'interesse di tutti gli utenti, garantiti da controlli adeguati e da meccanismi di rimborso automatico nel caso di mancato rispetto. Le indagini condotte sulla qualità del servizio hanno messo in rilievo il permanere di situazioni dove il livello delle prestazioni è mediocre. La continuità del servizio elettrico appare non omogenea: frequenza e durata delle interruzioni sono maggiori nelle regioni meridionali rispetto a quelle centro-settentrionali e nelle aree rurali rispetto a quelle urbane. Forti disuguaglianze si riscontrano anche nelle modalità di manutenzione delle reti del gas e nella qualità dei servizi commerciali forniti al singolo utente. Sui fattori tecnici di qualità influisce la fragilità delle reti, specie di quelle elettriche, in alcune parti del Paese e in particolare nel Mezzogiorno.

Con una direttiva sulla trasparenza delle bollette del gas, che interesserà 15 milioni di utenti, l'Autorità ha stabilito requisiti minimi per garantire che le informazioni giungano agli utenti in modo chiaro ed esauriente.

Si è intensificata l'attività di verifica, di intervento su casi individuali, di informazione all'utenza attraverso risposte a segnalazioni. Negli ultimi dodici mesi sono stati effettuati circa 50 controlli tecnici sugli esercenti, allo scopo di accrescere le informazioni in possesso dell'Autorità e di valutare istanze e reclami degli utenti. Sono emersi casi di palese violazione dei diritti degli utenti: ad esempio nei ritardi di allacciamento di interi quartieri alla rete del gas, nell'indebita inclusione in tariffa di oneri ingiustificati, nel rifiuto di consentire il trasporto di energia elettrica sulla rete. In tutti questi casi l'Autorità è intervenuta seguendo procedure trasparenti e rispettose dei diritti delle parti, provocando in molti casi l'adeguamento dei comportamenti senza ricorrere a misure coercitive.

TUTELA DELL'AMBIENTE

Nel 1998 i paesi membri dell'Unione europea hanno concordato la ripartizione dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas di serra stabilito per l'Unione nel suo complesso dal protocollo di Kyoto, firmato nel dicembre 1997. L'Italia è impegnata a ridurre le proprie emissioni nella misura del 6,5 per cento rispetto ai livelli registrati nel 1990 entro il periodo compreso tra il 2008 e il 2012. Indipendentemente dalla

ratifica del protocollo di Kyoto, quegli obiettivi sono stati posti a base delle politiche di riduzione dei gas di serra del nostro Paese così come definite nella delibera del Cipe del novembre 1998. Il contributo atteso dal settore energetico elettrico è rilevante: il 38 per cento circa dell'obiettivo finale dovrà essere conseguito con interventi volti all'aumento dell'efficienza del parco termoelettrico e al sostegno delle energie rinnovabili; dal lato degli utilizzi dell'energia, un contributo significativo potrà derivare da misure di gestione della domanda elettrica.

Le politiche ambientali devono rispondere a un duplice requisito: basarsi su una stretta collaborazione tra soggetti sociali e istituzionali, come hanno messo in evidenza la Conferenza nazionale energia e ambiente *e la stipula del* Patto per l'energia e l'ambiente, *e limitare il ricorso ai tradizionali strumenti dirigistici o di sovvenzione amministrativa, per lasciare spazio a nuovi meccanismi di politica ambientale in armonia con le forze di mercato: i meccanismi di gara; la creazione di mercati, inclusi quelli secondari per il sostegno alle fonti rinnovabili; gli accordi volontari.*

All'adeguamento del parco di generazione termoelettrica, caratterizzato da età avanzata, bassi rendimenti ed emissioni unitarie relativamente alte, potrà contribuire il nuovo regime

fiscale definito con la carbon tax, *ma soprattutto l'apertura del mercato con l'ingresso di nuovi operatori e lo stimolo concorrenziale agli operatori esistenti. Le procedure per l'ammodernamento degli impianti devono essere semplificate e concludersi in tempi certi.*

L'Autorità ha avviato la revisione del meccanismo di indicizzazione previsto dal provvedimento del Comitato interministeriale prezzi n. 6 del 1992. I prezzi garantiti all'energia elettrica prodotta dagli impianti incentivati sono stati finora indicizzati esclusivamente all'inflazione. La revisione introduce una considerazione del progresso tecnologico incorporato nei beni capitali impiegati. Essa trova fondamento nella legge ed è definita in modo coerente con essa.

CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

L'indipendenza di cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas è stata dotata dal Parlamento è strumentale all'adempimento delle sue funzioni. Essa ha fondamento nella chiarezza del mandato e trova giustificazione nel ricorso a procedure aperte all'intervento delle parti interessate, trasparenti per tutti, soggette al sindacato della magistratura.

I provvedimenti dell'Autorità vengono spesso impugnati di fronte alla magistratura amministrativa. Nella quasi totalità

dei casi le decisioni della giustizia amministrativa hanno confermato i provvedimenti dell'Autorità, riconoscendone la correttezza procedurale e le ragioni di equità. La gestione del contenzioso giudiziario, per la quale rivolgiamo un ringraziamento all'Avvocatura dello Stato per il supporto sempre prestato con solerzia e competenza, costituisce un onere non indifferente per le strutture dell'Autorità.

Procede l'organizzazione degli uffici dell'Autorità, che ormai conta 73 dipendenti, poco più della metà dell'organico previsto dalla legge. Le spese vengono attentamente contenute, anche affidando a società esterne, attraverso procedure trasparenti, servizi ausiliari che sarebbe più costoso organizzare direttamente. Si è posta cura nell'operare il reclutamento con criteri di alta qualificazione e imparzialità. La correttezza dei comportamenti trova conforto e riscontro nei principi del Codice etico *di cui l'Autorità si è dotata nel 1998. L'Autorità esprime un ringraziamento al proprio personale che, in numero ancora esiguo rispetto ai compiti, ha continuato ad operare con esemplare dedizione, entusiasmo e generosa collaborazione.*

Al Governo e al Parlamento va la nostra riconoscenza per l'attenzione prestata all'attività di regolazione. Significative occasioni di confronto sono state le audizioni presso le Commissioni parlamentari.

L'indagine conoscitiva intrapresa dalla Commissione Affari costituzionali della Camera dei deputati sulle autorità amministrative indipendenti appare tempestiva e opportuna. Non deve sorprendere la varietà delle opinioni a proposito di istituzioni spesso nuove e in via di assestamento. Questa Autorità attende dal lavoro della Commissione un contributo all'armonizzazione delle disposizioni organizzative e procedurali. Dall'opera del Parlamento e del Governo l'Autorità trae sostegno nel suo agire per affrontare gli impegni che la attendono.

PAGINA BIANCA

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

30 aprile 1999

Presidenza del Consiglio dei Ministri
Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria

PAGINA BIANCA

INDICE

PREMESSA

1. STATO DEI SERVIZI: ELEMENTI DI CONTESTO

LA REGOLAZIONE ENERGETICA NEL CONTESTO INTERNAZIONALE
Le autorità di regolazione nel settore energetico:
nuove tendenze a livello internazionale

LE INNOVAZIONI NEL QUADRO ISTITUZIONALE
E NORMATIVO
La liberalizzazione dei mercati dell'elettricità e del gas
Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79:
le innovazioni nelle competenze dell'Autorità
La nuova legge sui consumatori e gli utenti
Il decentramento amministrativo in campo energetico
La riforma dei servizi pubblici locali
Gli assetti e la trasformazione proprietaria
delle aziende degli enti locali
Il riordino della normativa sulle privatizzazioni
Le iniziative parlamentari

ENERGIA, AMBIENTE E FISCALITÀ
Le politiche energetiche in Europa e in Italia
Gli impegni assunti a Kyoto e la delibera del CIPE
del 19 novembre 1998
L'andamento delle emissioni nella generazione
di energia elettrica
Strumenti di contenimento delle emissioni adottati in Europa
L'incentivazione delle fonti rinnovabili in Europa
Controllo e gestione della domanda a fini dell'uso razionale
dell'energia e dell'uso efficiente delle risorse
L'inquinamento da campi elettromagnetici: la regolamentazione
in Italia e in Europa
Il riordino della fiscalità energetica nella Finanziaria per il 1999

2. STATO DEI SERVIZI: IL SETTORE ELETTRICO

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO

La congiuntura settoriale

Consumo di fonti energetiche primarie

Struttura dei consumi finali per classi e tipologie di utenza

La struttura del parco di generazione

FORMAZIONE DEI PREZZI E COSTI DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Prezzi internazionali delle materie prime

Prezzi e inflazione: tariffe elettriche e indice dei prezzi al consumo

Confronti internazionali dei prezzi

Struttura dei costi del servizio elettrico

QUALITA' E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

La rilevazione della qualità del servizio

I livelli effettivi di qualità: la continuità del servizio

STRUTTURA E ORGANIZZAZIONE DEL SERVIZIO ELETTRICO NAZIONALE

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79

Il recepimento della Direttiva per l'energia elettrica in Europa

Il problema dei "costi incagliati"

I risultati economici e di bilancio delle imprese elettriche

Costi, ricavi e compensazioni nel sistema elettrico italiano

Gli investimenti dell'Enel su base territoriale

Interconnessioni con l'estero e limitazioni agli scambi di energia

3. STATO DEI SERVIZI: IL GAS NATURALE

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO

Il recepimento della Direttiva sul gas naturale in Italia

La congiuntura settoriale

Le caratteristiche del prelievo stagionale

Struttura dei consumi per area geografica e tipologia di utenza

LA FORMAZIONE DEI PREZZI IN ITALIA

Prezzi internazionali delle materie prime

L'andamento dei prezzi interni

Analisi dei prezzi al consumo nei capoluoghi di regione

Confronti internazionali di prezzo

La struttura delle tariffe di vettoriamento

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

La rilevazione della qualità del servizio

La qualità del servizio gas: la sicurezza

GLI ASSETTI DEL SERVIZIO

Operatori e infrastrutture di stoccaggio e trasporto

La distribuzione primaria del gas: fattori tecnici ed economici

La distribuzione secondaria

Indicatori strutturali nel settore del gas: confronti internazionali

La Direttiva europea sul mercato interno del gas

La struttura dei contratti di approvvigionamento

L'avvio della liberalizzazione della produzione interna

Accesso e uso della rete Snam

Le prospettive di apertura del mercato: i clienti liberi

INNOVAZIONE E TECNOLOGIE PRODUTTIVE

Le possibilità di rigassificazione

4. L'ATTIVITÀ SVOLTA AI SENSI DELLA LEGGE N. 481/95: IL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA

RIFORMA DELL'ORDINAMENTO TARIFFARIO

Nuovo regime per i servizi di vettoriamento dell'energia elettrica

Attività preparatorie per la definizione delle tariffe del servizio di fornitura dell'energia elettrica

Aggiornamento bimestrale delle tariffe elettriche

PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E NUOVI ASSETTI DEL SERVIZIO

Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'attuazione della Direttiva 96/92/CE

Separazione contabile e amministrativa delle attività
del servizio elettrico
Contratti pluriennali di fornitura di energia elettrica
a utenti con elevati consumi
Cessioni di energia da produttori indipendenti con impianti
idroelettrici di piccola dimensione
Diffida all'Enel Spa in relazione agli obblighi di ritiro
delle eccedenze di energia elettrica
Studi per l'incentivazione dell'energia elettrica
da fonti rinnovabili

ATTIVITÀ DI REVISIONE NORMATIVA E FUNZIONALE
Riorganizzazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico
Diminuzione di oneri nucleari ammessi a reintegrazione
Proposte per l'aggiornamento dei prezzi di cessione e dei
contributi relativi al provvedimento Cip n.6/92
Erogazione di contributi relativi al provvedimento Cip n. 34/90
in materia di energia prodotta da fonti rinnovabili
Tariffe speciali per le zone terremotate

ATTIVITÀ DI CONTROLLO
Interventi su violazioni della normativa tariffaria vigente
Accertamenti tecnici
Controlli sulle imprese elettriche minori

5. L'ATTIVITÀ SVOLTA AI SENSI DELLA LEGGE N. 481/95: IL SETTORE DEL GAS

VERSO LA RIFORMA DELL'ASSETTO TARIFFARIO
Adeguamento periodico delle tariffe del gas metano
Criteri per l'indicizzazione delle tariffe dei gas distribuiti
a mezzo di reti urbane
Prezzi delle forniture ospedaliere

PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E NUOVI ASSETTI
DI MERCATO
Il processo di recepimento della Direttiva 98/30/CE:
osservazioni dell'Autorità
Separazione contabile e amministrativa

PROVVEDIMENTI DI REVISIONE NORMATIVA E FUNZIONALE

Istruttorie avviate e concluse

ATTIVITÀ DI CONTROLLO

Monitoraggio delle tariffe gas

Interventi su violazioni della normativa tariffaria vigente

6. L'ATTIVITÀ SVOLTA AI SENSI DELLA LEGGE N. 481/95: QUALITÀ DEL SERVIZIO E TUTELA DI CONSUMATORI E UTENTI

REGOLAMENTAZIONE E CONTROLLO DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO

La rilevazione della qualità del servizio

Definizione degli indicatori di continuità del servizio elettrico

Livelli generali e specifici di qualità

INFORMAZIONE E TUTELA DEGLI INTERESSI DEI CONSUMATORI E DEGLI UTENTI

Risultati dell'indagine sulla soddisfazione dei consumatori

Trasparenza delle bollette del gas

Garanzia dei diritti di consumatori e utenti

7. RAPPORTI ISTITUZIONALI

RAPPORTI CON ALTRE ISTITUZIONI PUBBLICHE

Rapporti con il Governo e il Parlamento

Rapporti con altre istituzioni

RAPPORTI CON ISTITUZIONI INTERNAZIONALI ED ESTERE

Forum dei regolatori UE

Rapporti con CNSE ed ERSE e attività dei gruppi di lavoro congiunti

Gruppi di monitoraggio sulle Direttive europee sul mercato elettrico e sul mercato del gas

CONSULTAZIONI CON I SOGGETTI INTERESSATI

STATO DEL CONTENZIOSO

ATTIVITÀ DI CONTROLLO

ATTIVITÀ DI ANALISI E RICERCA E RAPPORTI CON I MEZZI DI INFORMAZIONE

Seminari e convegni

Pubblicazioni, sito *Internet* e rapporti con i mezzi di informazione

8. PERSONALE, GESTIONE FINANZIARIA E ORGANIZZAZIONE

PERSONALE

GESTIONE FINANZIARIA

ORGANIZZAZIONE DEGLI UFFICI

GLOSSARIO

PREMESSA

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas predispone e presenta la *Relazione annuale* ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera *i)*, della legge istitutiva (legge 14 novembre 1995, n. 481), che prevede che essa riferisca al Parlamento e al Governo sulla situazione dei servizi da essa regolati e sul proprio operato. In analogia con la prima edizione annuale, anche la *Relazione* sul 1998 è suddivisa tre volumi: la *Presentazione* letta dal Presidente dell'Autorità presso il Senato della Repubblica il 3 giugno 1999, il volume centrale di natura descrittiva, e un terzo volume contenente documenti istituzionali e i principali atti normativi a valenza esterna, destinati alla pubblicazione sul *Bollettino* dell'Autorità e corredati da relazioni tecniche.

Gli otto capitoli che compongono il volume centrale della *Relazione* si suddividono in tre capitoli relativi ai mutamenti congiunturali e strutturali dei due settori regolati (*Stato dei servizi*) e cinque relativi alle azioni compiute dall'Autorità in materia di regolazione, relazioni esterne e amministrazione interna (*Attività svolta*). Entrambe le sezioni esaminano eventi intercorsi nel periodo compreso fra l'1 maggio 1998 e il 30 aprile 1999 con alcune eccezioni segnalate nel testo.

L'analisi dello stato dei servizi espone le modifiche del contesto istituzionale, soffermandosi in particolare sulla liberalizzazione dei settori energetici, sui temi ambientali e fiscali e sulle esperienze internazionali di regolazione (Capitolo 1); segue la disamina dell'evoluzione congiunturale, strutturale, istituzionale e delle condizioni del servizio nel settore elettrico (Capitolo 2) e del gas (Capitolo 3).

Il resoconto dell'attività svolta ripercorre gli interventi attuati dell'Autorità nel servizio elettrico (Capitolo 4), fra cui il varo di un nuovo regime per il vettoriamento, le azioni propedeutiche alla definizione di nuove tariffe di fornitura e di nuova incentivazione per le fonti rinnovabili, lo svolgimento di numerose altre attività di riordino normativo e di controllo, e nel servizio del gas (Capitolo 5) per il quale, in vista del riassetto tariffario sono state apportate modifiche ai criteri di indicizzazione dei prezzi della materia prima, proposti interventi sui prezzi delle forniture ospedaliere ed effettuati numerosi controlli sulle tariffe applicate all'utenza finale. Le azioni di regolamentazione della qualità del servizio e di tutela del rapporto d'utenza dell'Autorità sono descritte nel Capitolo 6; esse riguardano entrambi i settori di competenza, in quanto la regolamentazione della qualità e la tutela dei consumatori presenta forti elementi di unitarietà.

Vengono infine descritti i rapporti istituzionali dell'Autorità con altri regolatori e istituzioni italiani e internazionali, le consultazioni volte all'emanazione dei provvedimenti a carattere generale, i controlli effettuati, lo stato del contenzioso, nonché altre attività di relazione esterna (Capitolo 7). La sezione sull'attività svolta si conclude con informazioni relative al personale, alla gestione finanziaria e all'organizzazione degli uffici (Capitolo 8). Il volume è completato da un *Glossario* contenente lemmi tecnici, economici e giuridici.

1. STATO DEI SERVIZI: ELEMENTI DI CONTESTO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

LA REGOLAZIONE ENERGETICA NEL CONTESTO INTERNAZIONALE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La *Regulatory Review of Public Utilities* nel Regno Unito

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

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

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

LE INNOVAZIONI DEL QUADRO ISTITUZIONALE E NORMATIVO

La liberalizzazione dei mercati dell'elettricità e del gas

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Provvedimenti e proposte

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

Condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ulteriori competenze decisionali

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

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

Proposte d'iniziativa dell'Autorità

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

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

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

Predisposizione di procedure

Un'ultima categoria di funzioni conferite all'Autorità dal decreto riguarda attività che necessitano della definizione di procedure apposite. Si tratta in particolare delle attività di:

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

La nuova legge sui consumatori e gli utenti

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

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

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

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

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

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

Il *Consiglio* interviene in particolare in materia di:

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

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

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

Il decentramento amministrativo in campo energetico

L'energia nel quadro dei processi di decentramento

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

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

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

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

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

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

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

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

Decentramento e liberalizzazione del mercato elettrico

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

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

La riforma dei servizi pubblici locali

Il percorso della riforma

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

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

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

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

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

La gara per l'affidamento del servizio

Nodo centrale della riforma dei servizi pubblici locali è l'affidamento dei servizi di rilevanza economica esclusivamente tramite gara. Questi servizi comprendono l'erogazione del gas, la gestione del ciclo idrico, la gestione dei rifiuti solidi urbani, i trasporti collettivi; escludono l'erogazione di energia elettrica. La durata degli affidamenti tramite gara è compresa fra i 9 e i 15 anni. Ne dovrebbe derivare uno stimolo agli operatori a perseguire livelli più elevati di produttività, offrendo all'ente pubblico la possibilità di selezionare il soggetto più efficiente.

Secondo il disegno di legge, la gara è obbligatoria, salvo che per un periodo transitorio (da 3 a 5 anni) in cui possono essere mantenuti o prorogati gli affidi diretti o le concessioni in essere; sono previsti casi di ulteriore proroga di questi termini.

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

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

Separazione tra indirizzo e gestione

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

Proprietà delle reti

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

Aggregazione dei servizi del gas in ambiti territoriali più vasti

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

Gli assetti e la trasformazione proprietaria delle aziende degli enti locali

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

Questi soggetti sono da alcuni anni interessati da profondi mutamenti degli assetti istituzionali e di mercato. Nel 1998 il processo si è intensificato, investendo principalmente tre aspetti: il riordino istituzionale, la trasformazione proprietaria e il riassetto produttivo delle imprese locali a proprietà pubblica.

Funge da contesto l'evoluzione normativa avviata all'inizio del decennio con la riforma dell'ordinamento delle autonomie locali (definita con la legge n. 142/90), che si salda con la crescita delle competenze degli enti locali nel quadro dei processi di decentramento amministrativo e di aumento della loro autonomia finanziaria.

Nel settore energetico, in particolare, gli eventi più significativi sono stati la trasformazione in società di diritto privato di alcune imprese municipalizzate, in alcuni casi di rilevante dimensione, e l'avvio della loro privatizzazione attraverso l'iniziale collocamento sul mercato di quote di minoranza del capitale sociale: il mantenimento della maggioranza azionaria in mano pubblica permette anche di beneficiare delle agevolazioni fiscali accordate per il triennio successivo alla trasformazione societaria dalla legge 29 ottobre 1993, n. 427.

Negli anni novanta, uno dei primi atti di trasformazione in società per azioni interamente posseduta dal Comune ha riguardato Aem di Milano (1995). Nell'ultimo triennio si è avuta la trasformazione in società per azioni di numerose altre aziende locali, tra cui Aem di Torino e Amga di Genova (nel 1996), Meta di Modena, Asm di Rovereto, Aceagas di Trieste (nel 1997), Seabo di Bologna, Asm di Brescia, Amps di Parma, Agsm di Verona, Acea di Roma (nel 1998) e, all'inizio del 1999, Cis di Forlì.

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

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

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

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

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

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

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

Il riordino della normativa sulle privatizzazioni

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

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

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

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

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

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

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

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

I criteri specifici riguardano:

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

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

Le iniziative parlamentari

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

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

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

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

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

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

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

ENERGIA, AMBIENTE E FISCALITÀ

Le politiche energetiche in Europa e in Italia

Gli orientamenti di politica energetica della UE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Un primo impegno riguarda il contributo alla stabilizzazione all'anno 2000 delle emissioni di anidride carbonica in ambito europeo ai livelli registrati nel 1990. Questo obiettivo è stato stabilito dall'Unione europea nell'ottobre del 1990 e dovrebbe essere raggiunto dall'Unione nel suo insieme con il concorso dei singoli Stati membri in considerazione dei rispettivi dati di partenza delle emissioni. Un secondo impegno deriva dagli obiettivi di riduzione concordati in sede europea in seguito al *protocollo di Kyoto* (vedi *box*): tali obiettivi prevedono per l'Italia una riduzione del 6,5 per cento delle emissioni di sei gas di serra indicati dal protocollo rispetto al 1990, da raggiungersi nel periodo 2008-2012. Nell'ipotesi di invarianza delle condizioni collaterali, tale riduzione equivale a minori emissioni per 36 milioni di tonnellate CO_2 equivalenti (di seguito MtonCO_2eq).

Il protocollo di Kyoto

Il protocollo di Kyoto, firmato il 12 dicembre 1997, entrerà in vigore dopo novanta giorni dalla ratifica da parte di non meno di 55 paesi partecipanti alla *Convenzione quadro sui cambiamenti climatici*, compresi i paesi inseriti nell'Annesso I (cioè sostanzialmente i paesi in via di sviluppo e quelli delle economie in fase di transizione), che siano responsabili in totale di almeno il 55 per cento delle emissioni complessive di CO_2 relative al 1990. Decisiva per la sua entrata in vigore risulta dunque la ratifica da parte del Senato americano, in quanto gli Stati Uniti rappresentano circa il 36 per cento delle emissioni globali. Gli Stati Uniti hanno firmato il protocollo, ma la ratifica da parte del Senato appare fortemente condizionata dall'adesione all'accordo da parte dei paesi in via di sviluppo e da un ricorso ampio ai meccanismi di flessibilità. Il processo negoziale su entrambi questi punti è ben lungi dall'essere concluso.

Il protocollo ha ampliato il paniere di gas di serra oggetto delle negoziazioni includendo - oltre all'anidride carbonica (CO_2), al gas metano (CH_4) e al protossido di azoto (N_2O) - l'esafloruro di zolfo (SF_6), gli idrofluorocarburi (HFC_5) e i perfluorocarburi (PFC_5). L'obiettivo di riduzione è espresso in termini "CO_2 equivalenti" in relazione al potere di riscaldamento globale di questi gas rapportato a quello dell'anidride carbonica su un arco temporale di 100 anni.

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

Lo scenario tendenziale di domanda è assunto a riferimento per l'elaborazione delle politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra in Italia (delibera Cipe del 19 novembre 1998 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 10 febbraio 1999, n. 33). Si prevede un fabbisogno tendenziale di energia primaria entro il 2010 intorno ai 190-201 Mtep/anno, consumi finali intorno ai 139-145 Mtep/anno e una domanda elettrica sulla rete di circa 325-360 TWh/anno. Sulla base di questo scenario, le emissioni nazionali dei sei gas di serra registrerebbero un aumento di circa il 12 per cento, pari a 67 MtonCO_2eq. (da 555 Mton nel 1990 a 622 Mton nel 2010). Le emissioni della sola CO_2 registrerebbero una crescita di circa il 16 per cento. Sommando l'aumento tendenziale alla riduzione concordata del 6,5 per cento rispetto alle emissioni del 1990, si ottiene un impegno di riduzione globale di circa 100 milioni di tonnellate equivalenti di CO_2, pari a circa il 18,5 per cento del livello inerziale, da raggiungersi entro il quiquennio 2008-2012.

Nelle *Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione dei gas serra* approvate dal Cipe un ruolo di grande importanza viene assegnato ad interventi che interessano direttamente il settore dell'energia elettrica e del gas (Tav. 1.2): miglioramenti nell'efficienza del parco termoelettrico dovranno consentire di conseguire una riduzione di 20-23 milioni di tonnellate equivalenti di CO_2, pari a più del 20 per cento dell'obiettivo di riduzione complessivo al 2008-2012; interventi di promozione delle energie rinnovabili dovranno consentire un'ulteriore riduzione pari a quasi il 18 per cento dell'obiettivo globale; a interventi di contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, abitativo e terziario è assegnato un obiettivo di riduzione pari a poco meno del 26 per cento del totale[1].

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

AZIONE	OBIETTIVO DI RIDUZIONE (*MtonCO$_2$ eq.*)		
	2002	2006	2008-2012
Aumento di efficienza nel parco termoelettrico	-4/5	-10/12	-20/23
Riduzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti	-4/6	-9/11	-18/21
Produzione di energia da fonti rinnovabili	-4/5	-7/9	-18/20
Riduzione dei consumi energetici nei settori industriale/abitativo/terziario	-6/7	-12/14	-24/29
Riduzione delle emissioni nei settori non energetici	-2	-7/9	-15/19
Assorbimento delle emissioni di CO_2 dalle foreste			-1
TOTALE	-20/25	-45/55	-95/112

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

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

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

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

I criteri alla base della definizione di questi interventi sono:

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

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

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

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

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

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

L'andamento delle emissioni nella generazione di energia elettrica

Il settore dell'energia elettrica è una delle maggiori fonti di inquinamento atmosferico nel nostro Paese, così come a livello europeo e mondiale. I principali inquinanti atmosferici prodotti sono: l'anidride carbonica (CO_2), il metano (CH_4), gli ossidi di zolfo (SO_X), gli ossidi di azoto (NO_X), le polveri (PS), i composti organici volatili (COV) e alcuni metalli pesanti. Si tratta di inquinanti che determinano fenomeni di inquinamento sia locale sia globale quali i cambiamenti climatici (CO_2, CH_4, il protossido di azoto-N_2O, i cosiddetti "gas di serra"), le piogge acide (NO_X e SO_X), l'inquinamento da ozono (NO_X e COV).

Secondo stime Enea, nel 1994 il settore elettrico (definito come generazione di elettricità e calore, esclusa l'autoproduzione) è stato responsabile di circa il 23 per cento delle emissioni nazionali di CO_2 (99,2 Mton), del 26 per cento di quelle di N_2O (162.000 ton), di oltre il 16 per cento di quelle di NO_X, di quasi il 45 per cento di quelle di anidride solforosa (SO_2, l'ossido di zolfo più rilevante per l'effetto serra). Il settore ha dunque un ruolo importante nel perseguimento di obiettivi di riduzione di questi inquinanti stabiliti a livello nazionale e/o derivanti da impegni assunti dall'Italia in ambito internazionale (Tav. 1.2).

TAV.1.3 EMISSIONI DI CO_2 DA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ E CALORE*

Anno 1996 (grammi CO_2/kWh)

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

* Include la generazione di elettricità e calore da imprese pubbliche e autoproduttori.
** Il totale include l'energia elettrica generata da combustibili non fossili come il nucleare e l'idroelettrico, che non producono emissioni.

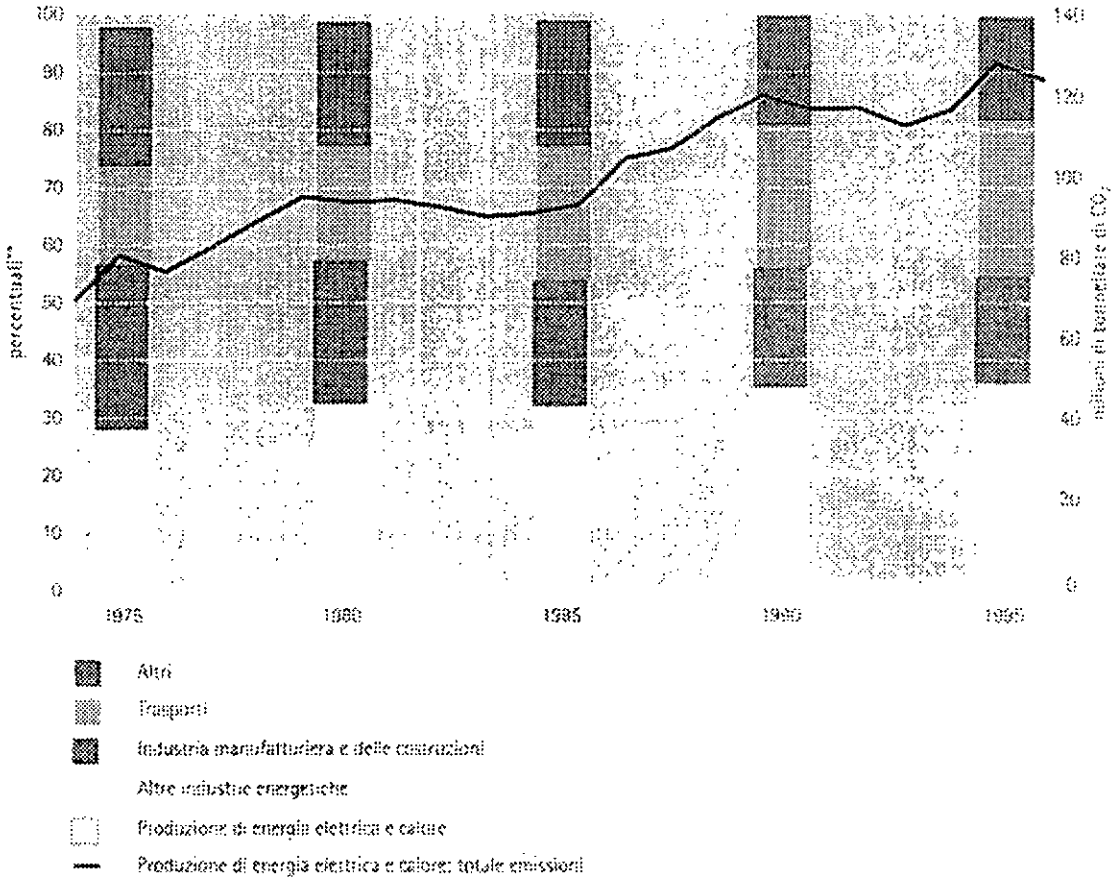
Fonte: Elaborazioni su dati Aie

Le emissioni di anidride carbonica

Sulla base di stime dell'Agenzia internazionale dell'energia (Aie) - non confrontabili in modo puntuale con quelle di fonte Enea in considerazione di differenze nelle metodologie utilizzate - nel 1996, su un totale di circa 420 milioni di tonnellate di anidride carbonica complessivamente emesse in Italia dalla combustione di prodotti fossili, il 30 per cento (126 MtonCO_2) era costituito da emissioni del settore elettrico. Il settore dei trasporti, il settore manifatturiero e delle costruzioni, quello civile e quello delle altre industrie energetiche rappresentavano rispettivamente il 23,5 per cento, 18,6 per cento, 18,4 per cento e 4,7 per cento del totale.

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

FIG. 1.1 EMISSIONI COMPLESSIVE DI CO_2 DAL SETTORE ELETTRICO* E CONTRIBUTO PERCENTUALE ALLE EMISSIONI TOTALI DA COMBUSTIONE DI PRODOTTI FOSSILI



* Generazione di energia e elettrica e calore da impianti pubblici e autoproduttori (riclassificazione A e/Ocse)
** Il complemento a 100 è dato dalle perdite di distribuzione o trasformazione.

Fonte: elaborazioni su dati Aie

Se si considerano le emissioni di CO_2 del settore per tipo di combustibile fossile utilizzato nella generazione termoelettrica (Tav. 1.3), nel 1996 quasi il 62 per cento delle emissioni di CO_2 provenivano da impianti termoelettrici ad olio combustibile, più del 20 per cento da impianti a carbone e poco più del 18 per cento da impianti alimentati a gas metano. Rispetto al 1990 risulta diminuito il contributo in termini di emissioni totali degli impianti a carbone e a olio combustibile (meno 7,6 e meno 3,4 punti percentuali rispettivamente), mentre è cresciuto il contributo percentuale delle emissioni complessive della generazione elettrica da gas metano (più 0,6 punti percentuali).

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

TAV. 1.4 EMISSIONI DI CO_2 DA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ E CALORE*

Anno 1996; milioni di tonnellate e composizione percentuale

	DA PRODUZIONE COMPLESSIVA		DA PRODUZIONE A CARBONE		DA PRODUZIONE A OLIO COMBUSTIBILE		DA PRODUZIONE A GAS METANO	
	Mtón	%	Mton	%	Mton	%	Mton	%
ITALIA	126,29	100	25,58	23,3	77,69	61,5	23,02	18,2
UE	972,8	100	696,9	71,6	138,3	14,2	137,6	14,1
MONDO	7.950,7	100	5.519,6	69,4	1 010,4	12,7	1 420,6	17,9

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

Fonte: Elaborazioni su dati Aie

Più significativa per comprendere la situazione del settore in Italia rispetto agli altri paesi europei, è l'analisi delle emissioni unitarie e di quelle specifiche. Le prime sono rapportate alla produzione complessiva del comparto (ed espresse in termini di $kgCO_2/kWh$) e le seconde sono analizzate in relazione alla tipologia di *input* impiegati nella generazione elettrica (ed espresse in termini di $kgCO_2/kWh$ prodotto per tipo di *input* energetico). Nel 1996 il settore elettrico ha emesso in media 522 grammi di anidride carbonica per ogni kWh prodotto[4] risultando ampiamente al di sopra della media europea (pari a 370 g/kWh nel 1996, Tav. 1.4). Questo divario in termini di emissioni unitarie è il risultato della combinazione di una molteplicità di fattori, principalmente la diversità nel *mix* di *input* energetici impiegati nella generazione elettrica.

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

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

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

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

INQUINANTI	ANNO ED EMISSIONI DI RIFERIMENTO	IMPEGNO	STATO
CO_2	421 Mton (1990)	Stabilizzazione al 2000 a livello Ue	Firmato
INSIEME DI CO_2, CH_4, N_2O, SF_6, HCF, PFC	555 MtonCO_2eq. (1990)	- 6,5 per cento al 2008-2012 *(protocollo di Kyoto, 1998)*	Da ratificare (cfr. delibera Cipe pubblicata su GU n.33 del 10.2.1999)
SO_2	3800 kton (1980)	-30 per cento entro il 31.12.1993 *(protocollo di Helsinki, 1985)*	Ratificato con legge 27.10.88 n. 487 Recepito con DM 105/87: • impianti elettrici: -30 per cento entro il 1990
	Riduzioni *complessive* riferite *al parco termoelettrico "esistente"* al 1.7.1988 (impianti di potenza >50 MW), rispetto alle emissioni del 1980	• -27 per cento nel 1993 • -39 per cento nel 1998 • -63 per cento nel 2003 (Direttiva 88/609/CE)	Recepita (D.M. 8/5/89): • -30 per cento nel 1993 • -39 per cento nel 1998 • -63 per cento nel 2003 Linee guida 12.7.90: graduale adeguamento impianti termoelettrici *in esercizio* a limiti fissati per i nuovi impianti (SO_2, NO, e polveri) secondo scadenze prestabilite: • 35 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 31.12.1997 • 60 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 31.12.1999 • 100 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 21.12.2002
SO_2	3800 kton (1980)	• -65 per cento entro il 2000 • -73 per cento entro il 2005 *(protocollo di Oslo, 1994)*	Firmato nel giugno 1994
NO_x	1793 kton (1987)	Stabilizzazione entro il 31.12.1994 *(protocollo di Sofia, 1988)*	Ratificato con legge 7.1.92, n.39
	1704 kton (1986)	-30 per cento entro il 1.1.1998 *(Dichiarazione di Sofia, 1991)*	Sottoscritta
	Riduzioni *complessive* riferite al *parco termoelettrico "esistente"* al 1.7.1988 (impianti di potenza > 50MW)	• -2 per cento nel 1993 • -26 per cento nel 1998 (Direttiva 88/609/CE)	Recepita (D.M. 8/5/89): • -2 per cento nel 1993 • - 30 per cento nel 1998 Linee guida 12.7.90: graduale adeguamento impianti termoelettrici *in esercizio* a limiti fissati per i nuovi impianti (SO_2, NO, e polveri) secondo scadenze prestabilite: • 35 per cento della potenza termoelettrica entro il 31.12.1997 • 60 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 31.12.1999 • 100 per cento della potenza termoelettrica esistente entro il 21.12.2002
COVNM	1879 kton (1990)	-30 per cento entro il 31.12 1999 *(protocollo di Ginevra, 1991)*	Ratificato con legge 12.4.1995, n.146

Strumenti di contenimento delle emissioni adottati in Europa

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

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

Queste tendenze sono particolarmente evidenti nel settore energetico.

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

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

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

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

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

La mancanza di una sufficiente concorrenza nei settore dell'energia elettrica e del gas ha contribuito a limitare l'interesse degli operatori verso questi meccanismi. Il processo di liberalizzazione potrà dunque stimolare una maggiore attenzione, contribuendo a potenziarne l'efficacia qualora essi venissero introdotti.

Recenti indagini condotte da organismi internazionali evidenziano anche un crescente ricorso agli accordi volontari tra imprese e pubblica amministrazione. Con gli accordi volontari le *utilities* si impegnano a raggiungere determinati obiettivi di contenimento delle emissioni e/o di miglioramenti di efficienza nell'utilizzo delle risorse a fronte di incentivi di varia natura (dalla semplice "immagine verde" - con potenziali risvolti positivi sulla domanda - a esenzioni fiscali o alla garanzia di non introduzione di regolamentazioni ambientali più restrittive da parte della pubblica amministrazione a fronte del conseguimento di determinati obiettivi ambientali[7]).

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

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

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

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

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

L'incentivazione delle fonti rinnovabili in Europa

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

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

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

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

Gli strumenti per il superamento delle barriere tecnologiche e di mercato

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

novabili favorisce anche la massimizzazione del potenziale di mercato di queste tecnologie, attraverso miglioramenti nell'affidabilità e riduzione dei costi.
Gli strumenti più utilizzati per ridurre o eliminare le barriere di mercato allo sviluppo delle fonti rinnovabili sono rappresentati da interventi volti ad assicurare rapporti di prezzo equi tra le varie tecnologie di generazione, intervenendo sui loro prezzi relativi: rimozione di eventuali sussidi a favore di fonti energetiche convenzionali (fonti fossili) e internalizzazione delle esternalità ambientali connesse al loro utilizzo.
Il primo tipo di interventi consente di riportare il prezzo marginale di mercato delle tecnologie non rinnovabili (mantenuto artificialmente basso attraverso sussidi governativi) al livello del loro costo marginale privato di produzione (cosiddette politiche di *private cost pricing*). Si tratta di misure che hanno caratterizzato la prima fase di intervento nei paesi europei e dell'area Ocse più in generale, fase che si può considerare in larga parte avviata a conclusione.
Il secondo tipo di intervento mira ad avvicinare il più possibile il prezzo di mercato delle tecnologie convenzionali - quelle da fonti fossili - al loro costo sociale (costo privato di produzione e valore delle esternalità: cosiddette politiche di *full cost pricing*). Gli strumenti più diffusi all'interno dell'Unione europea per questo tipo di interventi sono le tasse ambientali.
La *carbon tax* recentemente introdotta in Italia con la legge finanziaria 1999 va nella stessa direzione, coniugando obiettivi di carattere ambientale con altri di natura economica e occupazionale. Nei paesi che hanno introdotto *energy/carbon tax* come la Danimarca e l'Olanda sono previste esenzioni o rimborsi dell'imposizione energetica per le fonti rinnovabili.

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

Le forme di intervento più innovative per la promozione delle fonti rinnovabili si sono sviluppate in risposta all'esigenza di superare le barriere istituzionali, politiche e legislative che ne ostacolano la penetrazione sui mercati, o di stimolare la creazione di un mercato per accrescere la diffusione delle tecnologie che sono già o quasi convenienti - favorendo gli investimenti, consentendo la realizzazione di economie di scala, promuovendo la raccolta e la diffusione delle informazioni commerciali sulle tecnologie stesse.
La tavola 1.6 riassume i principali meccanismi in uso dei vari paesi europei (ed extra europei). Tra gli strumenti impiegati in Europa rientrano le politiche di stimolo del mercato come le politiche di acquisto garantito con o senza prezzi incentivanti, gli accordi volontari e il *green pricing*.
Le politiche di acquisto garantito prevedono una garanzia di acquisto di una determinata quantità di energia da fonte rinnovabile. Nella maggior parte delle esperienze in corso, la garanzia dell'acquisto dell'energia prodotta è affiancata

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

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

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

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

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

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

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

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

Fonte: Aie

Non-Fossil Fuel Obligation

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

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

CAPACITÀ CONTRATTATA (MW)	NFFO1 (1990)	NFFO (1991)	NFFO3 (1994)	NFFO4 (1997)	NFFO5 (1998)	TOTALE
Eolico	12	84	146	330	340	912
Eolico (piccola taglia)			20	10	28	58
Idroelettrico (piccola taglia)	12	11	14	13	9	59
Biogas da discarica	36	48	82	174	314	654
Biogas da acque reflue	6	27				33
Comb.rifiuti (tradizionale)	41	272	241			554
Comb.rifiuti (letto fluido)				126	416	542
Comb.rifiuti (cogenerazione)				115	70	185
Biomasse (combustione)	45	30	104			179
Biomasse (gassificazione)			19	67		86
Biogas da rifiuti agricoli				7		7
TOTALE	152	472	626	842	1.177	3.270

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

Le fonti rinnovabili: innovazioni normative in Italia e in Europa

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

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

TAV. 1.8 AGEVOLAZIONI ALLE FONTI RINNOVABILI

	DLGS 19 MARZO 1999, N. 79	BOZZA DI DIRETTIVA UE
DEFINIZIONE FONTI RINNOVABILI (FR)	Nessuna restrizione per gli impianti idroelettrici (art. 2.15)	• Sono esclusi gli impianti idroelettrici di potenza superiore a 10 MW (art. 2)
CONCORRENZA TRA FR	• Non prevista esplicitamente • Art. 11.6 prevede che il Cipe fissi obiettivi pluriennali per fonte	• Condizione obbligatoria (art. 3.1)
OBBLIGHI CONNESSI AL LIVELLO MINIMO DI CONSUMO (LMC)	• Obbligo di immettere in rete almeno il 2 per cento della producibilità aggiuntiva realizzata ogni anno (al netto dei primi 100 GWh, dell'energia cogenerata, auto-consumata in centrale ed esportata) (art. 11.1) • a partire dal 2001 possibile introduzione di quote più elevate per gli anni successivi al 2002 (art. 11.5)	• (art. 5) è previsto un duplice livello: - l'elettricità da FR deve essere almeno il 5 per cento dei consumi totali netti (produzione + import – export) - il consumo elettrico da FR deve essere almeno il 3 per cento in più rispetto al livello registrato nel 1996 • a partire dal 2005 • possibile introduzione di un LMC più elevato dal 2010 (comma 2)
SOGGETTO SU CUI GRAVA L'OBBLIGO DEL LMC	• Tutti i produttori e gli importatori (art. 11.2)	• Tutti i consumatori elettrici (inclusi gli autoproduttori)
CREAZIONE DI "CERTIFICATI VERDI"	• Concessa facoltà di acquisto per ottemperare all'obbligo relativo al LMC (art. 11.3)	• Obbligatoria, con riconoscimento reciproco tra Stati membri (art. 4)
PROCEDURE DI GARA	• Previste, a carico di regioni e province autonome, per l'incentivazione delle FR (art. 11.6)	
OBBLIGO DI UTILIZZO PRIORITARIO	• Previsto (art. 3.3 e art. 11.4)	
LIBERTÀ DI CIRCOLAZIONE TRA STATI MEMBRI PER RISPETTARE IL LMC		• Obbligatoria

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

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

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

Origini ed evoluzione dei programmi di *DSM*

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

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

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

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

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

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

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

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

Recuperi di efficienza energetica e loro potenziale

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

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

Barriere all'efficienza energetica, liberalizzazione e regolazione

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Il legislatore italiano, nella definizione dei lineamenti istituzionali e delle competenze delle autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità attuato con la legge n. 481/95, ha voluto prestare un'attenzione particolare agli obiettivi di uso efficiente delle risorse. Questi rientrano con la tutela sociale e ambientale fra le finalità generali con cui devono essere armonizzati gli obiettivi economico-finanziari sottostanti alla regolazione tariffaria. In particolare, l'Autorità deve tenere conto, nella definizione dei parametri della formula tariffaria, dei costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse (art. 2, comma 19, lettera c).
Nelle *Linee guida* per la definizione del nuovo ordinamento per le tariffe di fornitura di energia elettrica, definite in forma di proposte per la consultazione dall'Autorità nel marzo del 1998 (*cfr.* Capitolo 4 e *Relazione* annuale sul 1997) si proponeva, in coerenza con il dettato legislativo, il riconoscimento in tariffa di una componente mirata agli interventi di controllo e gestione della domanda di energia.

Le *Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione dei gas serra*, approvate con delibera Cipe del 19 novembre 1998, assegnano a interventi di contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, abitativo e terziario un obiettivo di riduzione pari a poco meno del 26 per cento di quello complessivo (da un minimo di 24 ad un massimo di 29 milioni di tonnellate di CO_2 equivalente nel periodo 2008-2012). Di particolare rilevanza per la riduzione dei consumi energetici saranno i provvedimenti relativi a:

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

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

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

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

La normativa italiana

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

Il decreto fissa due tipi di limiti:

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

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

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

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

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

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

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

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

L'esperienza internazionale

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

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

TAV. 1.9 VALORI STABILITI NELLA NORMATIVA INTERNAZIONALE

	POPOLAZIONE				ADDETTI			
	esposizione prolungata		poche ore		giornata lavorativa		poche ore	
	Campo elettrico (kV/m)	Campo magn. (μT)	Campo elettrico (kV/m)	Campo magn. (μT)	Campo elettrico (kV/m)	Campo magn. (μT)	Campo elettrico (kV/m)	Campo magn. (μT)
IRPA/ICIRC	5	100	10	1.000	10	500	30	5.000
CENELEC			10	640	25	1.600		
AUSTRALIA	5		10					
AUSTRIA	5	100	10		10	1.000	30	5.000
BELGIO	5		10					
GERMANIA	5	100						
GIAPPONE			3					
ITALIA	5	100	10	1.000				
POLONIA	1		10		15		20	
RUSSIA	0,5		15			1 800		7 500
UK	2,56		12	2.000			30	
USA:								
FLORIDA	2	15-20	10					
MONTANA	1		7					
NEW YORK	1,6	20	7-11					
REGIONE VENETO *	*0,5*	*0,2*						

* attualmente sospesa.

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

Il riordino della fiscalità energetica nella Finanziaria per il 1999

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

Nel contesto della manovra finanziaria per l'anno in corso il Governo ha apportato rilevanti modifiche alla struttura dell'imposizione gravante sull'energia.

L'innovazione di maggiore rilievo è stata la rimodulazione delle aliquote delle imposte di consumo e di fabbricazione e la loro estensione a combustibili finora non soggetti a tassazione, allo scopo di cogliere finalità ambientali (la cosiddetta *carbon tax*). L'intervento è volto al contenimento delle emissioni inquinanti contribuendo, per questa via, al rispetto degli impegni assunti dall'Italia nell'ambito del protocollo di Kyoto.

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

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

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

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

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

L'obiettivo della riforma è duplice:

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

Il provvedimento stabilisce le aliquote obiettivo delle accise da raggiungere nel 2005, prevedendo che tali valori siano conseguiti con innalzamenti progressivi nel periodo compreso fra il 1999 e il 2005. Per i prodotti destinati alla generazione di energia elettrica, l'adeguamento annuale nel periodo intermedio dovrà essere contenuto tra il 5 e il 20 per cento della differenza tra le aliquote vigenti e quelle di regime, da raggiungere entro l'1 gennaio 2005. Tali aumenti verranno stabiliti di anno in anno in base all'andamento delle emissioni di CO_2, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta della Commissione per lo sviluppo sostenibile, istituita presso il Cipe.

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

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

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

L'origine della misura

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

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

In vista della definizione dell'intervento, era stata valutata l'ipotesi di un'applicazione generalizzata di un prelievo, con struttura proporzionale al contenuto calorico e alla CO_2, in sostituzione dell'attuale modello di accise, sotto il vincolo di invarianza di gettito. L'esame delle conseguenze di questa soluzione indicava che essa avrebbe in realtà comportato un aumento, non una riduzione, del livello tendenziale delle emissioni, conseguenza degli effetti positivi, sebbene frutto di scelte non sempre consapevoli, di tutela ambientale del prelievo esistente. Il Governo ha pertanto optato per un riallineamento della struttura del prelievo con le indicazioni contenute nella proposta di direttiva europea. Questa riferisce il peso delle accise al contenuto calorico dei combustibili, con differenziazioni settoriali.

Nella misura emanata, l'adozione di un criterio di progressività del tributo rispetto al contenuto di CO_2 determina prelievi variabili tra prodotti e tra settori (civile, trasporti, industria, termoelettrico), anche in relazione alle ipotesi di compensazione di gettito.

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

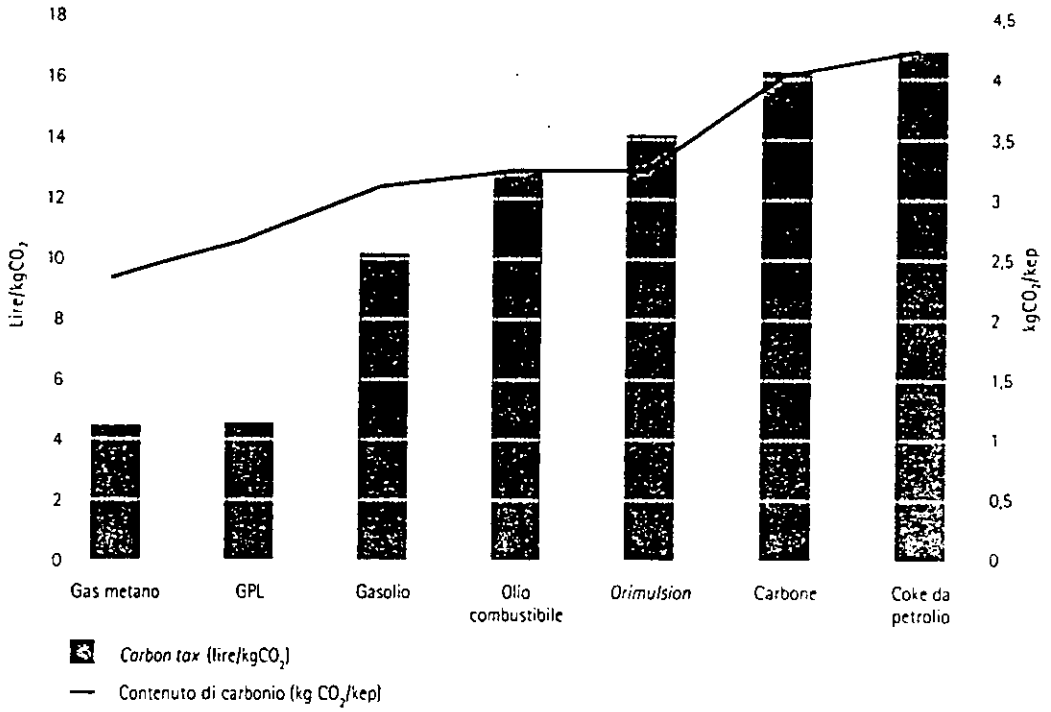
Struttura della *carbon tax*

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

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

La componente 'ambientale' delle nuove accise è strutturata in maniera tale da tassare in modo progressivo il contenuto di CO_2 a partire da quello relativo al metano, assunto come termine di riferimento (Fig. 1.2). In termini relativi e rispetto al potere inquinante teorico, misurato da coefficienti "stechiometrici", risultano particolarmente agevolati l'impiego del metano nella generazione elettrica - soggetto all'aliquota di 8,7 lire/mc nel caso di produzione e di 0,5 lire/mc nel caso di autoproduzione - e del Gpl, assoggettato all'aliquota di 26.370 lire/ton (1.300 lire/ton nel caso di autoproduzione).

FIG. I.2 ALIQUOTE DELLA *CARBON TAX* A REGIME PER LA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ (LIRE/KGCO_2) E CONTENUTO DI CARBONIO DEI DIVERSI COMBUSTIBILI FOSSILI



Ulteriori innovazioni nella fiscalità sull'energia

Ulteriori innovazioni nella normativa della fiscalità energetica hanno riguardato le imposte di consumo sull'energia elettrica autoprodotta e sul gas metano. Il disegno di legge collegato alla legge Finanziaria ha rimodulato le aliquote dell'imposta erariale a carico degli autoconsumi di energia elettrica prodotta dagli autoproduttori, equiparandone il trattamento con quello dei normali produttori di energia elettrica. L'intervento, che riprende contenuti inizialmente inseriti nella bozza di decreto sul riassetto del mercato elettrico, fissa il livello delle aliquote di imposta gravante sugli autoconsumi come indicato nella tavola I.11. Per effetto di tale provvedimento, l'autoproduzione di energia elettrica continua a godere di un trattamento preferenziale. L'agevolazione, sebbene meno generosa di quella precedentemente in vigore, rimane ancora di notevole portata e non sembra più giustificarsi nel contesto di un'effettiva apertura concorrenziale del mercato elettrico.

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

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

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

Fonte: Normativa nazionale

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

L'introduzione della *carbon tax* produce effetti di un certo rilievo sul costo dei combustibili nella produzione termoelettrica, modificando le convenienze relative. Assumendo prezzi e consumi costanti ai livelli del 1997, un rendimento medio del parco di generazione del 38 per cento e utilizzando dati di fonte Enel relativi al costo attuale dei combustibili per kWh prodotto, l'accisa determina - a regime - un aumento del costo marginale di generazione con carbone di quasi il 40 per cento, con olio combustibile (al netto della pre-esistente accisa sugli oli minerali) del 6,3 per cento e con gas naturale del 3 per cento.
La proposta comporta aumenti graduali del gettito complessivamente derivante dalle accise energetiche. Sulla base di stime del Ministero delle finanze, il gettito complessivo derivante dalla *carbon tax* dovrebbe essere pari a circa 11.500 miliardi a regime, di cui circa 2.000 nel 1999. Per quanto riguarda il settore elettrico il gettito delle misure proposte a regime ammonterebbe a circa 800 miliardi di lire l'anno (100 nel primo anno), di cui circa 700 per quanto riguarda l'Enel.
Secondo stime del Ministero dell'ambiente, la nuova tassa dovrebbe consentire di abbattere 12 milioni di ton. di CO_2 a regime, pari a circa il 12 per cento dell'impegno di riduzione assunto dall'Italia in sede europea, collegato agli impegni delineati nel protocollo di Kyoto.

NOTE

1 Le linee guida approvate da Cipe, pur facendo esplicito riferimento ai cosiddetti "meccanismi di flessibilità" individuati dal protocollo di Kyoto come strumenti integrativi alle azioni nazionali per la riduzione delle emissioni (attraverso la realizzazione di progetti di cooperazione internazionale tra più paesi industrializzati - *Joint Implementation* - di progetti di cooperazione con i paesi in via di sviluppo o di nuova industrializzazione - *Clean Development Mechanism* - o il commercio internazionale dei permessi di emissione - *Emission Trading*) non specificano in termini quantitativi quale potrà essere l'apporto di tali meccanismi al raggiungimento dell'obiettivo concordato dall'Italia. Questo in mancanza di un accordo internazionale in tal senso che si sperava fosse raggiunto nell'ambito della Conferenza di Buenos Aires. La misura in cui questi meccanismi potranno concorrere al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione globale influirà sulla maggiore o minore severità degli obiettivi di riduzione da conseguire entro i confini nazionali. L'orientamento europeo e italiano è che comunque il loro contributo sia piuttosto contenuto rispetto ad interventi all'interno dei confini.

2 Si vedano la *Seconda comunicazione nazionale alla convenzione sui cambiamenti climatici* e la delibera Cipe di attuazione del 3 dicembre 1997.

3 I valori riportati derivano da elaborazioni su dati Aie (1998) e non sono confrontabili con stime di altre fonti, in considerazione delle diverse metodologie di stima utilizzate e utilizzabili. In particolare, i valori di emissione di fonte Aie sono basati sulle statistiche energetiche della stessa Aie (*Energy Balances of Ocse countries*, 1998) e della metodologia di stima delle emissioni dell'IPCC (*Revised 1996 IPCC Giudelines for National Greenhouse Gas Inventories*, IPCC/OECD/AIE Parigi, 1997 - *Guidelines*). Come tali, queste stime possono differire anche da quelle presentate dai vari paesi al Segretariato della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici delle Nazioni Unite (UNFCCC) nell'ambito delle Comunicazioni Nazionali. Ad esempio il Bilancio ambientale Enel 1997 riportava un valore di emissioni specifiche di CO_2 nel 1996 e nel 1990 (per la sola generazione di elettricità da parte di Enel) pari rispettivamente a 636 e 580 g/kWh prodotto.

4 *Libro verde sulle fonti rinnovabili di energia*, elaborato dall'ENEA in collaborazione con i ministeri dell'Industria, dell'Ambiente e della Ricerca scientifica e tecnologica nel luglio 1998, e *Libro bianco sulle fonti rinnovabili*, curato dalla Commissione europea, del 26 novembre 1997.

5 La *Quarta Conferenza delle parti (COP-4) della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici*, tenutosi a Buenos Aires nel novembre 1998, non ha prodotto alcun accordo tra i paesi partecipanti in relazione all'apporto che da questi meccanismi dovrebbe provenire per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione concordati a Kyoto, né al loro funzionamento. Mentre alcuni paesi e l'Unione europea ritengono che si debba porre un tetto

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

6 Di questi, nessuno è di nazionalità italiana, mentre sono presenti progetti di imprese olandesi, danesi, tedesche, svedesi, norvegesi. Si stanno inoltre sperimentando altre iniziative, come quella avviata da *British Petroleum*, consistente nella creazione di un sistema di permessi negoziabili tra i propri stabilimenti anche al fine di meglio comprenderne vantaggi e limiti, in vista di una loro possibile introduzione su più vasta scala.

7 La tassonomia di accordi volontari è vasta. In generale si distingue fra: *a*) accordi di tipo *performance-based*, che prevedono obiettivi legalmente non vincolanti e che non sono esplicitamente stabiliti in alternativa alla introduzione di regolamentazioni ambientali più restrittive; *b*) accordi *target-based*, con obiettivi legalmente vincolanti e/o legati a esenzioni fiscali o garanzie di varia natura; c) accordi cooperativi di ricerca e sviluppo; *d*) accordi di tipo *monitoring and reporting* che prevedono per le imprese impegni di diffusione su larga scala di informazioni relative alla loro *performance* ambientale.

8 Negli USA il programma *Climate Challenge* vede la partecipazione di oltre 600 imprese di servizi e 5 associazioni di categoria in circa 120 accordi di contenimento delle emissioni di gas serra; accordi simili vengono presi all'interno del programma *Climate Wise* e *Greenhouse Challenge*; circa 140 *utilities* elettriche hanno presentato rapporti ambientali nell'ambito del programma *1605b Voluntary GHG Reporting Program* che ha come obiettivo quello di incoraggiare i soggetti coinvolti a implementare e registrare correttamente programmi di riduzione delle emissioni di gas serra; il programma *Energy Star Transformer* incoraggia la produzione e l'impiego di trasformatori ad alta efficienza nei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica; molte *utilities* aderiscono al programma *Green Lights* che promuove l'efficienza energetica incoraggiando investimenti in lampadine ad alta efficienza; *il Voluntary Declarations of the Energy Production Sectors* tedesco prevede impegni unilaterali da parte anche di compagnie elettriche di riduzione delle emissioni di CO_2 o dei consumi energetici di ammontari definiti nel periodo 1990-2005.

9 Si veda la *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta* dell' Autorità per l'energia elettrica e il gas, 30 aprile 1998, Capitolo 2.

10 Un esempio è l'accordo stipulato da un gruppo di *utilities* elettriche olandesi che si sono impegnate a produrre il 3 per cento dell'elettricità da fonti rinnovabili entro il 2000. In Francia l'*Electricité de France* ha stipulato un accordo volontario con l'Agenzia per l'Ambiente e l'Efficienza Energetica nel quale entrambi i soggetti si sono impegnati ad aumentare i flussi di informazione e la cooperazione tra di loro. In Austria esistono accordi volontari che includono il pagamento di un *premium price* per la produzione di elettricità da fonte rinnovabile all'interno di determinate aree urbane. Lo strumento degli

accordi volontari è poi particolarmente diffuso negli Stati Uniti.

11 Al di fuori dell'Unione europea, il *green pricing* è diffuso negli Stati Uniti ed è stato recentemente introdotto anche in Australia.

12 Pianificazione delle attività aziendali mirata fornire i servizi necessari al minimo costo per gli utenti e la società.

13 Energy Saving Trust, *Activity Report* 1997, London e N. Eyre "A golden age or a false dawn? Energy efficency in UK competitive energy market", *Energy Policy*, Vol. 26, n. 12, 1998.

14 *Energy efficency in the European Community: towards a strategy for the rational use of energy* documento della Commissione del marzo/aprile 1998

15 Tali limiti salgono a 10V/m e 1.000 microtesla se l'esposizione è limitata a poche ore al giorno.

16 Il disegno di legge quadro prevede anche l'istituzione di un catasto delle sorgenti fisse dei campi e delle zone di territorio interessate, al fine di stimare i livelli dei campi nell'ambiente, un obiettivo che si prospetta particolarmente oneroso, data l'assenza fino ad oggi di dati certi. L'inventario nazionale si baserà sui catasti che le amministrazioni regionali devono realizzare e gestire, nei limiti delle ordinarie disponibilità di bilancio, per stimare i livelli dei campi nel loro territorio. Sono inoltre previste sanzioni in caso di inosservanza degli obblighi di legge.

17 Commissione delle Comunità europee, *Proposal of a Council Directive, Restructuring the Comunity Framework for the Taxation of Energy Products*, Brussels, 12 marzo 1997, COM(97) 3-Final.

2. STATO DEI SERVIZI: IL SETTORE ELETTRICO

La prospettiva di un unico comune dell'energia rende più stringente il confronto competitivo del settore elettrico all'interno dell'Unione europea. Quasi tutti i paesi membri hanno recepito la Direttiva europea autorizzando alla data del 19 febbraio 1999 soglie di apertura del mercato mediamente superiori a quelle previste dalla stessa.

Sotto il profilo congiunturale, i risultati dell'anno 1998 per l'Italia sono positivi. La domanda è cresciuta in misura superiore al prodotto interno lordo, anche se il consumo medio per abitante di energia elettrica rimane inferiore a quello della media dei paesi Ocse e dei principali paesi dell'Unione europea, confermando l'esistenza di spazi di espansione del settore. La crescita dei prezzi interni dell'energia elettrica si è mantenuta al di sotto del tasso programmato di inflazione definito dal Governo, grazie al calo internazionale dei prezzi del petrolio e al nuovo meccanismo di indicizzazione introdotto con la delibera 26 giugno 1997, n. 70 dell'Autorità.

Le *performance* economico-finanziarie degli operatori del settore sono apparse positive nell'anno 1998. Le buone condizioni di redditività delle imprese, apprezzate dai mercati finanziari nei casi di società quotate, hanno favorito un loro rinnovato dinamismo, in direzione di nuovi investimenti, alleanze con imprese nazionali ed estere e diversificazione produttiva in settori contigui.

Se tuttavia i dati congiunturali sono confortanti, la comparazione dei prezzi e degli standard di efficienza, qualità, sicurezza e sostenibilità ambientale del servizio elettrico nazionale con i paesi europei più evoluti pone in evidenza alcune debolezze sul piano strutturale.

I prezzi dell'energia elettrica continuano ad essere elevati in Italia sia per le utenze industriali, sia per quelle domestiche. Risultano particolarmente svantaggiate rispetto alla media europea le utenze industriali di piccola e media dimensione e le utenze domestiche con consumi elevati. Le disparità di prezzo tra tipologie di utenza in Italia indica l'esistenza di sussidi incrociati.

La composizione del parco di generazione, di età media elevata (20 anni) e caratterizzata da impianti ad olio combustibile, concorre a ridurre i rendimenti complessivi. La modesta efficienza del parco termoelettrico nazionale si ripercuote sui livelli di emissioni, unitarie e specifiche, assai più elevati di quelli che si registrano in altri paesi europei.

Sul piano degli standard di qualità, la rilevazione dell'Autorità dello stato di attuazione della Carta dei servizi e, contestualmente, dello stato della qualità, ha fatto emergere divari di qualità e di continuità del servizio elettrico tra aree urbane e rurali, tra Nord, Centro e Mezzogiorno, e tra diverse tipologie di fornitori.

I mercati della generazione e della distribuzione continuano a presentare un grado di concentrazione elevato; il maggior operatore, l'Enel Spa, ne controllava nel 1998 rispettivamente il 72,7 per cento e l'83,4 per cento. Nella generazione la quota dell'Enel Spa si è ridotta del 2 per cento rispetto al 1997 a favore dei produttori indipendenti e autoproduttori, mentre nella distribuzione la ripartizione delle quote non si è modificata in maniera significativa. La concorrenza è ancora ostacolata da regimi economici della produzione che favoriscono alcune tecnologie a scapito di altre.

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO

La congiuntura settoriale

La domanda

Secondo stime preliminari fornite dall'Enel, la richiesta di energia elettrica ha toccato nel 1998 il valore di 279,6 TWh, con un aumento di circa il 3 per cento sull'anno precedente (271,3 TWh), superiore, come nel 1997, a quello del PIL (Tav. 2.1). Si tratta di un incremento inferiore a quello registrato nel 1997 (3,7 per cento), ma più elevato di quello medio nel decennio 1998-88 (2,4 per cento). Il rallentamento della domanda rispetto al 1997 riflette soprattutto la forte frenata dell'espansione produttiva nella seconda parte dell'anno. Come conseguenza, l'intensità elettrica è cresciuta dell'1,5 per cento, contro una crescita dell'1,7 per cento nel 1997.

L'offerta

Nello stesso anno, in base a dati preliminari, la produzione netta di energia elettrica è stata di circa 247,2 TWh (Tav. 2.1). Quasi l'80 per cento della generazione è di origine termica convenzionale; la produzione idroelettrica ha inciso per il 18 per cento, mentre gli apporti delle fonti eoliche, solari e geotermiche hanno superato l'1 per cento.

La crescita della produzione termoelettrica e di quella idroelettrica sono stati rispettivamente del 3,6 e del 2 per cento, mentre la produzione da fonti rinnovabili e assimilate è cresciuta del 21,5 per cento, toccando i 33,2 TWh, di cui 7,0 TWh riferibili all'Enel (cresciuti del 20,8 per cento) e 26,2 TWh di produttori terzi (21,6 per cento).

Rispetto all'anno 1997, la produzione netta è aumentata nel 1998 del 3,3 per cento. L'incremento è attribuibile soprattutto alla maggiore quantità di energia prodotta da operatori diversi dall'Enel e alle importazioni, aumentate rispettivamente del 3,4 per cento e del 4,5 per cento. Alla disponibilità interna concorro-

TAV. 2.1 BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

1998; GWh

	1998	1997	VARIAZIONE %
PRODUZIONE IDROELETTRICA LORDA	47.462	46.552	2,0
PRODUZIONE TERMOELETTRICA LORDA	208.085	200.881	3,6
PRODUZIONE GEOTERMOELETTRICA LORDA	4.214	3.905	7,9
PRODUZIONE EOLICA E FOTOVOLTAICA LORDA	202	124	62,9
TOTALE PRODUZIONE LORDA	**259.963**	**251.462**	**3,4**
ENERGIA DESTINATA AI SERVIZI DELLA PRODUZIONE	12.750	12.174	4,7
TOTALE PRODUZIONE NETTA	**247.213**	**239.288**	**3,3**
RICEVUTA DA FORNITORI ESTERI	41.632	39.827	4,5
CEDUTA A CLIENTI ESTERI	901	995	-9,4
DESTINATA AI POMPAGGI	8.344	6.728	24,0
RICHIESTA TOTALE ITALIA	**279.600**	**271.392**	**3,0**

Fonte: Dati provvisori Enel per il 1998

no inoltre per circa il 14 per cento importazioni nette per oltre 40.000 GWh. Le quantità importate sono state per il 52,7 per cento di provenienza elvetica e per il 39,6 per cento francese; il restante 7 per cento è affluito dall'Austria e dalla Slovenia. Rispetto al 1997, sono aumentate soprattutto le importazioni dalla Svizzera (più 7,7 per cento).

Generazione

Le quote di mercato dei vari operatori nella generazione si sono lievemente modificate nel corso del 1998. La quota di mercato di Enel nella produzione netta si è ridotta passando dal 74,5 al 72,7 per cento. Gli autoproduttori hanno visto aumentare la loro quota dal 21 per cento al 22,6 per cento, mentre le imprese elettriche locali sono rimaste stabili al 3,7 per cento e le altre imprese hanno aumentato la loro presenza di 0,2 punti percentuali (Fig. 2.1). L'aumento delle quote di mercato trova un riflesso in quello del numero di operatori. Nel 1998 sono entrati nel mercato nuovi produttori privati, con produzioni da fonti rinnovabili e assimilate, che godono di incentivazioni sulla base della legge 9 gennaio 1991, n. 9 e del provvedimento Cip 29 aprile 1992, n. 6. Questi produttori vendono integralmente l'energia elettrica prodotta all'Enel e sono stati classificati tra le "altre imprese".

Numero e natura degli operatori nel settore elettrico

Complessivamente nel 1998 sono state censite 1.430 imprese elettriche (inclusa l'Enel) con un incremento del 5,1 per cento rispetto al 1997.

Secondo la terminologia attualmente adottata dal Sistan (Sistema statistico nazionale), ai fini della rilevazione dei dati statistici sul settore elettrico nazionale si distinguono tre tipologie di operatori, oltre all'Enel:

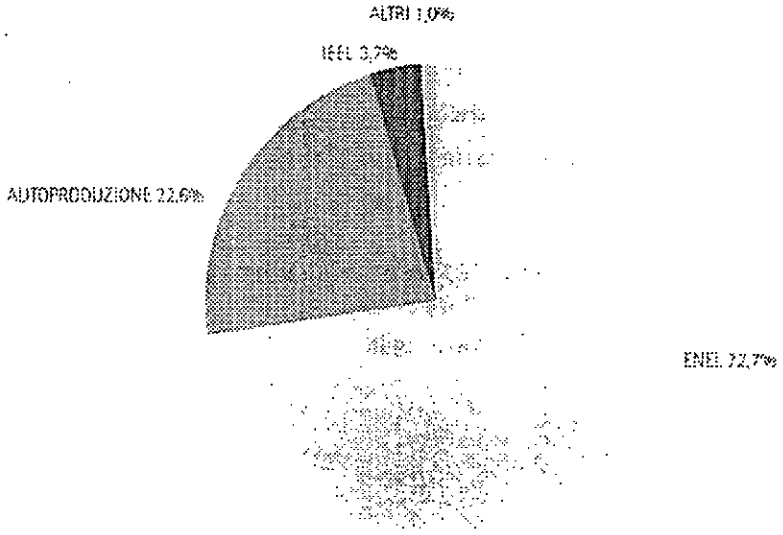
- *autoproduttori*: imprese che svolgono attività di produzione di energia elettrica prevalentemente per usi propri o di altre imprese consociate o consorziate. Nel 1998 sono stati censiti 610 autoproduttori, in larga misura società a prevalente capitale privato;
- *aziende municipalizzate*: imprese elettriche locali, che distribuiscono in sede locale e/o producono energia elettrica. Nel 1998 sono state censite 165 aziende municipalizzate.
- *altre imprese*: imprese private, non classificate nelle categorie precedenti, che distribuiscono in sede locale e/o producono energia elettrica. Nel 1998 sono state censite 654 "altre imprese". In prevalenza società di capitali proprietarie di piccoli impianti di derivazione idroelettrica.

La suddetta classificazione fu definita, all'epoca, sulla base della legge di nazionalizzazione del settore elettrico nazionale, legge 6 dicembre 1962, n. 1643, e dovrà essere aggiornata alla luce del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 sul riassetto del settore elettrico.

Distribuzione e vendita

Nella distribuzione e venditala ripartizione delle quote di mercato dei maggiori operatori è rimasta sostanzialmente invariata. L'Enel si è attestata su una quota dell'83,4 per cento (meno 0,1 per cento rispetto all'anno precedente), mentre le imprese elettriche locali, le altre imprese, considerate congiuntamente, e gli autoproduttori hanno coperto rispettivamente una quota del 6,4 per cento (meno 0,1 per cento rispetto al 1997), del 10,2 per cento (più 0,2 per cento rispetto al 1997).

FIG. 2.1 QUOTE DI MERCATO NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA
Anno 1998



Fonte: Elaborazioni su dati Enel

Occupazione

Secondo dati di contabilità nazionale, l'occupazione nel settore elettrico supera le 100.000 unità nel 1998. Rispetto all'anno precedente si è registrata una contrazione del 4,2 per cento che conferma una tendenza al ridimensionamento occupazionale avviata nei primi anni del decennio. Il valore aggiunto ai prezzi di mercato del settore (comprensivo del comparto del vapore, secondo la classificazione adottata dalla contabilità nazionale), ha contribuito nello stesso anno per il 6,2 per cento alla formazione del valore aggiunto dell'industria in senso stretto e per l'1,7 per cento a quello nazionale totale (al netto dei servizi bancari imputati). Il valore è stato superiore del 4,6 per cento rispetto a quello registrato nel 1997 (più 7,8 per cento a prezzi 1995).

Consumo di fonti energetiche primarie

Come mostra la tavola 2.2, i consumi primari per la produzione di energia termoelettrica sono prevalentemente orientati verso la fonte petrolifera. Degli oltre 200 TWh termici prodotti in Italia nel 1998, circa 100 provengono da prodotti petroliferi, oltre 70 dal gas metano, 23 dal carbone e i residui 10 da altre fonti, come l'*orimulsion*.

Nel 1998 i prodotti petroliferi, che concorrono a soddisfare il 50 per cento dei fabbisogni dell'intera produzione termoelettrica (tale quota era nel 1997 pari al 56,4 per cento), hanno registrato una diminuzione dell'8,7 per cento nei consumi, cui ha corrisposto una minor produzione di energia elettrica pari a 9,5 GWh rispetto all'anno precedente. Il consumo di carbone, che soddisfa l'11 per cento della produzione termoelettrica (10,2 per cento nel 1997) è aumentato di

quasi il 16 per cento. Anche il consumo di gas naturale, pari al 34 per cento del fabbisogno della produzione termoelettrica (30,2 per cento nel 1997), è aumentato, passando da 14 miliardi di mc nel 1997 a 16,6 miliardi di mc nel 1998. Gli altri combustibili hanno coperto la quota residua del 5 per cento della produzione termoelettrica tradizionale, facendo registrare un eccezionale aumento che riflette l'avvio dell'utilizzo dell'*orimulsion*.

TAV. 2.2 CONSUMI DI COMBUSTIBILI NELLA PRODUZIONE E PRODUZIONE PER TIPO DI COMBUSTIBILE

Anno 1998

FONTI	CONSUMI DI COMBUSTIBILE 1998	CONSUMI DI COMBUSTIBILE VARIAZIONE % 98/97	PRODUZIONE LORDA ELETTRICITÀ PRODOTTA (TWh)	PRODUZIONE LORDA VARIAZIONE % 98/97
CARBONE (migliaia di tonnellate)	8.408	15,9	23,3	13,5
PRODOTTI PETROLIFERI (migliaia di tonnellate)	22.306	-8,7	103,8	-8,4
GAS METANO (milioni di mc)	16.576	18,5	71,4	17,7
ALTRI	ND	-	9,6	49,0
TOTALE	-	-	208,1	3,6

Fonte: Elaborazione su dati Enel

Struttura dei consumi finali per classi e tipologie di utenza

I dati sui consumi finali di energia elettrica disaggregati per tipologia di consumo sono disponibili solo sino al 1997. Il numero complessivo degli utenti allacciati alla rete elettrica nel 1997 è stato di 31,5 milioni. Le utenze domestiche rappresentano il 78,3 per cento del totale e le utenze commerciali e industriali (per usi in locali e luoghi diversi dalle abitazioni) la quota restante del 21,7 per cento. In termini di quantità vendute (misurate in GWh), le percentuali si invertono e l'utenza di tipo industriale copre oltre il 75 per cento dell'intera energia venduta (Tav. 2.3). Il maggior numero di utenti domestici, facendo riferimento alle sole utenze Enel (Tav. 2.4), ricade nella classe di potenza fino a 3 kW residenti (80,2 per cento degli utenti domestici e 62,6 per cento di quelli totali) che assorbe anche la quota maggiore dell'energia venduta (87,8 per cento dei consumi domestici e 19,8 per cento di quelle totali): gli utenti industriali sono più numerosi nella classe di potenza fino a 30 kW, mentre i quantitativi di consumo più elevati vengono fatti registrare dalla classe con potenza oltre 500 kW (51,6 per cento dei consumi industriali e 37 per cento dei consumi totali).

TAV. 2.3 NUMERO DI UTENTI E ENERGIA VENDUTA PER TIPOLOGIA DI UTENZA COMPLESSIVA NEL 1997

	UTENTI		ENERGIA VENDUTA	
	NUMERO	%	GWh	%
TOTALE USI DOMESTICI	24.633.816	78,3	53.871	24,3
TOTALE USI IN LOCALI E LUOGHI DIVERSI DALLE ABITAZIONI	6.828.703	21,7	167.688	75,7
TOTALE GENERALE	31.462.519	100,0	221.559	100,0

Fonte: Elaborazioni su dati Enel e IEEL

TAV. 2.4 NUMERO DI UTENTI E ENERGIA VENDUTA PER TIPOLOGIA DI UTENZA ENEL NEL 1997

	UTENTI		ENERGIA VENDUTA	
	NUMERO	%	GWh	%
ILLUMINAZIONE PUBBLICA	121.589	0,4	4.524	2,1
USI DOMESTICI				
FINO A 3 KW RESIDENTI	18.095.826	62,6	43.465	19,8
FINO A 3 KW NON RESIDENTI	3.785.585	13,1	3.047	1,4
TOTALE FINO A 3 KW	*21.881.411*	*75,7*	*46.512*	*21,2*
OLTRE 3 KW	686.233	2,4	3.010	1,4
TOTALE USI DOMESTICI	22.567.644	78,1	49.522	22,6
USI IN LOCALI E LUOGHI DIVERSI DALLE ABITAZIONI				
CLASSI DI POTENZA:				
FINO A 30 KW	6.015.182	20,8	28.503	13,0
DA 30 A 500 KW	199.526	0,7	42.551	19,4
OLTRE 500 KW	9.122	0,0	81.044	37,0
TOTALE USI IN LOCALI E LUOGHI DIVERSI DALLE ABITAZIONI	6.223.830	21,5	156.888*	71,6
RIVENDITORI NAZIONALI	142	0,0	8.158	3,7
TOTALE UTENTI NAZIONALI	28.913.205	100,0	219.092	100,0
FORNITURE ALL'ESTERO	-	-	*172*	-
TOTALE	28.913.205	100,0	219.264	100,0

* Comprende energia venduta a FF.SS.

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

Da un punto di vista geografico e settoriale, i consumi di energia elettrica riflettono il modello di specializzazione e il grado di sviluppo economico dell'Italia. L'Italia meridionale e insulare assorbe il 26,3 per cento dei consumi, a fronte di una popolazione pari al 40 per cento del totale e di un PIL pari a circa il 25 per cento di quello nazionale. Il consumo pro-capite medio annuo è di 4.536 kWh, mentre nelle regioni meridionali e insulari tale valore è inferiore del 28 per cento, pari a 3.266 kWh. Rispetto al 1997, la crescita delle regioni meridionali e insulari è stata inferiore a quella delle regioni del Nord, e in particolare del Nord Est, dove i tassi di crescita dei consumi sono molto sostenuti (3,9 per cento).

Il settore industriale assorbe la quota maggiore dei consumi, le industrie non di base (alimentare, tessile-abbigliamento, calzature, meccanica, mezzi di trasporto, plastica e gomma, legno e mobilio e altre manifatturiere) rappresentano il 50,7 per cento dei relativi consumi. Tra i settori economici, il terziario fa registrare la maggiore variazione rispetto al 1997 in termini di consumi (4,4 per cento), seguita dall'industria non di base (3,8 per cento), mentre il settore domestico presenta la minore variazione (1,2 per cento) (Tav. 2.5).

TAV. 2.5 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER RIPARTIZIONE GEOGRAFICA E SETTORE DI UTILIZZO.

Anno 1998; consumi in GWh, variazione percentuale 1998/97 e quota rispetto ai consumi totali

SETTORE DI UTILIZZO	ITALIA SETT.	NORD-OVEST	NORD EST	ITALIA CENTR.	ITALIA MERID.	ITALIA INSUL.	TOTALE ITALIA	%
CONSUMI IN GWh								
Agricoltura	2.383	922	1.461	651	919	532	4.485	1,7
Industria di base	*38.303*	*21.501*	*16.802*	*10.581*	*10.703*	*8.502*	*68.089*	*26,1*
Industria non di base	*46.746*	*29.334*	*17.412*	*9.680*	*9.130*	*4.363*	*69.919*	*26,8*
Totale industria	85.049	50.835	34.214	20.261	19 833	12.865	138.008	52,9
Terziario	31.432	18.003	13.429	13.557	9.562	4.873	59.424	22,8
Domestico	27.224	16.096	11.128	12.046	12.674	7.239	59.183	22,7
TOTALE CONSUMI	146.088	85.856	60.232	46.515	42 988	25.509	261.100	100,0
VARIAZIONE PERCENTUALE								
Agricoltura	4,5	2,9	5,5	4	-3,6	7,9		3,0
Industria di base	*3,0*	*3,3*	*2,6*	*1,7*	*6,8*	*-4,4*		*2,4*
Industria non di base	*3,7*	*2,9*	*5,2*	*4*	*3,5*	*4,2*		*3,8*
Totale industria	3,4	3,1	3,9	2,8	5,3	-1,7		3,1
Terziario	4,7	4,9	4,6	3,6	4,1	4,9		4,4
Domestico	2,7	2,3	3,2	0,8	-0,5	-0,8		1,2
TOTALE CONSUMI	3,6	3,3	3,9	2,5	3,0	-0,1		2,9
QUOTA PERCENTUALE RISPETTO AI CONSUMI TOTALI								
Agricoltura	53,1	20,6	32,6	14,5	20,5	11,9		100,0
Industria di base	*56,3*	*31,6*	*24,7*	*15,5*	*15,7*	*12,5*		*100,0*
Industria non di base	*66,9*	*42,0*	*24,9*	*13,8*	*13,1*	*6,2*		*100,0*
Totale industria	61,6	36,8	24,8	14,7	14,4	9,3		100,0
Terziario	52,9	30,3	22,6	22,8	16,1	8,2		100,0
Domestico	46,0	27,2	18,8	20,4	21,4	12,2		100,0
TOTALE CONSUMI	56,0	32,9	23,1	17,8	16,5	9,8		100,0

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

Elasticità della domanda

I valori stimati dell'elasticità tra i diversi paesi divergono di poche frazioni di punto in funzione di fattori strutturali come la specializzazione settoriale, i processi tecnologici dominanti, gli stili di vita e altro. I valori stimati dell'elasticità presentano inoltre delle discontinuità tra periodi, in corrispondenza del verificarsi di *shock* esogeni come le crisi energetiche o le innovazioni tecnologiche di natura radicale. La generalità degli studi usa pertanto suddividere il passato per periodi corrispondenti al passaggio da una crisi energetica a un'altra.

Per le stime dell'elasticità, si distingue tra domanda delle famiglie (usi domestici) e domanda delle imprese (usi industriali). In entrambi i casi, la domanda viene fatta dipendere dallo *stock* esistente di beni durevoli, rispettivamente di consumo e di investimento, e dalla tecnologia che vi è incorporata, nonché dall'aggiustamento dello *stock* ai valori di equilibrio di lungo periodo. Di conseguenza, l'elasticità di breve e quella di lungo periodo hanno valori diversi in quanto gli aggiustamenti di lungo periodo tendono ad essere considerevolmente maggiori di quelli che si verificano in un arco di tempo più breve.

Il problema della stima dell'elasticità viene affrontato seguendo normalmente due impostazioni: la prima basata sulla stima dell'utilizzo dello *stock* e la seconda sulla stima dei flussi di consumo.

Nell'impostazione per *stock* (o di "domanda derivata") il consumo viene posto in relazione con le variabili che misurano lo *stock* di beni durevoli. In Italia, la disponibilità di dati sulla potenza installata - che non viene rilevata negli altri paesi, e in particolare negli Usa - permette di utilizzare la potenza come valida *proxy* dello *stock* nella stima economica della domanda di elettricità. Nel caso della domanda per usi domestici, il consumo viene disaggregato in base all'impiego energetico (ad esempio illuminazione, riscaldamento, cottura, ecc.) e ogni componente viene successivamente correlata alla proprietà e all'uso dei beni durevoli.

Gli studi basati sull'impostazione per flussi spiegano la variazione del consumo di energia elettrica in funzione delle variabili del reddito reale, del prezzo relativo (a altri combustibili per uso domestico e a altri beni o servizi) e alle condizioni climatiche. I segni attesi dei coefficienti di queste variabili sono rispettivamente positivi (stante la relazione diretta fra spesa in beni durevoli e reddito), negativi in funzione del rapporto di sostituibilità tra i

diversi combustibili, e negativi se la temperatura media varia. La relazione tra consumo e fattori esplicativi viene spesso studiata utilizzando valori medi. Si considera il consumo medio delle famiglie in funzione, ad esempio, del prezzo medio dell'energia elettrica e del reddito medio. Questa soluzione non è priva di controindicazioni perché trascura l'elevata variabilità dei comportamenti di consumo tra diverse classi di reddito. Più corretto anche se più complesso è invece costruire ipotesi di consumo per diverse tipologie di consumatori.

Nell'impostazione per flussi, i diversi tipi di impiego (ad esempio illuminazione domestica, lavatrice, riscaldamento, ecc.) vengono spesso considerati in forma aggregata, non tenendo conto degli specifici fattori di influenza.

Un'altra scelta metodologica rilevante per l'attendibilità delle stime dell'elasticità riguarda la forma di prezzo considerata. La struttura tariffaria di molti paesi è articolata per scaglioni di consumo. La configurazione dei prezzi è dunque in "blocchi" a prezzo marginale decrescente all'interno di ogni blocco. Una variazione del prezzo all'interno di un dato blocco può avere l'effetto di spostare la domanda al segmento di consumo successivo. La questione è nota come problema della plausibilità teorica della curva di domanda per energia. Ciò implica l'utilizzo di metodi di programmazione matematica in luogo del calcolo differenziale.

Nelle stime vengono utilizzate diverse definizioni di prezzo:

- prezzo marginale;
- prezzo medio;
- prezzo infra-marginale;
- fattura media o tipica;
- una combinazione delle definizioni sopra menzionate.

La domanda di energia elettrica per usi finali è caratterizzata da una modesta sensibilità alle variazioni di prezzo e da una stabilità alle variazioni di reddito. Stime di consenso indicano per questo parametro un valore fra 0,4 e 0,6 per i prezzi e di 0,1 per il reddito nel breve termine, a seconda che si considerino i flussi o le consistenze.

Il comportamento della domanda di prodotti energetici e in particolare di energia elettrica, in rapporto al reddito e ai prezzi relativi assume una rilevanza critica nel contesto delle decisioni di politica economica e di politica tariffaria. La stima dei valori di elasticità fornisce parametri rilevanti per l'elaborazione di analisi di impatto di provvedimenti di politica tariffaria.

La struttura del parco di generazione

Composizione per tipo di impianti e tecnologie

Nel 1997 oltre il 71 per cento del parco di generazione nazionale era costituito da impianti termoelettrici tradizionali (51.979 MW di potenza installata, Tav. 2.6). Gli impianti idroelettrici rappresentavano una quota superiore al 27 per cento della potenza complessiva installata, quelli geotermoelettrici lo 0,8 per cento, quelli eolici e fotovoltaici lo 0,2 per cento. L'evoluzione temporale nell'ultimo quarto di secolo mostra una crescita continua della potenza termoelettrica tradizionale a fronte di una graduale flessione della quota idroelettrica e di una lenta crescita di quella eolica e fotovoltaica.

La componente termoelettrica tradizionale del parco di generazione è costituita in massima parte da impianti dedicati alla sola produzione di energia elettrica (oltre l'83 per cento della potenza efficiente lorda, Tav. 2.7), mentre gli impianti per la produzione combinata di elettricità e calore rappresentano poco meno del 17 per cento. La quota preponderante della potenza installata per la sola produzione di elettricità è costituita da impianti a vapore a condensazione; gli impianti a turbogas rappresentano poco più dell'11 per cento.

Anche nella potenza dedicata alla produzione congiunta di elettricità e calore le tecnologie a vapore risultano le più diffuse (quasi il 50 per cento della potenza installata), seguite dai cicli combinati (oltre il 40 per cento).

Più della metà della potenza termoelettrica tradizionale è costituita da impianti policombustibili (Tav. 2.8); negli impianti di proprietà Enel questa quota rappresentava nel 1997 quasi il 70 per cento. Il margine di flessibilità nell'utilizzo di diversi *mix* di combustibili fossili è dunque consistente.

Nel complesso - considerando cioè sia gli impianti polivalenti, sia quelli monovalenti - oltre il 92 per cento della potenza termoelettrica tradizionale installata nel 1997 era costituita da impianti alimentabili con prodotti petroliferi, il 53 per cento da impianti alimentabili a gas naturale e il 15 per cento circa da impianti in grado di funzionare a carbone.

Età media

L'età media del parco termoelettrico tradizionale è avanzata e in continua crescita, come conseguenza di un tasso di rinnovo molto contenuto (Fig. 2.2). Gli impianti più vecchi sono costituiti da quelli con tecnologie a vapore a condensazione, seguiti da quelli a turbogas. Gli impianti più recenti sono rappresentati dalle nuove tecnologie a ciclo combinato.

TAV. 2.6 STRUTTURA DEL PARCO DI GENERAZIONE NAZIONALE PER TIPO DI IMPIANTO E PRODUTTORE

Anno 1997, MW

	TOTALE	ENEL	IEEL	ALTRE IMPRESE	AUTO-PRODUTTORI
IDROELETTRICI	20.147	16.639	1.335	315	1.858
TERMOELETTRICI	52.538	41.567	1.474	288	9.209
tradizionali	*51.979*	*41.008*	*1.474*	*288*	*9.209*
geotermoelettrici	*559*	*559*	-	-	-
EOLICI E FOTOVOLTAICI	125	17	1	107	-
TOTALE POTENZA INSTALLATA	72.810	58.223	2.810	710	11.067

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

TAV. 2.7 POTENZA EFFICIENTE LORDA DEGLI IMPIANTI TERMOELETTRICI IN ITALIA

Anno 1997, MW

	TOTALE	ENEL	IEEL	ALTRE IMPRESE	AUTO-PRODUTTORI
SOLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA					
Combustione Interna	259	16	8	46	189
Turbogas	4.982	4.842	83	52	5
Condensazione	37.811	36.150	699	896	66
Ciclo Combinato	-	-	-	-	-
Altri	81	-	11	65	5
TOTALE	*43.133*	*41.008*	*801*	*1.059*	*265*
PRODUZIONE COMBINATA DI ELETTRICITÀ E CALORE					
Combustione Interna	294	-	88	186	20
Turbogas	660	-	136	524	-
A vapore	4.264	-	313	3 948	3
Ciclo Combinato	3.544	-	136	3.408	-
TOTALE PRODUZIONE COMBINATA	*8.762*	-	*673*	*8.066*	*23*
TOTALE	51.895	41.008	1.474	9.125	288

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

TAV. 2.8 **POTENZA EFFICIENTE LORDA DEGLI IMPIANTI TERMOELETTRICI TRADIZIONALI SECONDO TIPO DI COMBUSTIBILE UTILIZZATO**

Anno1997, MW

	POTENZA EFFICIENTE LORDA	
	TOTALE	ENEL
MONOVALENTI	**21.565**	**16.732**
prodotti petroliferi	17.841	16.732
gas naturale	3.462	
carbone	19	
altri combustibili	243	
BIVALENTI	**24.440**	**20.962**
carbone/ prodotti petroliferi	4.295	4.288
gas naturale/ prodotti petroliferi	19.637	16.674
gas derivati/ prodotti petroliferi	26	
altri/ prodotti petroliferi	482	
TRIVALENTI	**5.518**	**3.314**
lignite/carbone/ prodotti petroliferi	318	318
carbone/gas naturale/ prodotti petroliferi	2 505	2.336
carbone/gas naturale/ prodotti petroliferi	660	660
gas naturale/gas derivati/ prodotti petroliferi	1 035	
altri/gas naturale/ prodotti petroliferi	1.000	
TETRAVALENTI	**291**	
carbone/lignite/altri/ prodotti petroliferi	39	
gas derivati/gas naturale/altri/ prodotti petroliferi	252	
TOTALE	**51.814**	**41.008**

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

Rendimenti

Il grado di efficienza del parco termoelettrico è fortemente influenzato dal tipo di tecnologie di generazione prevalenti e dall'età media degli impianti. Nel 1997 il rendimento medio del parco di generazione termoelettrico è stato di poco superiore al 39 per cento. Rendimenti più elevati sono stati raggiunti nella produzione combinata di elettricità e calore rispetto alla produzione di sola energia elettrica (rispettivamente 46,9 per cento e 37,7 per cento). La maggiore efficienza di quest'ultima - che nel 1997 ha rappresentato una quota pari al 79 per cento della produzione nazionale complessiva di energia elettrica - è stata ottenuta negli impianti a vapore a condensazione soprattutto se alimentati a gas naturale (Fig. 2.3)[1].

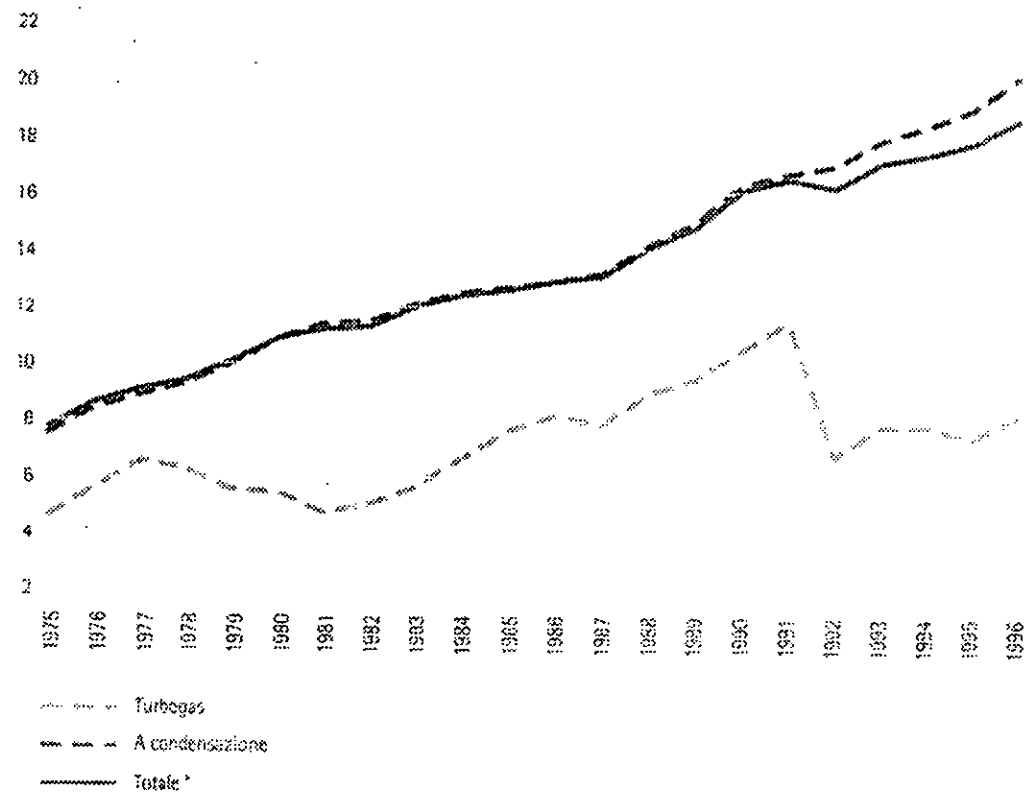
Il lento tasso di rinnovo che ha caratterizzato l'evoluzione del parco impianti nazionale fino ad oggi ha fortemente condizionato la possibilità di aumentare l'efficienza complessiva della generazione elettrica attraverso la sostituzione degli impianti più vecchi con impianti più efficienti di nuova generazione.

L'ostacolo principale al rinnovo dello *stock* di capitale è rappresentato dall'elevato costo di investimento per la realizzazione degli impianti nuovi a fronte di costi variabili di produzione degli impianti esistenti e di età avanzata (e dunque integralmente ammortizzati o quasi) molto più contenuti. Ciò fa sì che, anche tenendo conto dell'elevato rendimento dei nuovi impianti a ciclo combinato a gas (assunto come "ottimo" tecnologico), il costo (in termini attualizzati) di un chilowattora generato da un nuovo impianto a ciclo combinato rimanga superiore a quello di un chilowattora generato da impianti esistenti di età avanzata.

La recente introduzione della disciplina sulla *carbon tax* (*cfr.* Capitolo 1) e la conseguente modifica delle convenienze marginali nell'impiego dei diversi combustibili - pur andando nella direzione dell'internalizzazione dei costi sociali associati all'impiego dei combustibili fossili e favorendo per questa via un maggior impiego di gas naturale e miglioramenti nell'efficienza d'uso degli *input* energetici - non appare sufficiente a superare questo ostacolo. Di contro, la graduale apertura del mercato elettrico alla concorrenza può costituire uno stimolo a una più veloce sostituzione degli impianti esistenti, favorendo nel contempo la graduale entrata di nuovi operatori dotati delle tecnologie più innovative ed efficienti.

La necessità di adeguamento alla Direttiva europea 96/61/CE sul controllo integrato e la prevenzione dell'inquinamento rappresenta un ulteriore stimolo in questa direzione, richiedendo la verifica dell'applicazione delle migliori tecnologie disponibili per la protezione dell'ambiente e l'efficienza energetica ai fini dell'autorizzazione di nuovi impianti industriali (tra i quali quelli di generazione elettrica) e del rinnovo delle autorizzazioni per quelli esistenti.

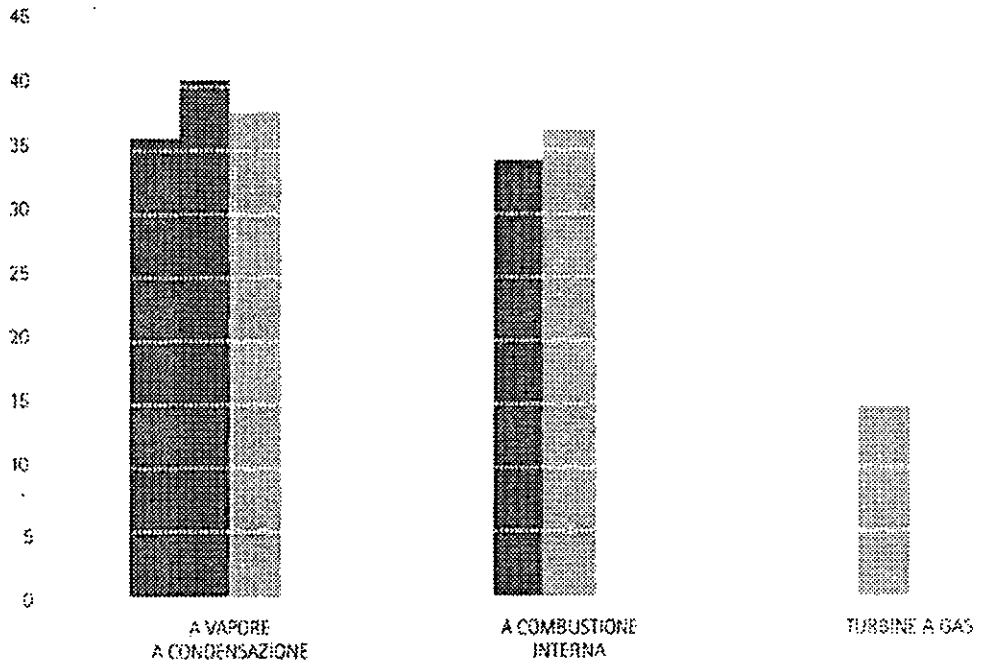
FIG 2.2 EVOLUZIONE DELL'ETÀ MEDIA DEL PARCO TERMOELETTRICO ENEL



* Include gli impianti geotermoelettrici

Fonte: Elaborazione su dati Enel

FIG 2.3 RENDIMENTI MEDI DEL PARCO TERMOELETTRICO NAZIONALE, PRODUZIONE DI SOLA ENERGIA ELETTRICA, 1997



Fonte: Elaborazione su dati Enel

Risultati significativi in questa direzione richiederanno tuttavia interventi complementari di diversa natura. Su alcuni di questi si concentra tra l'altro il programma nazionale di contenimento dei gas di serra definito con la delibera Cipe del 19 novembre 1998 in attuazione degli impegni di Kyoto (*cfr.* Capitolo 1).

Adeguamento ambientale dei grandi impianti di combustione

La normativa nazionale contro l'inquinamento atmosferico (dPR 24 maggio 1988, n. 203) e quella di recepimento della Direttiva europea sui grandi impianti di combustione (impianti con potenza termica superiore ai 50 MW: Direttiva 88/609/CE, decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 24 giugno 1989, decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 2 maggio 1989 e linee guida 12 luglio 1990) stabiliscono limiti alle emissioni di ossidi di zolfo (SO_2), ossidi di azoto (NO_X) e polveri dei nuovi impianti di combustione, e fissano la riduzione graduale delle emissioni complessive degli impianti di combustione esistenti alla data del 1 luglio 1988 rispetto ai livelli registrati nel 1980. La tavola 2.9 riassume gli obiettivi di contenimento delle emissioni stabiliti per gli ossidi di zolfo e di azoto e riporta nelle ultime due colonne i risultati conseguiti da Enel. Questi risultati sono stati conseguiti attraverso diverse iniziative, variamente combinate:

- modifica del *mix* di combustibili impiegati (soprattutto per le emissioni di ossidi di zolfo);
- interventi sugli impianti (installazione di desolforatori, di denitrificatori catalitici, modifica dei processi di combustione);
- modifica del *mix* di impianti (criteri di dispacciamento che privilegiano gli impianti con minori emissioni specifiche);
- entrata in servizio di nuovi impianti (ripotenziamenti e cicli combinati gas-vapore).

TAV. 2.9 PERCENTUALI DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI SPECIFICHE

EMISSIONI SPECIFICHE	OBIETTIVI DI LEGGE			RISULTATO DEGLI IMPIANTI ENEL	
	1993	1998	2003	1993	1997
SO_2	-30%	-39%	- 63%	-41,5%	-62,8%
NO_x	-2%	-30%		-18,6%	-36,7%

Fonte: Enel

FORMAZIONE DEI PREZZI E COSTI DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Prezzi internazionali delle materie prime

Nel corso del 1998 la riduzione del prezzo internazionale del petrolio è proseguita in misura più marcata rispetto all'anno precedente.

Dal lato dell'offerta, i ripetuti fallimenti dei vertici Opec e il superamento delle tensioni nell'area del Golfo Persico hanno alimentato le attese di crescenti eccessi di offerta di prodotto sul mercato. Dal lato della domanda, un livello delle scorte costantemente elevato, la crisi asiatica e un clima insolitamente mite hanno condotto ad un rallentamento della domanda mondiale, attenuando il rialzo congiunturale che di norma caratterizza il profilo dei prezzi nel periodo invernale.

Per tutto il 1998 sui mercati sono prevalse condizioni di debolezza che hanno condotto il prezzo del barile di greggio al di sotto di 10 dollari al barile. Il prezzo del Brent (*dated*) è passato dai 15,8 dollari di gennaio ai 10,3 dollari in dicembre. Nella media del 1998 il prezzo in dollari è caduto del 31 per cento rispetto all'anno precedente. Il lieve deprezzamento (2 per cento) che al contempo la lira ha registrato nei confronti del dollaro ha parzialmente ridotto il beneficio per gli importatori italiani nell'acquisto di petrolio, limitando la flessione del prezzo in lire al 29,3 per cento medio annuo.

L'andamento discendente nelle quotazioni del greggio si è interrotto soltanto all'inizio del 1999. Nei primi mesi del nuovo anno le quotazioni internazionali del petrolio si sono prima stabilizzate intorno ai valori raggiunti alla fine del 1998 e, dalla fine di marzo, hanno ripreso a salire (il prezzo medio di quel mese si è attestato intorno ai 12 dollari al barile). A innescare la ripresa delle quotazioni è stato un nuovo taglio produttivo concordato a metà marzo dai paesi dell'Opec e da quattro paesi esterni al cartello (Messico, Norvegia, Oman e Russia).

Nel 1998 il calo del prezzo del petrolio si è riflesso sui prezzi internazionali dei prodotti derivati (Fig. 2.4). Utilizzando i valori dei prezzi tradotti in lire al cambio medio mensile, nel 1998 a fronte di una discesa del 29,3 per cento del Brent, il prezzo dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo (Oc Btz Mediterraneo *fob*, *cargoes*) ha registrato una caduta del 27,4 per cento e quello del gasolio (prezzo *cif* Mediterraneo) del 30,6 per cento.

Anche il prezzo del gas naturale rappresentato nella figura 2.4 mostra una discreta correlazione con quello del greggio e dell'olio combustibile, pur presentando un andamento assai meno erratico. La riduzione media del prezzo nel 1998 è molto più contenuta, pari al 9,7 per cento. Ciò dipende dal fatto che, diversamente dai prezzi dei derivati petroliferi, si tratta di un prezzo medio calcolato a partire dai flussi di gas naturale verso i paesi dell'Unione europea.

FIG. 2.4 **PREZZI INTERNAZIONALI DEI COMBUSTIBILI IMPIEGATI NELLA GENERAZIONE TERMOELETTRICA**

Prezzi in lire (medie mensili; indici gennaio 1997=100)



Brent dated
Gasolio Med
OC BTZ Med
Gas *
Carbone

* La rilevazione dei prezzi internazionali del gas avviene con ritardo rispetto agli altri prezzi.

Fonte: Elaborazione su dati *Platt's* e *WGI*

Si tratta cioè di un prezzo molto più simile a un "valore medio unitario" che pur non evidenziando la stessa volatilità delle quotazioni internazionali, ne mantiene in qualche misura le tendenze, dal momento che i contratti d'importazione prevedono forme di indicizzazione al prezzo degli altri combustibili.

Un prezzo molto più stabile, ancorché in lieve discesa, appare quello del carbone, che nella media del 1998 ha registrato una discesa del 2 per cento. Anche in questo caso la serie raffigurata mostra una volatilità molto inferiore rispetto ai greggi, sia perché i prezzi del carbone vengono fissati in contratti di lunga scadenza, sia perché si tratta di una media ponderata di un insieme di prezzi internazionali del carbone di diversa provenienza (la stessa che l'Autorità impiega nell'ambito del paniere di prezzi di riferimento per il calcolo delle variazioni bimestrali del prezzo dell'energia elettrica). La tendenza alla diminuzione del prezzo internazionale del carbone è in parte da ascrivere alla riduzione della domanda di questo combustibile nella produzione termoelettrica, riscontrabile nella generalità dei paesi europei. Sotto questo profilo, l'Italia pare aver beneficiato di prezzi calanti; il beneficio è stato amplificato dalla ripresa dei consumi grazie ai primi risultati dei programmi di "ambientalizzazione" dell'Enel e della delibera 26 giugno 1997, n. 70.

Prezzi e inflazione: tariffe elettriche e indice dei prezzi al consumo

Dopo il rilevante contributo che l'energia elettrica[2] aveva offerto nel 1996 alla riduzione dell'inflazione[3], per effetto della delibera, n. 70/97 dell'Autorità il prezzo dell'energia elettrica per usi domestici è ulteriormente diminuito nel luglio 1997. Da quella data le variazioni del prezzo dell'energia elettrica sono determinate dagli aggiornamenti bimestrali disposti ai sensi della stessa delibera. Nonostante il lieve rincaro registrato nel mese di novembre, nel complesso del 1997 l'indice dell'energia elettrica ha nuovamente fornito un rilevante contributo alla riduzione dell'inflazione, superiore al mezzo decimo di punto percentuale (anche se in buona misura derivante dal trascinamento dell'anno precedente).

Nel corso del 1998 l'apporto dell'energia elettrica alla riduzione dell'inflazione del consumo si è arrestato. I ripetuti e marcati cali registrati nel prezzo del petrolio, tornato sui livelli d'inizio anni ottanta, non si sono riflessi sul prezzo al consumo dell'energia in quanto, ai sensi della delibera n. 70/97, sono stati impiegati per riassorbire il disavanzo del conto onere termico presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (Ccse). L'unico aumento del prezzo registrato in corso d'anno (1 per cento in gennaio) ha avuto effetti trascurabili sul livello generale dei prezzi nella media del 1998 (Tav. 2.10).

TAV. 2.10 INDICI MENSILI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

Anni 1997-98; numeri indice 1995=100

	1997				1998			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE *	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE *	VAR. %
GENNAIO	91.6	-9.5	87.2	-11.8	93.1	1.6	87.2	0.0
FEBBRAIO	91.6	-9.5	87.1	-11.6	93.1	1.6	86.9	-0.2
MARZO	91.6	-9.5	87.0	-11.5	93.1	1.6	86.9	-0.1
APRILE	91.6	-9.5	86.9	-11.0	93.1	1.6	86.8	-0.2
MAGGIO	91.6	-9.5	86.7	-10.9	93.1	1.6	86.6	-0.1
GIUGNO	91.6	-9.5	86.7	-10.8	93.1	1.6	86.5	-0.2
LUGLIO	91.1	3.8	86.2	2.1	93.1	2.2	86.5	0.4
AGOSTO	91.1	2.7	86.2	1.2	93.1	2.2	86.4	0.3
SETTEMBRE	91.1	2.7	86.0	1.3	93.1	2.2	86.4	0.4
OTTOBRE	91.1	2.7	85.8	1.1	93.1	2.2	86.2	0.5
NOVEMBRE	92.2	0.8	86.6	-0.8	93.1	1.0	86.1	-0.5
DICEMBRE	92.2	0.8	86.6	-0.7	93.1	1.0	86.1	-0.5
MEDIA ANNUA	91.5	-4.0	86.6	-5.7	93.1	1.7	86.6	0.0

* Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo elementare dell'energia elettrica e l'indice generale del costo della vita.

Fonte: Elaborazione su dati Istat

Confronti internazionali dei prezzi

Il confronto internazionale dei prezzi dell'energia elettrica può essere effettuato in base a due metodologie: metodologia del *prezzo medio* e metodologia del *consumatore tipo*. La prima risponde all'esigenza di sintetizzare in un'unica informazione la collocazione del livello dei prezzi di un paese rispetto agli altri, la seconda permette di confrontare in modo più puntuale i prezzi per diverse tipologie di consumo[4].

Prezzo medio

Le tariffe applicate all'utenza domestica e industriale in Italia sono superiori alla media europea, sia al lordo che al netto delle imposte. Per le utenze domestiche la distanza dalla media UE del prezzo al lordo delle imposte è del 12,0 per cento, mentre per quelle industriali il prezzo è superiore del 45,8 per cento (Fig. 2.5 e 2.6).

Al lordo delle imposte, l'Italia è il sesto paese più costoso in Europa per le uten-

ze domestiche e il terzo paese più costoso, dopo Portogallo e Svizzera, per quelle industriali (Tav. 2.11). L'incidenza fiscale (al netto delle componenti inglobate in tariffa vedi nota al pié tavola 2.11) per le utenze domestiche è in linea con quella della UE, e risulta invece nettamente superiore per quelle industriali.

TAV. 2.11 **PREZZO MEDIO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE E INDUSTRIALI NEI MAGGIORI PAESI EUROPEI**

Anno 1997; valori in lire/kWh a cambi correnti

	UTENZE DOMESTICHE			UTENZE INDUSTRIALI		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	INCIDENZA FISCALE	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	INCIDENZA FISCALE
	lire/kWh	lire/kWh	%	lire/kWh	lire/kWh	%
AUSTRIA	287,6	226,2	21,4	138,2	138,2	0,0
BELGIO	285,1	233,2	18,2	93,8	93,8	0,0
DANIMARCA	332,7	136,7	58,9	108,3	95,4	11,9
FINLANDIA	170,8	128,1	25,0	95,2	88,7	6,9
FRANCIA	227,6	163,4	28,2	81,7	81,7	0,0
GERMANIA	275,0	235,8	14,3	117,9	117,9	0,0
GRECIA	174,3	147,7	15,3	90,9	90,9	0,0
IRLANDA	232,4	206,6	11,1	103,3	103,3	0,0
ITALIA *	271,3	214,9	20,8	160,2	146,2	8,7
	271,3	*199,3*	*26,5*	*160,2*	*132,1*	*17,5*
LUSSEMBURGO	220,9	208,4	5,6	N. D.	N. D.	N. D.
NORVEGIA	127,6	89,1	30,2	N. D.	N. D.	N. D.
OLANDA	218,2	165,9	24,0	104,7	104,7	0,0
PORTOGALLO	265,9	253,2	4,8	166,0	166,0	0,0
REGNO UNITO	223,1	195,2	12,5	111,6	111,6	0,0
SPAGNA	277,7	239,5	13,8	109,4	109,4	0,0
SVEZIA	171,8	109,3	36,4	58,0	44,6	23,1
SVIZZERA	234,8	211,3	10,0	176,1	176,1	0,0
MEDIA UE **	242,3	190,9	20,7	109,9	106,6	3,6

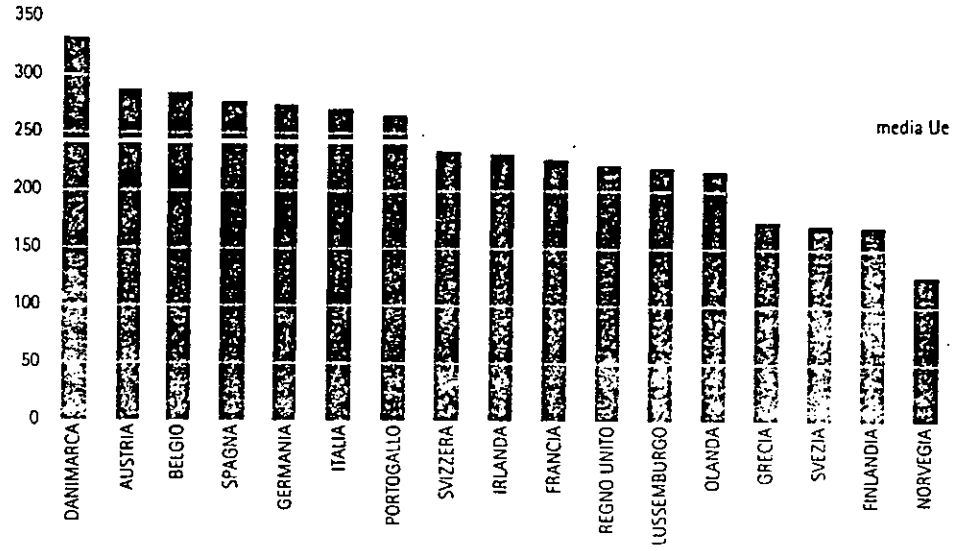
* La riga mostra i valori di prezzo qualora le componenti A1, A2, A3 (per la quota destinata alla copertura degli incentivi per le fonti rinnovabili) e la "maggiorazione straordinaria " per le minori entrate dello Stato, vigenti alla data del 31 dicembre 1997 (delibera dell'Autorità 21 ottobre 1997, n. 106) siano considerate tra le voci fiscali.

** La media è calcolata sui soli 15 paesi della UE e non su tutti i paesi inseriti nella tavola. Nel caso delle utenze industriali, i prezzi del Lussemburgo non sono noti e pertanto la media è riferita a 14 paesi.

Fonte: Elaborazioni su dati Aie

FIG. 2.5 PREZZI MEDI DELL'ENERGIA ELETTRICA AL LORDO DELLE IMPOSTE PER LE UTENZE DOMESTICHE NEI PAESI EUROPEI

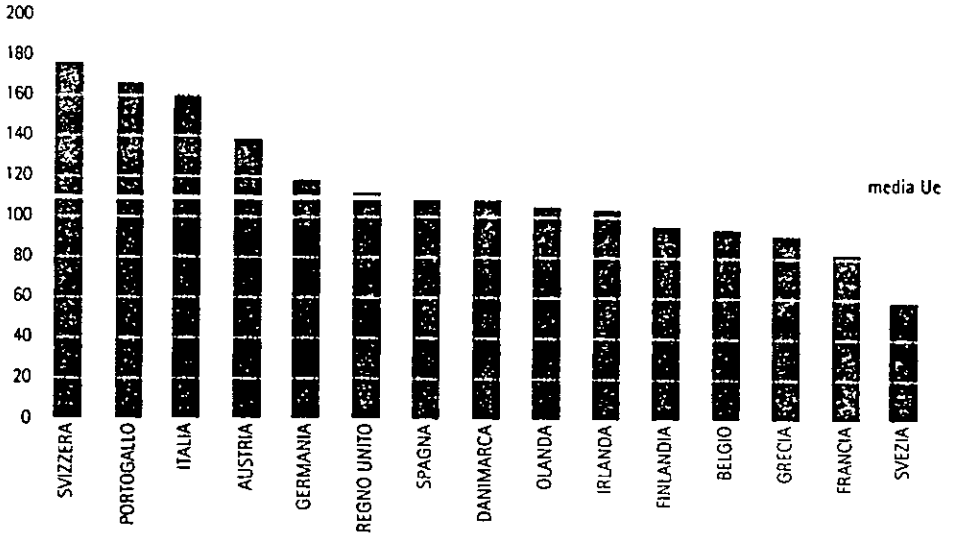
Anno 1997; valori in lire, a cambi correnti



Fonte: Elaborazione su dati Aie

FIG 2.6 PREZZI MEDI DELL'ENERGIA ELETTRICA AL LORDO DELLE IMPOSTE PER LE UTENZE INDUSTRIALI NEI PAESI EUROPEI

Anno 1997; valori in lire a cambi correnti



Fonte: Elaborazione su dati Aie

Consumatore tipo

La tavola 2.12 illustra i prezzi applicati all'utenza domestica per diversi livelli di consumo. Il confronto dei prezzi, denominati in lire, per il segmento dell'utenza domestica consente di individuare alcuni aspetti di rilievo:

- L'Italia è l'unico paese in cui le tariffe crescono progressivamente in funzione del consumo.
- L'Italia è il paese con prezzi più bassi per i consumi fino a 1.200 kWh annui, sia al lordo che al netto delle imposte, mentre per livelli di consumo superiori il prezzo corrisposto è il più elevato fra i paesi della UE, in conseguenza delle agevolazioni tariffarie ("fascia sociale") riconosciute in maniera via via decrescente fino a consumi di 2.640 kWh annui con potenza fino a 3 kW.
- L'incidenza fiscale in Italia è tra le più basse in Europa per i livelli di consumo inferiori e appena superiore alla media UE per i livelli di consumo più alti, qualora non si considerino le componenti inglobate in tariffa tra gli oneri fiscali. Quando invece le stesse componenti vengono considerate alla stregua di voci di natura fiscale, l'Italia balza ai primi posti per incidenza del prelievo per tutti i livelli di consumo, superata solo da alcuni paesi nordici, e in particolare dalla Danimarca e dalla Svezia, dove la leva fiscale è utilizzata per obiettivi di politica ambientale, come l'incentivazione delle fonti rinnovabili o la promozione dell'efficienza energetica.
- Se si considera che le utenze con consumi da 1.200 a 3.500 kWh annui (residenti con potenza di 3 kW) rappresentano il 63 per cento del totale, può concludersi che i prezzi e l'incidenza fiscale sono elevati per la generalità dei consumatori.

TAV. 2.12 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI DOMESTICI NELLA UE E IN NORVEGIA

Gennaio 1998; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

	600 kWh anno		1.200 kWh anno		3.500 kWh anno		7.500 kWh anno	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCIDENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCIDENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCIDENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCIDENZA FISCALE %
AUSTRIA	298,8	21,3	287,9	21,5	242,9	22,4	246,8	22,3
BELGIO	405,5	18,0	382,4	18,0	282,3	18,3	257,5	18,4
DANIMARCA	532,8	47,9	422,1	55,2	349,4	62,5	328,1	65,3
FINLANDIA	325,0	21,4	232,6	22,8	180,9	24,1	156,8	25,1
FRANCIA	335,1	23,7	293,7	23,7	245,2	23,7	237,1	23,7
GERMANIA								
prezzo max	*604,5*	*17,3*	*438,1*	*18,9*	*313,1*	*13,0*	*294,4*	*13,0*
prezzo min	*364,5*	*13,0*	*320,4*	*13,1*	*250,7*	*13,0*	*226,5*	*13,0*
GRECIA	180,0	15,3	169,0	15,3	144,0	15,3	162,1	15,3
IRLANDA	301,3	11,1	249,0	11,1	174,0	11,1	167,1	25,9
ITALIA	**119,4**	**14,9**	**134,2**	**14,0**	**434,5**	**21,0**	**403,5**	**21,9**
*	*119,4*	*26,1*	*134,2*	*24,2*	*434,5*	*24,7*	*403,5*	*25,9*
LUSSEMBURGO	437,4	5,7	327,6	5,7	218,5	5,7	212,1	5,7
NORVEGIA	722,6	20,6	430,1	21,8	237,9	24,3	184,3	25,9
OLANDA	295,0	14,9	252,3	18,3	221,8	23,9	213,6	25,7
PORTOGALLO	258,8	5,5	296,6	5,1	255,7	4,9	226,8	4,8
REGNO UNITO								
prezzo max	*428,8*	*4,8*	*315,2*	*7,4*	*229,5*	*7,4*	*205,0*	*7,*
prezzo min	*372,3*	*4,8*	*291,2*	*4,8*	*200,6*	*4,8*	*181,1*	*4,8*
SPAGNA	286,9	18,0	357,9	5,1	224,3	18,0	205,8	18,0
SVEZIA	456,1	27,1	304,0	30,6	204,0	35,9	206,7	35,7
MEDIA UE	**353,1**	**16,7**	**298,5**	**17,1**	**245,4**	**19,1**	**231,2**	**20,3**

* La riga mostra i valori di prezzo qualora le componenti A1, A2 e A3 (per la quota destinata alla copertura degli incentivi per le fonti rinnovabili) venissero considerate tra le voci fiscali. Tali componenti corrispondono a quelle vigenti alla data dall'1 gennaio 1998 (delibera 23 dicembre 1997, n. 136).

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat

Utenze industriali

A differenza del caso domestico, le tariffe all'utenza industriale in Italia sono decrescenti in funzione del consumo (tariffe degressive), in linea con quanto avviene negli altri paesi europei. Il confronto internazionale delle diverse tipologie di consumo - specificate per livello di consumo annuo, potenza installata e fattore di carico - utilizzando come unità di misura le lire, pone in evidenza i seguenti elementi (Tav. 2.13):

- L'Italia rientra nel novero dei paesi, dove l'energia elettrica è più costosa. Per tutti i livelli di consumo, il prezzo al lordo delle imposte in Italia è tra il primo e il quarto più elevato in Europa.
- Assumendo come termine di confronto la media UE, le utenze maggiormente penalizzate, in base alla distanza dalla media UE del prezzo al lordo delle imposte sono quelle di dimensioni piccole e medie e precisamente i livelli di 1,25 GWh, di 2 GWh e di 10 GWh, rispettivamente per valori del 37,3 per cento, 37,1 per cento e 33,3 per cento. Negli altri casi la distanza dalla media è inferiore al 25 per cento.
- A differenza delle utenze domestiche, in tutti i paesi l'incidenza delle imposte decresce con l'aumentare dei consumi.

In conclusione, l'esame dei prezzi per i diversi livelli di consumo, pur evidenziando una grande variabilità tra gli stessi, mostra che i prezzi italiani sono mediamente elevati, così come emerge anche dalle statistiche dell'Aie relative al prezzo medio.

TAV. 2.13 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI NELLA UE E IN NORVEGIA

Gennaio 1998; Prezzi in lire/kWh a cambi correnti

	160.000 kWh anno (100 kW 1.600 h)		1,25 GWh anno (500 kW 2.500 h)		2 GWh anno (500 kW 4.000 h)		10 GWh anno (2.500 kW 4.000 h)	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCIDENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCIDENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCIDENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCIDENZA FISCALE %
AUSTRIA	286,1	21,6	235,7	22,6	193,3	23,9	184,8	24,2
BELGIO	274,4	17,4	206,5	17,4	175,4	17,4	161,2	17,3
DANIMARCA	179,6	41,4	173,1	42,3	172,6	42,3	169,0	42,8
FINLANDIA	137,0	23,0	119,7	23,6	109,4	24,5	104,4	24,6
FRANCIA	127,4	19,3	82,1	17,1	88,3	17,4	85,4	17,4
GERMANIA								
prezzo max	*333,6*	*13,0*	*235,0*	*13,0*	*206,4*	*13,1*	*189,7*	*13,0*
prezzo min	*252,3*	*13,0*	*205,3*	*13,0*	*171,4*	*13,0*	*169,2*	*13,0*
GRECIA (ATENE)	183,0	15,3	145,8	15,3	134,9	15,2	134,9	15,2
IRLANDA (DUBLINO)	238,3	11,1	176,5	11,1	144,9	11,1	135,2	11,1
ITALIA	**254,7**	**21,3**	**235,4**	**22,3**	**204,9**	**24,3**	**188,5**	**17,7**
	254,7	*27,2*	*235,4*	*28,7*	*204,9*	*31,6*	*188,5*	*25,6*
LUSSEMBURGO **	216,3	5,7	N.D.	N.D.	149,5	5,7	116,2	5,7
NORVEGIA	124,9	18,7	N.D.	N.D.	89,6	18,6	75,6	18,6
OLANDA	223,2	18,5	156,7	15,6	130,0	15,4	127,0	15,0
PORTOGALLO ***	192,7	4,7	164,5	4,7	145,5	4,8	145,5	4,8
REGNO UNITO								
prezzo max	*220,2*	*14,9*	*168,2*	*14,9*	*143,7*	*14,9*	*133,1*	*14,9*
prezzo min	*194,1*	*14,9*	*160,2*	*14,9*	*141,5*	*14,9*	*131,2*	*14,9*
SPAGNA ***	176,1	18,0	161,8	17,9	146,9	17,9	137,6	18,0
SVEZIA	143,6	20,0	118,0	20,0	95,4	20,0	91,2	20,0
MEDIA UE	**213,7**	**17,2**	**171,5**	**17,9**	**149,5**	**17,4**	**141,4**	**17,4**

CONTINUA

TAV. 2.13 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI NELLA UE E IN NORVEGIA**
(SEGUE) Gennaio 1998; Prezzi in lire/kWh a cambi correnti

	24 GWh anno (4.000 kW 6.000 h)		50 GWh anno (10.000 kW 5.000 h)		70 GWh anno (10.000 kW 7.000 h)	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCIDENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCIDENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCIDENZA FISCALE %
AUSTRIA	163,4	25,3	161,2	25,3	145,5	26,3
BELGIO	132,7	17,4	117,6	17,4	100,8	17,4
DANIMARCA	162,8	43,7	159,0	44,7	157,3	44,5
FINLANDIA	92,7	25,3	84,6	26,7	N.D.	N.D.
FRANCIA	72,9	17,3	68,2	17,4	61,6	17,4
GERMANIA						
prezzo max	*163,0*	*13,0*	*166,7*	*13,0*	*144,9*	*13,0*
prezzo min	*133,4*	*13,1*	*144,8*	*13,1*	*119,5*	*13,0*
GRECIA (ATENE)	113,4	15,3	106,1	15,3	93,0	15,3
IRLANDA (DUBLINO)	116,1	11,1	116,9	11,1	106,1	11,1
ITALIA	152,5	23,5	141,4	13,4	123,9	13,8
*	*152,5*	*23,5*	*141,4*	*22,3*	*123,9*	*24,0*
LUSSEMBURGO **	95,7	5,7	99,1	5,7	87,5	5,7
NORVEGIA	60,6	18,5	62,5	18,7	57,5	18,7
OLANDA	108,3	15,0	114,0	14,9	102,4	14,9
PORTOGALLO ***	118,7	4,8	106,3	4,7	97,6	4,7
REGNO UNITO						
prezzo max	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d*	*n.d.*	*n.d.*
prezzo min	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	*n.d*	*n.d*	*n.d.*
SPAGNA ***	123,8	18,0	124,0	18,0	114,4	18,0
SVEZIA	79,8	20,0	78,9	20,0	74,2	20,0
MEDIA UE	121,9	18,2	119,3	17,6	109,2	16,8

* La riga mostra i valori di prezzo qualora le componenti A1, A2 e A3 (per la quota destinata alla copertura degli incentivi per le fonti rinnovabili) venissero considerate tra le voci fiscali. Tali oneri corrispondono a quelli vigenti alla data dell'1 gennaio 1998 (delibera 23 dicembre 1997, n. 136).
** I prezzi del Lussemburgo sono relativi a contratti che prevedono una riduzione di potenza del 50 per cento.
*** I prezzi relativi al Portogallo e alla Spagna corrispondono a quelli applicati al territorio continentale

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat

Struttura dei costi del servizio elettrico

La struttura dei costi fissi e variabili del servizio elettrico distinti tra le attività di produzione, trasmissione e fornitura è mostrata nella tavola 2.14 che presenta i pesi percentuali dei costi di ciascuna fase della filiera rispetto al totale degli stessi.

Per attività di produzione si intende la trasformazione dell'energia primaria in energia elettrica; la trasmissione comprende l'attività di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta e altissima tensione ai fini della consegna ai distributori e ai destinatari dell'energia autoprodotta; l'attività di fornitura rappresenta la fase più a valle del servizio elettrico e comprende le attività di trasporto su reti in media e bassa tensione e consegna dell'energia elettrica fino ai singoli utenti (attività di distribuzione) e l'attività di stipula dei contratti di fornitura, di misurazione dell'energia, di fatturazione e di esazione (attività di vendita).

TAV. 2.14 STRUTTURA DEI COSTI DEL SERVIZIO ELETTRICO

Anno 1997

ATTIVITÀ	PESO PERCENTUALE
GENERAZIONE	60
costo del combustibile	29
TRASMISSIONE	6
FORNITURA	34
distribuzione	25
vendita	9
TOTALE SERVIZIO ELETTRICO	100

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

I costi analizzati riguardano quelli sostenuti dall'Enel nell'anno 1997; essi comprendono i costi direttamente attribuibili a ciascuna attività elettrica, una quota congrua per la remunerazione del capitale investito, nonché una quota dei costi comuni. I costi comuni sono stati attribuiti a ciascuna attività sulla base di due criteri. Se il costo comune è inerente a funzioni tecniche, la quota attribuita a ogni attività è pari al peso del capitale investito a essa afferente sul totale dell'impresa. Se il costo comune è inerente a funzioni amministrative, la quota attribuita a ogni attività è calcolata come rapporto percentuale dei costi operativi a essa afferenti sul totale dell'impresa.

I livelli di costo di ciascuna attività elettrica evidenziati nella tavola 2.14 si riferiscono alla produzione nazionale. Non sono stati considerati, quindi, i costi relativi alle importazioni e gli acquisti di energia da operatori terzi nazionali.

I costi del personale corrispondono al 27 per cento dei costi totali riconosciuti. A titolo di confronto, il costo medio di acquisto del combustibile è inferiore del 53 per cento al costo medio ponderato delle importazioni (flussi marginali e contratti di lungo termine), mentre quest'ultimo è inferiore di circa il 27 per cento rispetto al costo complessivo della generazione. Per quanto riguarda il costo medio di acquisto di energia da operatori terzi nazionali, esso risulta essere più del doppio rispetto al costo medio di acquisto dei combustibili e superiore di circa l'1 per cento del costo complessivo della generazione, poiché comprende, secondo la disciplina vigente, una componente di costo evitato di combustibile, una componente di costo evitato di impianto nonché, in alcuni casi, una ulteriore componente incentivante.

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

La rilevazione della qualità del servizio

Per gli utenti alimentati in bassa tensione, la qualità del servizio elettrico è attualmente disciplinata dal regime della Carta dei servizi, che trova origine nella direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, rivolta ai soggetti pubblici e privati erogatori di servizi pubblici, e si è evoluta attraverso la definizione dello "schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore elettrico" (art. 2 della legge 11 luglio 1995, n. 273 e dPCm 18 settembre 1995). La direttiva del 1994 definisce i principi che devono regolarne la fornitura, individua gli strumenti per la loro attuazione, indica le modalità di tutela degli utenti.

Ai sensi della normativa vigente, ciascun soggetto esercente il servizio elettrico deve adottare una Carta dei servizi, indicare gli standard di qualità, aggiornarli periodicamente e verificarne il rispetto.

All'inizio del 1998 l'Autorità ha rilevato l'adozione della Carta dei servizi da parte degli esercenti il servizio elettrico e, contestualmente, lo stato della qualità del servizio reso nel 1997. La rilevazione, le cui modalità di svolgimento sono descritte nel Capitolo 6 della presente *Relazione*, si basa sulle dichiarazioni rilasciate dagli esercenti sotto la propria responsabilità su cui l'Autorità ha avviato controlli campione. I risultati di dettaglio sono stati pubblicati in un *Quaderno* dell'Autorità[5]; di seguito vengono illustrati i dati principali.

La qualità del servizio per le utenze in media e alta tensione non è attualmente regolata dalla normativa vigente in relazione alla Carta dei servizi; essa è tuttavia oggetto dell'attività di regolazione dell'Autorità.

Attuazione della Carta dei servizi

Il numero di soggetti esercenti il servizio di fornitura dell'energia elettrica che ha adottato la Carta dei servizi ha continuato a crescere nel 1997 rispetto agli anni precedenti, giungendo a rappresentare il 99 per cento dell'utenza. Infatti, oltre a Enel, che ha adottato una Carta dei servizi per ognuna delle 147 zone in cui si articola la struttura operativa, al 31 dicembre 1997 più di 80 imprese elettriche locali hanno dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi. Gran parte delle aziende elettriche di maggiore dimensione si era già messa in regola nel 1995 non appena entrato in vigore il provvedimento relativo alla Carta dei servizi del settore elettrico (Tav. 2.15).

TAV. 2.15 GRADO DI ADOZIONE DELLA CARTA DEI SERVIZI

Anni 1996 - 1997

	ZONE ENEL	MAGGIORI IMPRESE ELETTRICHE LOCALI	ALTRE IMPRESE ELETTRICHE LOCALI	TOTALE
NUMERO DI CARTE DEI SERVIZI ADOTTATE				
al 31/12/96	147	22	42	211
al 31/12/97	147	25	55	227
DIFFERENZA 1997-1996	-	+ 3	+ 13	+ 16
UTENTI BT DEI SOGGETTI ESERCENTI CHE HANNO ADOTTATO LA CARTA DEI SERVIZI (MILIONI)				
al 31/12/96	28,6	2,3	0,1	31,0
al 31/12/97	28,8	2,4	0,1	31,3
DIFFERENZA 1997-1996	+ 0,2	+ 0,1	-	+ 0,3

Legenda:
- maggiori imprese elettriche locali: aziende con più di 10.000 utenti BT
- altre imprese elettriche locali: aziende con meno di 10.000 utenti BT

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Verifica del rispetto degli standard specifici

L'Autorità ha verificato il rispetto degli standard di qualità contenuti nelle Carte. Gli standard specifici di qualità si riferiscono alle singole prestazioni da garantire all'utente ed esprimono la tempestività dell'azienda nel fornire all'utente le prestazioni richieste[6].

Per ciascuno degli indicatori previsti dallo schema generale di riferimento della Carta dei servizi per il settore elettrico, le aziende esercenti hanno dichiarato uno standard di qualità nelle proprie Carte dei servizi. L'Enel, che ha adottato una Carta per ogni zona di distribuzione, ha adottato standard a volte diversi per lo stesso indicatore. La variabilità degli standard specifici è dovuta alla facoltà degli esercenti di determinare i propri standard e non a differenze di natura territoriale (per esempio città rispetto a campagna) che in generale non sono rilevanti per questo tipo di standard di qualità.

L'analisi è stata svolta differenziando tre gruppi di esercenti: Enel, le imprese elettriche locali con più di 10.000 utenti e le altre imprese elettriche locali con meno di 10.000 utenti (Tav. 2.16, Tav. 2.17 e Tav. 2.18).

Per illustrare in modo sintetico la qualità del servizio a fronte degli standard specifici dichiarati dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi, le tavole che seguono riportano dati relativi a:

- *numero annuo di richieste*, vale a dire il numero di richieste dell'utente per una determinata prestazione;
- *standard*, definito come il tempo massimo dichiarato nelle Carte dei servizi per fornire all'utente una determinata prestazione (espresso in giorni); per tenere conto della variabilità degli standard dichiarati dalle diverse aziende, è stato indicato sia il valore medio degli standard (ponderato sul numero annuo di richieste), sia il valore minimo e massimo degli standard dichiarati;
- *tempo effettivo*, definito come il livello medio effettivo raggiunto nel corso dell'anno (espresso in giorni), ponderato sul numero di richieste;
- *percentuale fuori standard*, definita come la percentuale di richieste dell'utente soddisfatte in tempi superiori agli standard per cause imputabili all'esercente.

TAV. 2.16 RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI: ENEL

Anno 1997

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD				
		VALORE MEDIO (giorni)	VALORE MINIMO (giorni)	VALORE MASSIMO (giorni)	FUORI STANDARD %	TEMPO EFFETTIVO (giorni)
PREVENTIVAZIONE	256.983	40	25	60	1,8	15,8
ALLACCIAMENTO NUOVE UTENZE	196.652	50	30	80	0,1	5,5
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA	1.732.506	10	7	20	0,2	1,3
DISATTIVAZIONE FORNITURA	846.763	12	12	15	0,2	2,8
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	33.853	28	28	28	6,5	16,7
RISPOSTA A RECLAMI	28.070	30	30	30	7,2	20,2
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	6.805	45	45	45	0,9	11,3
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	533.547	1	1	1	0,3	1,0
VERIFICA DEI MISURATORI	6.453	20	20	20	2,6	9,9
VERIFICA DELLA TENSIONE	1.182	20	20	20	1,2	9,7

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV. 2.17 RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI:
IMPRESE ELETTRICHE LOCALI AVENTI PIÙ DI 10.000 UTENTI

Anno 1997

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD				
		VALORE MEDIO (giorni)	VALORE MINIMO (giorni)	VALORE MASSIMO (giorni)	FUORI STANDARD %	TEMPO EFFETTIVO (giorni)
PREVENTIVAZIONE	17.982	28,0	2	60	2,5	20,1
ALLACCIAMENTO NUOVE UTENZE	7.449	18,0	5	40	1,7	10,8
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA	148.785	6,9	5	15	8,3	3,9
DISATTIVAZIONE FORNITURA	75.147	6,9	2	15	0,2	3,6
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	3.296	28,7	10	30	1,4	14,4
RISPOSTA A RECLAMI	8.098	22,1	10	30	0,8	14,2
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	25.865	17,4	2	120	2,7	8,8
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	23.539	1,0	1	2	0,0	1,5
VERIFICA DEI MISURATORI	2.660	11,2	5	45	0,3	6,8
VERIFICA DELLA TENSIONE	1.072	2,9	1	25	0,4	1,1

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV. 2.18 RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI:
IMPRESE ELETTRICHE LOCALI AVENTI MENO DI 10.000 UTENTI

Anno 1997

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD				
		VALORE MEDIO (giorni)	VALORE MINIMO (giorni)	VALORE MASSIMO (giorni)	FUORI STANDARD %	TEMPO EFFETTIVO (giorni)
PREVENTIVAZIONE	1.993	12,9	1	40	0,5	8,4
ALLACCIAMENTO NUOVE UTENZE	2.117	16,5	2	40	0,9	12,3
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA	4.621	6,5	2	10	0,4	3,6
DISATTIVAZIONE FORNITURA	3.363	6,5	1	12	0,1	4,1
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	404	20,8	2	30	3,3	11,8
RISPOSTA A RECLAMI	149	24,6	1	30	6,5	11,7
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	479	37,3	5	120	0,0	16,0
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	392	1,0	1	5	0,0	1,0
VERIFICA DEI MISURATORI	369	15,3	1	20	0,0	5,3
VERIFICA DELLA TENSIONE	203	12,1	1	45	0,0	6,4

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Dall'analisi svolta risulta che gli standard di qualità dichiarati dai soggetti esercenti il servizio sono alquanto differenziati tra loro, sia all'interno dell'Enel stessa, sia soprattutto tra le imprese elettriche locali.

L'Enel nel 1997 ha verificato tutti gli indicatori di qualità in modo omogeneo su tutte le proprie zone di distribuzione mentre gli altri esercenti hanno verificato gli standard in modo spesso incompleto. La percentuale di casi fuori standard è contenuta per tutte le prestazioni, sia per Enel, sia per le imprese elettriche locali.

Nella generalità dei casi le aziende distributrici non hanno aggiornato, con cadenza periodica, gli standard indicati nelle proprie Carte dei servizi, come previsto dalla direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994.

Inoltre, pur in presenza di una dispersione intorno alla media dei tempi effettivi rilevati, i tempi massimi dichiarati dai soggetti esercenti nelle Carte dei servizi sono, per tutte le prestazioni, sensibilmente superiori ai tempi effettivi. Ciò evidenzia che gli standard delle Carte dei servizi sono stati definiti con un criterio molto prudenziale.

Rimborsi agli utenti

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore elettrico prevede che gli esercenti individuino almeno quattro standard specifici da assoggettare a rimborso. Prevede inoltre che le aziende, a fronte del mancato rispetto di tali indicatori per cause non imputabili all'utente o a terzi, riconoscano un rimborso agli utenti coinvolti. Le aziende possono determinare l'entità e le procedure di rimborso. Nel settore elettrico, l'Enel e quasi tutte le imprese elettriche locali hanno definito una procedura di rimborso basata sull'istanza dell'utente che ha subito il disservizio. Solo un'azienda locale ha adottato procedure di rimborso automatico, ossia indipendentemente dalla richiesta dell'utente.

Per ciascuno degli standard specifici che ogni azienda ha indicato come soggetti a rimborso, sono stati presi in esame i casi di mancato rispetto degli standard specifici per cause imputabili all'esercente, le richieste presentate dagli utenti, le richieste accettate e l'entità dei rimborsi pagati: confrontando il limitato numero dei rimborsi richiesti dagli utenti con il numero dei casi per i quali ne avrebbero avuto diritto, risulta evidente che l'efficacia della tutela è molto ridotta se l'ottenimento dell'indennizzo dipende dalla richiesta dell'utente (Tav. 2.19).

TAV. 2.19 **RIMBORSI PER IL MANCATO RISPETTO DI STANDARD SPECIFICI**

Anno 1997

	ZONE ENEL	MAGGIORI IMPRESE ELETTRICHE LOCALI*	ALTRE IMPRESE ELETTRICHE LOCALI	TOTALE
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	5.289	810	N.D.	6.099
RICHIESTE DI RIMBORSO DA PARTE DEGLI UTENTI	6	6	45	57
RICHIESTE DI RIMBORSO DA PARTE DEGLI UTENTI ACCETTATE DAL SOGGETTO EROGATORE IL SERVIZIO	2	19	14	35
RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI AGLI UTENTI (LIRE)	100.000	1.551.201	14.000	1.665.201

Legenda:
- maggiori aziende elettriche locali: aziende con più di 10.000 utenti BT
- altre aziende elettriche locali: aziende con meno di 10.000 utenti BT

Note:
* Non sono compresi i dati delle aziende che non hanno separato i valori di fuori standard imputabili a responsabilità aziendali da quelli imputabili a responsabilità dell'utenza .

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Lo scarso utilizzo delle procedure di rimborso su richiesta degli utenti nel 1997 è in larga misura imputabile alla scarsa conoscenza della Carta dei servizi. Un'indagine demoscopica commissionata dall'Autorità ha dimostrato che il 21 per cento degli utenti del servizio elettrico dichiara di conoscere la Carta dei servizi ma solo il 9,5 per cento dichiara di averla vista o letta[7].

I livelli effettivi di qualità: la continuità del servizio

Gli aspetti della continuità del servizio presi in esame dalla Carta dei servizi sono le interruzioni accidentali lunghe (durata superiore a 3 minuti) e le sospensioni programmate (con preavviso agli utenti, in genere di 24 ore).

La continuità del servizio è fortemente influenzata dalla struttura della rete. Infatti in Italia, come nella maggior parte dei paesi, le aree rurali sono servite da linee aeree, che sono più vulnerabili sotto il profilo della continuità a causa di fenomeni atmosferici o altri fattori non imputabili al servizio stesso. Di conseguenza i livelli effettivi di continuità (sia in frequenza sia in durata delle interruzioni) sono notevolmente differenziati tra aree urbane e aree rurali.

La rilevazione dell'Enel sugli indicatori di continuità fa emergere, inoltre, che vi sono disomogeneità tra le diverse zone dell'Enel anche a parità di caratteri-

stiche di territorio: la figura 2.7 mostra che il divario tra Nord e Sud del paese in termini di durata delle interruzioni senza preavviso è piuttosto forte.

La tavola 2.20 mostra la frequenza e la durata delle interruzioni accidentali nelle regioni italiane; i dati sono riportati dapprima come media ponderata di tutto il territorio servito e, successivamente, distinguendo le aree urbane dalle aree rurali.

In media un utente dell'Enel alimentato in bassa tensione ha subito nel 1997 4,7 interruzioni accidentali, per un totale di 219 minuti persi per utente. Questi valori medi nascondono situazioni molto differenziate: al Nord la media è di 2,9 interruzioni per utente all'anno (133 minuti persi per utente), mentre al Sud la media sale a 6,2 interruzioni per utente all'anno (311 minuti persi per utente). Questi valori sono medie ponderate che riflettono il fatto che Enel serve sia territori urbani che rurali.

L'analisi di dettaglio mostra differenze rilevanti anche all'interno delle sole zone urbane (1,6 interruzioni per utente all'anno nelle aree urbane del Nord contro 3,5 interruzioni per utente all'anno nelle aree urbane del Sud) o delle sole zone rurali (3,9 interruzioni per utente all'anno nelle aree rurali del Nord contro 9,0 interruzioni per utente all'anno nelle aree rurali del Sud).

Dal confronto dei dati dell'Enel degli anni 1996 e 1997, si rilevano miglioramenti per quanto riguarda la durata delle interruzioni (Fig. 2.9), ma non per la loro frequenza (Fig. 2.8): la lievissima flessione osservata per quest'ultimo indicatore è frutto di un apprezzabile miglioramento nelle regioni settentrionali che compensa aumenti di frequenza nel resto del paese.

TAV. 2.20 FREQUENZA E DURATA DELLE INTERRUZIONI ACCIDENTALI LUNGHE: ENEL

Anno 1997

	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER UTENTE							
	TUTTO IL TERRITORIO		AREA RURALE		AREA SEMIURBANA		AREA URBANA	
	Frequenza*	Durata**	Frequenza*	Durata**	Frequenza*	Durata**	Frequenza*	Durata**
PIEMONTE	3,3	172	4,3	247	2,0	89	2,0	63
VALLE D'AOSTA	2,1	106	2,4	122	-	-	0,8	33
LIGURIA	3,4	191	5,6	353	1,8	72	2,0	91
LOMBARDIA	2,1	90	2,6	114	1,6	69	1,4	61
VENETO	3,0	126	3,7	160	2,6	100	1,5	51
TRENTINO	4,4	191	4,9	213	2,6	76	1,4	67
FRIULI	2,6	126	3,2	158	1,9	86	0,9	28
EMILIA ROMAGNA	3,8	145	5,4	206	2,7	101	1,7	68
TOSCANA	5,7	201	8,6	292	4,1	141	3,3	133
UMBRIA	5,4	276	6,0	321	6,7	292	3,7	186
MARCHE	5,3	246	7,1	329	4,2	192	2,9	143
LAZIO	6,8	280	9,5	380	8,1	317	4,0	188
CAMPANIA	5,4	269	8,5	408	5,0	252	3,0	162
ABRUZZO	7,0	302	7,6	353	6,4	250	5,6	189
MOLISE	5,3	374	6,0	461	3,9	162	2,7	124
PUGLIA	5,1	235	9,5	447	3,6	146	2,8	137
BASILICATA	3,7	327	4,4	407	1,6	90	1,4	89
CALABRIA	6,0	319	7,3	390	4,5	241	2,3	123
SARDEGNA	9,5	426	13,2	560	6,6	273	3,8	238
SICILIA	7,0	364	10,5	571	5,3	269	4,5	206
ITALIA	4,7	219	6,3	299	3,9	170	2,8	129
NORD	*2,9*	*133*	*3,9*	*183*	*2,0*	*83*	*1,6*	*65*
CENTRO	*6,0*	*245*	*8,4*	*330*	*6,3*	*244*	*3,6*	*161*
SUD	*6,2*	*311*	*9,0*	*460*	*4,7*	*220*	*3,5*	*173*

Legenda:
- aree urbane: località con popolazione superiore a 30.000 abitanti
- aree semiurbane: località con popolazione compresa tra 10.000 e 30.000 abitanti
- aree rurali: località con popolazione inferiore a 10.000 abitanti
- tutto il territorio: media ponderata tra aree urbane, semiurbane e rurali

* numero medio di interruzioni per utente
** minuti persi per utente dovuti ad interruzioni

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

La situazione della continuità del servizio nelle principali imprese elettriche degli enti locali non è omogenea. La tavola 2.21 mostra i dati di frequenza e di durata delle interruzioni accidentali delle principali aziende elettriche locali: Aem-Milano, Aem-Torino e Asm-Brescia, con circa 1 interruzione per utente all'anno in media, Aec-Bolzano e Acea-Roma con un numero di interruzioni per utente compreso tra 2 e 3 all'anno. Tranne il caso di Bolzano, questi dati sono riferiti solo al territorio urbano.

La misurazione della continuità non appare pienamente omogenea tra i diversi esercenti. Una corretta misurazione della continuità dovrebbe comportare la rilevazione delle interruzioni, della loro durata e del numero di utenti coinvolti. Per quanto riguarda il numero di utenti coinvolti, nessun esercente in Italia, nemmeno Enel, dispone di sistemi automatizzati in grado di rilevare esattamente gli utenti coinvolti in ciascuna interruzione; ciascun esercente adotta metodi di stima basati su valori medi (per esempio: stima del numero medio di utenti disalimentati per un guasto su una linea o su un trasformatore).

Le diverse modalità di rilevazione e di stima dei dati relativi alla continuità del servizio tra gli esercenti implicano l'esistenza di margini di approssimazione. I dati pubblicati dall'Autorità possono essere ritenuti ragionevolmente confrontabili. In altri termini, i margini di approssimazione dei dati presentati non sono tali da invalidare la rilevazione dei dati e la loro pubblicazione comparativa.

Per quanto riguarda la continuità della fornitura, l'Autorità ha già proposto una metodologia di misurazione degli effetti delle interruzioni del servizio comune a tutte le imprese energetiche (*cfr.* Capitolo 6).

TAV. 2.21 **INTERRUZIONI ACCIDENTALI LUNGHE: PRINCIPALI AZIENDE ELETTRICHE LOCALI**
Anno 1997

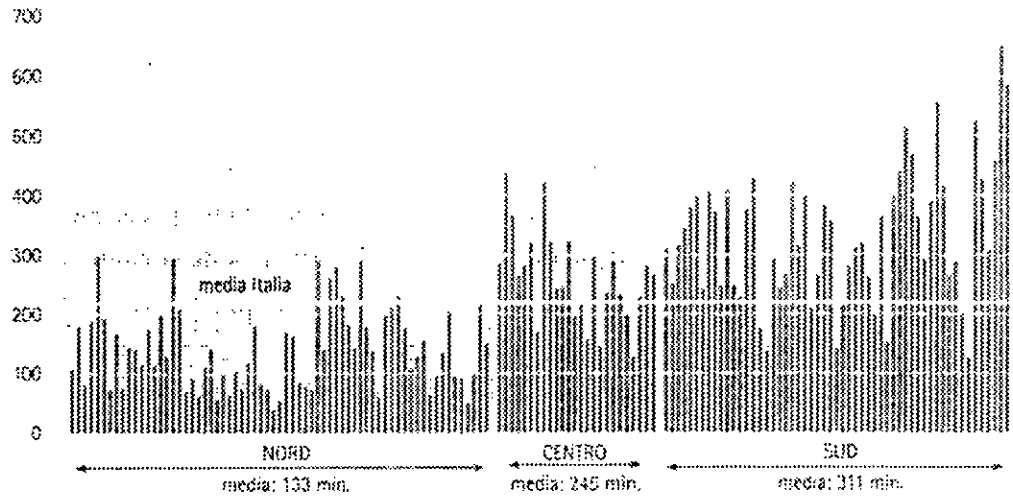
AZIENDE	UTENTI	FREQUENZA PER UTENTE	DURATA (MINUTI)
ACEA - ROMA	761.394	3,0	55
AEM - MILANO	430.353	1,0	37
AEM - TORINO	247.342	1,2	35
ACEGAS - TRIESTE	138.691	1,8	57
ASM - BRESCIA	114.158	1,1	32
AEC - BOLZANO	112.562	2,1	40
META - MODENA	108.987	0,8	NV

Legenda:
- NV: dato non valido

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

FIG. 2.7 **DURATA MEDIA PER UTENTE DELLE INTERRUZIONI ACCIDENTALI**

Anno 1997; minuti persi per utente, utenti Enel in bassa tensione



Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

FIG. 2.8 **FREQUENZA MEDIA PER UTENTE DELLE INTERRUZIONI ACCIDENTALI: VARIAZIONI 1996-1997**

Utenti Enel in bassa tensione

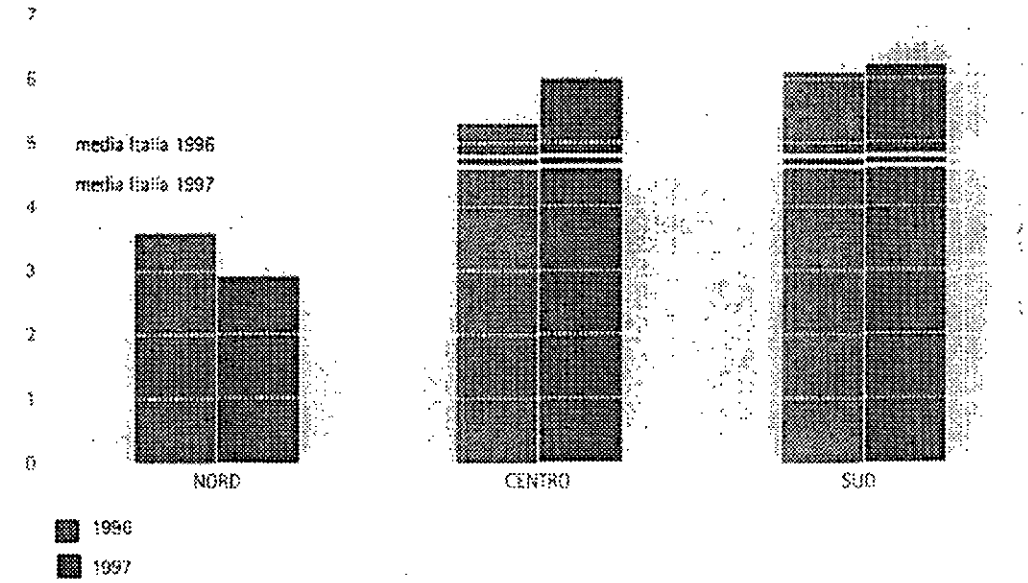
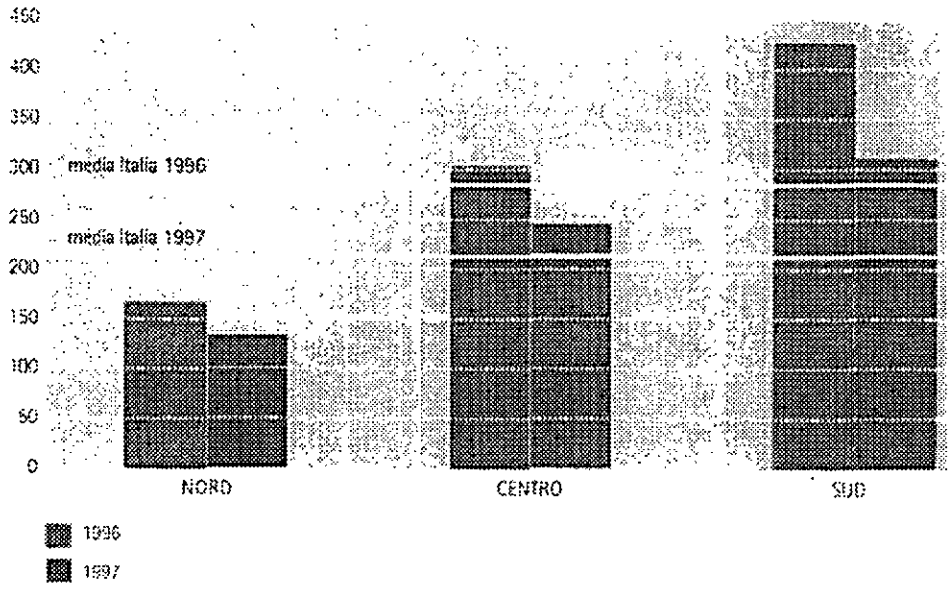


FIG. 29 **DURATA MEDIA PER UTENTE DELLE INTERRUZIONI ACCIDENTALI: VARIAZIONI 1996-97**

Minuti persi per utente, utenti Enel in bassa tensione



Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Modalità di rilevazione della continuità del servizio

Nel servizio elettrico la continuità della fornitura è una componente fondamentale della qualità del servizio. Gli aspetti della continuità del servizio presi in esame dalla Carta dei servizi sono le interruzioni accidentali lunghe e le sospensioni programmate.

Per interruzioni accidentali lunghe si intendono le sospensioni non programmate della fornitura di durata superiore a 3 minuti, causate da guasti transitori o permanenti, da eventi esterni, da interferenze di terzi o da altri motivi anche fuori dal controllo del soggetto erogatore, nonché le sospensioni programmate senza preavviso di durata superiore a 3 minuti.

Per sospensioni programmate si intendono le interruzioni del servizio per cause programmate dal soggetto erogatore precedute da un preavviso all'utenza.

Per ciascuna delle due tipologie di interruzione sono analizzate:

- la *frequenza*, espressa attraverso il numero medio di interruzioni per utente all'anno, cioè il rapporto tra la somma annuale del numero di utenti coinvolti e il numero di utenti a fine anno;
- la *durata*, espressa in minuti persi all'anno per utente, cioè il rapporto tra sommatoria annuale dei prodotti del numero di utenti coinvolti nell'interruzione per la durata di ciascun evento e il numero di utenti a fine anno.

Non sono state analizzate le interruzioni brevi (durata inferiore a 3 minuti), in quanto non sono attualmente contemplate dalla Carta dei servizi.

Per misurare i livelli effettivi di continuità sono stati adottati indicatori che tengono conto di tutte le possibili cause di interruzione, anche quelle dovute a terzi o a cause di forza maggiore. Questa scelta consente di esprimere meglio il livello di continuità effettivamente fruito dagli utenti, anche se non permette di individuare le responsabilità degli esercenti.

STRUTTURA E ORGANIZZAZIONE DEL SERVIZIO ELETTRICO NAZIONALE

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79

Il processo di recepimento in Italia della Direttiva 96/92/CE ha preso avvio con la legge 24 aprile 1998, n.128, con cui il Parlamento delegava il Governo ad attuare la Direttiva, con l'emanazione di uno o più decreti legislativi entro un anno. La delega parlamentare dettava i principi guida entro cui la ridefinizione del sistema elettrico nazionale avrebbe dovuto inquadrarsi. Il 10 novembre 1998 il Consiglio dei ministri approvava uno schema di decreto legislativo che veniva riproposto al dibattito parlamentare nel gennaio 1999 e approvato definitivamente il 19 febbraio 1999.

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 "*Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*" pubblicato in Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n. 75 del il 31 marzo 1999, ridisegna il quadro istituzionale e normativo del settore elettrico italiano caratterizzato dal regime di riserva sancito dalla legge di nazionalizzazione del 1962 (legge 6 dicembre 1962, n. 1643). Vengono liberalizzate le attività di generazione, importazione ed esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica (art. 1, 8 e 10), mantenuta in un regime di concessione l'attività di distribuzione (art. 9) e in regime di riserva quelle di trasmissione e dispacciamento (art. 3). Nuove figure istituzionali, quale il *gestore della rete di trasmissione nazionale* (art. 3), l'*acquirente unico* (art. 4) e il *gestore del mercato* (art. 5 e 6), sono preposte al coordinamento di un mercato caratterizzato da una quota limitata, ma gradualmente crescente di clienti liberi (considerati "idonei") di scegliere il proprio fornitore (art. 14). Il decreto legislativo n. 79/99 prevede la promozione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (art. 11) e la riorganizzazione societaria dell'operatore dominante, l'Enel Spa (art. 13). Il decreto definisce nuove competenze dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas oltre a quelle attribuitele dalla legge 14 novembre 1995, n. 481 (*cfr.* Capitolo 1).

Struttura del mercato

Il sistema elettrico nazionale è caratterizzato dall'istituzione di due mercati paralleli: uno "vincolato" e uno "libero". Il primo è costituito dai clienti vincolati, ovvero tutti gli utenti domestici e gli altri utenti che presentano consumi inferiori a determinate soglie prefissate e che, si ritiene, non abbiano la forza contrattuale (proprio a causa dei loro bassi consumi) per stipulare contratti di fornitura direttamente con i produttori nazionali ed esteri a condizioni vantaggiose. Ai clienti vincolati la fornitura è garantita dall'*acquirente unico* tramite i distributori locali ed è loro assicurata la tariffa unica nazionale definita

dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Sul secondo mercato operano *clienti idonei*, ovvero quegli utenti che, avendo consumi superiori a determinate soglie, hanno la facoltà di stipulare direttamente contratti di fornitura, non soggetti a tariffa, con produttori, distributori o grossisti per la copertura dei propri consumi. Per assicurare gradualità al mercato i clienti "idonei", qualora lo ritengano opportuno, possono scegliere di essere riforniti dall'*acquirente unico* (con tariffa unica nazionale) per un periodo di due anni rinnovabile per una sola volta.

Produzione

L'attività di generazione elettrica, completamente liberalizzata, è soggetta unicamente ad autorizzazione in particolare per garantire il rispetto dei vincoli ambientali per la costruzione di nuovi impianti e la modifica o il ripotenziamento di quelli esistenti. Al fine di favorire la concorrenza sul lato dell'offerta e limitare le dimensioni del soggetto dominante sul mercato entro il 1 gennaio 2003 è previsto che:

- nessun soggetto possa produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50 per cento del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia;
- l'Enel Spa ceda non meno dei 15.000 MW della propria capacità produttiva; per questo termine è prevista la possibilità di una proroga non superiore a un anno concessa dall'Autorità garante per la concorrenza e per il mercato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Trasmissione e dispacciamento

Le attività di trasmissione[8] e dispacciamento vengono mantenute in un regime di riserva dello Stato e svolte in concessione da una società per azioni denominata *gestore della rete di trasmissione nazionale*, appositamente creata da Enel Spa tramite il conferimento dei beni necessari con l'eccezione della proprietà delle reti, di proprietà del Ministro del tesoro che esercita i propri diritti di azionista di concerto con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Limitate porzioni della rete possono essere mantenute in gestione da altri operatori. Il *gestore della rete di trasmissione nazionale* è responsabile delle attività di manutenzione e sviluppo, svolte in base a specifiche convenzioni[9] con gli operatori proprietari delle reti. L'articolo 3 del decreto legislativo definisce inoltre le nuove e rilevanti competenze dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia (*cfr.* Capitolo 1).

Acquirente unico

L'*acquirente unico* è una società per azioni costituita dal *gestore della rete di trasmissione nazionale* a cui, previa autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, possono partecipare le imprese di distribuzione, con una quota azionaria (di controllo diretto o indiretto) non superiore al 10 per cento e senza che il *gestore della rete di trasmissione nazionale* ne perda il controllo. All'*acquirente unico* spetta l'obbligo di garantire la disponibilità della fornitura di energia elettrica necessaria per far fronte alla domanda di tutti i clienti vincolati e di quelli idonei che hanno scelto di approvvigionarsi da tale soggetto. A tal fine stipula contratti con i produttori sulla base di previsioni di medio-lungo termine della domanda e vende l'energia elettrica ai distributori.

Gestore del mercato e contrattazione bilaterale

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede, a partire dall'1 gennaio 2001, la creazione di un meccanismo di mercato in forma borsistica, ma non obbligatorio, la cui gestione è affidata a una società per azioni, denominata *gestore del mercato*, costituita dal *gestore della rete di trasmissione nazionale* entro nove mesi dall'entrata in vigore del decreto. Il *gestore del mercato* organizza il mercato elettrico secondo criteri di neutralità, trasparenza, nonché di concorrenza tra i produttori ad assicura un'adeguata disponibilità della riserva di potenza. Entro l'1 gennaio 2001 l'ordine di entrata in funzione degli impianti, nonché la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari offerti avverrà secondo un dispacciamento di merito economico e il *gestore del mercato* assume la gestione delle offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica per assicurare il bilanciamento delle stesse secondo criteri di economicità generale del sistema. Il dispacciamento passante, e quindi i contratti bilaterali fisici sono ammessi nel periodo di transizione e in deroga a regime qualora autorizzati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Quest'ultima ha anche il compito di determinare, entro sessanta giorni dall'entrata in vigore del decreto, le clausole negoziali e le regolamentazioni tecniche dei contratti stipulati dai clienti idonei.

Distribuzione

L'attività di distribuzione dell'energia elettrica si svolge in un regime di concessione. Le concessioni vengono rilasciate dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato entro il 31 marzo del 2001, alle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo e hanno durata trentennale. A partire dal 2030 le concessioni di distribuzione verranno assegnate tramite meccanismi di gara in modo tale da coprire ambiti di dimensioni non inferiori al territorio comunale e non superiori a un quarto di tutti i clienti finali.

Per favorire l'evoluzione del sistema di distribuzione dall'attuale situazione verso i futuri assetti viene promossa l'aggregazione volontaria, secondo criteri di mercato, di più soggetti, in particolare se operanti nello stesso comune. Le proposte di aggregazione devono pervenire entro il 31 marzo 2000 al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato che, di concerto con il Ministro del bilancio e della programmazione economica, promuove azioni affinché si consegua l'aggregazione anche con specifici accordi di programma. In particolare, in aree urbane ove operano congiuntamente sia Enel Spa sia imprese elettriche locali che servono almeno il 20 per cento dell'utenza, se la razionalizzazione della distribuzione non viene raggiunta su base volontaria, queste ultime possono chiedere all'Enel Spa la cessione dei rami di azienda dedicati all'esercizio di attività di distribuzione. La valutazione economica della cessione, che deve avvenire entro il 31 marzo del 2001, è demandata all'accordo fra le parti e, ove questo non venisse raggiunto entro il 30 settembre del 2000, definita da tre soggetti terzi[10].

Relativamente agli ambiti territoriali contigui, anche alle imprese elettriche locali aventi non meno di 100.000 clienti finali è consentita, entro un anno dall'entrata in vigore del decreto legislativo, un'analoga procedura.

Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto i distributori che alimentano oltre 300.000 utenti sono tenuti a costituire una o più società per azioni per la fornitura ai clienti "vincolati".

Clienti *idonei* e mercato libero

Le soglie per l'accesso al mercato libero da parte dei clienti *idonei* sono fissate dal decreto legislativo a consumi annui (riferiti all'anno precedente e relativi a un unico punto di misura) di 30 GWh per il 1999, 20 GWh dal 1 gennaio del 2000 e 9 GWh dal 1 gennaio del 2002. Sono inoltre ammessi al mercato libero i distributori e i grossisti limitatamente all'energia destinata a clienti *idonei* connessi alla propria rete e con cui abbiano stipulato contratti di vendita.

Sono altresì ammessi le imprese o gruppi di imprese, i consorzi e le società consortili con soglie di consumo globale analoghe e soglie di consumo individuale della dimensione minima di 2 GWh annui dal 1999 e 1 Gwh dal 2002 con centri di consumo nel medesimo comune o in comuni contigui. La contiguità non è un requisito necessario quando i centri di consumo siano ubicati in aree individuate da specifici atti di programmazione regionale.

A partire dall'1 gennaio 2002 hanno altresì diritto alla qualifica di clienti *idonei* i clienti finali i cui consumi siano risultati, nell'anno precedente, superiori a 1 GWh in ciascun punto di misura considerato e superiore a 40 GWh come somma dei suddetti punti di misura.

I clienti *idonei* in possesso di tali requisiti autocertificano all'Autorità per l'e-

nergia elettrica e il gas la propria qualifica per il 1999; quest'ultima, entro novanta giorni dall'entrata in vigore del decreto, stabilisce le modalità per riconoscere e verificare la qualifica di clienti *idonei* agli aventi diritto.
Le soglie di idoneità stabilite dal decreto legislativo n. 79/99 consentono un'apertura del mercato stimata pari al 30 per cento nel 1999, al 35 per cento nel 2000 e 40 per cento nel 2002. Oltre quella data, e in presenza di aperture comparabili di altri Stati membri dell'Unione europea, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, individua nuovi limiti per l'attribuzione della qualifica di cliente *idoneo* al fine di assicurare una maggiore apertura del mercato.

Produzione da fonti rinnovabili

Condizioni di particolare favore sono concesse dal decreto legislativo n. 79/99 per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, anche al fine di agevolare l'abbattimento delle emissioni di anidride carbonica nel rispetto gli impegni internazionali previsti dal Protocollo di Kyoto (*cfr.* Capitolo 1). A partire dal 2001 tutti gli importatori e produttori di energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere (anche acquistando da altri produttori) nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, proveniente da impianti entrati in esercizio o ripotenziati dopo l'entrata in vigore del decreto, inizialmente pari al 2 per cento delle quantità prodotte e importate al di sopra di una soglia di 100 GWh l'anno. Il decreto prevede inoltre che venga assicurato, all'energia prodotta da fonti rinnovabili, un dispacciamento prioritario sulla base di specifici criteri definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.
Vengono infine definiti dal Cipe, su proposta del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e della Conferenza unificata Stato Regioni, gli obiettivi pluriennali per ciascuna fonte rinnovabile e la ripartizione fra regioni e provincie autonome delle risorse da destinare all'incentivazione gestite attraverso procedure di gara.

Assetto societario dell'Enel Spa

Il decreto legislativo n. 79/99 impone all'Enel Spa la trasformazione, entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore, in *holding* industriale con funzioni di indirizzo strategico e coordinamento dell'assetto industriale e delle attività delle società da essa controllate. Società separate devono essere costituite per:

- la produzione di energia elettrica;
- la distribuzione e vendita ai clienti vincolati;
- la vendita ai clienti idonei;
- l'esercizio dei diritti di proprietà della rete di trasmissione (comprensiva

delle linee di trasporto, delle stazioni di trasformazione e delle attività di manutenzione e sviluppo, vedi *supra*);

- lo smaltimento delle centrali elettronucleari dismesse e attività connesse, le cui azioni vengono assegnate al Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica (il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato mantiene su di essa una funzione di indirizzo).

A tutte le società, entro centottanta giorni dall'entrata in vigore del decreto, sono conferiti tutti i beni e rapporti giuridici, relativi all'oggetto della loro attività, ivi compresa una quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito.

Il decreto legislativo n. 79/99 stabilisce inoltre normative specifiche in materia di *importazione ed esportazione di energia elettrica* (art. 10) e di *concessioni idroelettriche* (art. 12). L'attività di importazione ed esportazione è libera e tuttavia soggetta a regole di natura diversa a seconda dei paesi con cui ha luogo. Con i paesi appartenenti all'Unione europea devono sussistere condizioni di reciprocità oltre che di disponibilità delle linee di interconnessione; in caso di insufficiente capacità di trasporto (verificata dal *gestore della rete di trasmissione nazionale*) l'Autorità per l'energia elettrica e il gas fissa criteri di equa ripartizione tra mercato libero e vincolato. Con i paesi non appartenenti all'Unione europea sussistono ulteriori condizioni, determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, di compatibilità economica e ambientale dell'energia importata.

Per le concessioni di grande derivazione d'acqua per scopi idroelettrici il decreto legislativo definisce le scadenze e le modalità di rinnovo. Per le concessioni dell'Enel Spa, attualmente di durata illimitata, viene introdotta una scadenza trentennale a partire dalla data di entrata in vigore del decreto. Per le altre concessioni, già scadute o in scadenza entro il 31 dicembre 2010, viene stabilita una proroga automatica sino a tale data; restano valide le scadenze originariamente fissate oltre quella data. Alla scadenza dei termini le nuove concessioni verranno attribuite dalle regioni e delle provincie autonome per una durata trentennale[11].

Il recepimento della Direttiva per l'energia elettrica in Europa

Ai fini della realizzazione del mercato unico dell'energia elettrica, il 19 febbraio 1999 dodici paesi dell'Unione europea erano tenuti al recepimento nella normativa nazionale della Direttiva 96/92/CE. Tuttavia, alcuni paesi - segnatamente Francia, Danimarca e Olanda - non hanno a quella data completato il processo di recepimento. In Francia esiste solo un progetto di legge non ancora approvato, negli altri due paesi sono già da tempo entrate in vigore leggi di riforma che lasciano indefiniti solo alcuni aspetti della Direttiva, come ad esempio le soglie di idoneità (in Danimarca) o i criteri di definizione delle tariffe di trasmissione e di fornitura (in Olanda).

Anche Belgio, Irlanda e Grecia, che hanno a disposizione un periodo supplementare per il recepimento (rispettivamente di un anno per i primi due, e di due anni per l'ultimo) hanno avviato le consultazioni in Parlamento su primi progetti di riforma.

Riguardo al regime di accesso nella generazione, la maggior parte dei paesi europei ha adottato la procedura di autorizzazione. La procedura di gara è prevista solo nei progetti di legge di Irlanda, Francia e come eccezione in Danimarca.

Sei paesi (Finlandia, Olanda, Regno Unito, Spagna, Svezia) hanno optato per l'accesso alla rete di tipo regolato per tutti gli utenti. Ad essi si aggiungono Irlanda e Portogallo, dove l'accesso regolato è limitato ai soli clienti idonei, mentre per i clienti vincolati l'accesso avviene tramite acquirente unico. Verso la soluzione dell'accesso regolato per tutti gli utenti è orientata la proposta della Francia. Fanno eccezione la Danimarca (dove, comunque, l'accesso regolato è previsto per i maggiori produttori) e la Germania che hanno adottato l'accesso negoziato, anche per l'assenza di una rete unica nazionale.

Riguardo all'assetto proprietario del gestore della rete (*Transmission System Operator, TSO*) e all'integrazione dell'attività di trasmissione con altre fasi del sistema elettrico, la Direttiva richiede come condizione minima la separazione contabile delle attività (art. 14) e la separazione gestionale del gestore della rete da altre attività (art. 7 comma 6). In Europa si possono distinguere tre tipologie organizzative:

- il gestore della rete viene isolato organizzativamente e funzionalmente all'interno della struttura verticalmente integrata mediante una separazione limitata al solo piano contabile e gestionale (Danimarca nelle regioni orientali: *Elkraft*, Francia, Germania, Irlanda);
- il gestore della rete è una società indipendente al cui capitale partecipano soggetti della generazione (Austria, Olanda, Portogallo) o della distribuzione (Danimarca nelle regioni occidentali: *Eltra*, Irlanda);
- il gestore della rete è una società indipendente dalle altre attività della filiera elettrica (Finlandia, Regno Unito, Spagna, Svezia). Le partecipazioni azionarie di operatori del mercato elettrico non possono superare soglie prestabilite.

Dove esiste anche un mercato di scambio dell'energia elettrica, ai compiti del gestore indipendente della rete si affiancano quelli dell'operatore del mercato. Nel caso di Inghilterra e Galles e Finlandia, le due figure coincidono, mentre nel caso della Spagna sono state individuate due entità distinte.

In Finlandia, Norvegia e Spagna sono stati creati mercati all'ingrosso non obbligatori. Ai mercati scandinavi, rispettivamente *EL-EX* e *NordPool*, partecipano Danimarca (*Elsam*) e Svezia; in Gran Bretagna il mercato *Pool* è obbligatorio. Dal 19 febbraio 1999 è diventata operativa anche la borsa dell'energia elettrica olandese, *Amsterdam Power Exchange* (*APX*), con le stesse caratteristiche delle borse scandinave cui parteciperanno imprese tedesche e belghe.

Il grado medio di apertura del mercato europeo alla data del 19 febbraio 1999 è di circa il 60 per cento del totale dei dodici paesi tenuti al rispetto di tale scadenza. Tale percentuale è calcolata come quota del consumo degli utenti che potenzialmente possono scegliere il proprio fornitore sul totale del consumo nella UE. La percentuale è superiore a quella minima prevista dalla Direttiva in quanto alcuni paesi hanno adottato un calendario più accelerato (Finlandia, Inghilterra e Galles, Spagna e Svezia).

Tuttavia, in alcuni paesi l'effettiva liberalizzazione del mercato è ostacolata dagli elevati costi di transazione connessi con la ricerca di nuovi fornitori e all'installazione di nuovi misuratori di consumo. Infatti, per conteggiare i consumi nelle diverse frazioni di tempo in cui viene fissato il prezzo dell'energia elettrica nei mercati all'ingrosso operanti in questi paesi è necessario disporre di nuove tecnologie di misurazione. Nei paesi nordici si è evitato di obbligare i consumatori all'acquisto di nuovi misuratori utilizzando curve di carico standard in luogo di misurazioni apposite.

Per quanto riguarda la distribuzione, la maggior parte dei paesi ha introdotto una separazione delle attività di distribuzione da quelle di vendita limitata al solo piano contabile. Solo in Irlanda (progetto di legge), Portogallo e Svezia è richiesta la separazione societaria.

I processi di liberalizzazione sono stati accompagnati da politiche di privatizzazione in Finlandia (40 per cento della società di generazione *IVO*), Portogallo e Spagna. Nel Regno Unito, le imprese del settore sono tutte private, tranne quelle che gestiscono impianti nucleari.

In Regno Unito, Finlandia, Svezia, Portogallo, Spagna, Olanda e Irlanda (ordinati cronologicamente), il processo di liberalizzazione è stato (o sarà nel caso dell'Irlanda) preceduto dalla creazione di autorità indipendenti. Gli altri paesi si sono dotati di nuove strutture di controllo o di gestione reclami e risoluzione delle controversie che non hanno, tuttavia, uno statuto indipendente. In Austria è stata creata una Commissione prezzi, in Danimarca un Comitato di controllo dell'energia, mentre in Francia il decreto all'esame del Parlamento prevede l'istituzione di una Commissione per la regolazione.

TAV. 2.22 QUADRO DI SINTESI DEL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE

	AUSTRIA	BELGIO **	DANIMARCA
LEGGE/PROGETTO DI RIFORMA	Approvazione legge di recepimento (*ELWOG*): fine luglio 1998	Progetto di legge sul recepimento della direttiva diffuso nell'ottobre 1998 all'esame del Parlamento	Approvazione legge di riforma del settore di parziale recepimento della direttiva: maggio 1996; prevista una nuova legge per la metà del 1999
ASSETTO GENERAZIONE E REGIME DI ACCESSO	Assetto attuale: 9 società di produzione a capitale misto + VG, società a capitale interamente pubblico. Nuovo regime: autorizzazioni	*Electrabel*, società verticalmente integrata, controlla circa l'88% del mercato della generazione. Proposta: autorizzazioni	Assetto attuale: 8 maggiori società di produzione di proprietà delle aziende di distribuzione (proprietà municipale) con contratti di lungo termine. Nuovo regime: autorizzazioni per impianti > 25 MW; gare solo come eccezione
ASSETTO TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO. NATURA GIURIDICA E REGIME DI SEPARAZIONE DEL TSO	Assetto precedente: trasmissione e dispacciamento gestiti dalla VG e dalle società di produzione regionali. Nuovo regime: Divisione Trasmissione e Dispacciamento all'interno di VG. Separazione gestionale. Il capitale è pubblico al 51%	*Electrabel* gestisce indirettamente la trasmissione attraverso partecipazione al capitale del CPTE (comitato di gestione delle reti di trasmissione). Proposta: creazione TSO - società a azionariato diffuso	*Eltra* ed *Elsam* (consorzi di imprese) gestiscono la trasmissione e il dispacciamento, rispettivamente, ovest ed est del paese. *Eltra*: *TSO* di proprietà distributori; *Elkraft*: *TSO* di proprietà della coop. Produzione Elsam
MODALITÀ DI ACCESSO ALLE RETI DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolato	Accesso regolato per mercato libero e negoziato per vettoriamento di grandi volumi	Accesso negoziato e possibilità di accesso regolato per i maggiori operatori
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto	Non previsto	Non prevista una Borsa dell'energia. I generatori danesi della parte est (*Elsam*) partecipano al *NordPool* come membri esterni
ASSETTO DISTRIBUZIONE E VENDITA	Assetto precedente: monopoli regionali nei 9 *Laender*. Nuovo regime: le 15 società regionali potranno acquistare energia elettrica liberamente sul mercato. Contratti di fornitura tra *Verbund* e utilities regionali protetti fino al 2003	*Electrabel*, società verticalmente integrata, controlla circa il 40% del mercato della distribuzione	103 distributori (società municipali e cooperative di consumatori) con monopolio locale. Nuovo regime: vengono distinte 3 categorie di operatori, con diversi obblighi e forme di *governance*: gestori di reti e fornitori, fornitori e *traders*
SOGLIE DI CONSUMO DEI CLIENTI IDONEI	40 GWh al febb. 1999 (comprese società con impianti di trasmissione AT); 20 GWh al febb. 2000; 9 GWh al febb. 2003; Distributori: >40 GWh al feb. 2002; > 9 GWh al febb. 2003	> 100 GWh: febbraio 2000; 40 Gwh: dicembre 2006; distributori: gennaio 2007	Previsto rispetto calendario direttiva. I rivenditori sono considerati clienti idonei
QUOTA DI APERTURA DEL MERCATO AL FEBBRAIO 1999	27%	33% nel 2000	33% (previsione)
SEPARAZIONE TRA PRODUZIONE, DISTRIBUZIONE E VENDITA	Contabile per generazione e distribuzione	Contabile	Contabile per generazione e distribuzione
PRIVATIZZAZIONE	Non è prevista la privatizzazione della VG; nessun limite a investitori privati nelle utilities regionali	Non prevista	Permane l'attuale struttura proprietaria prevalentemente municipale
ORGANI DI REGOLAZIONE	Ministero per gli affari economici e finanziari (Divisione Energia), al cui interno verrà istituita una Commissione prezzi	Comitato di controllo elettricità e gas all'interno del Ministero dell'energia. Proposta: creazione Commissione di regolazione all'interno del Ministero per clienti idonei	Ministero dell'ambiente e dell'energia. Prevista l'istituzione di un *Energy Supervisory Board*
PRIORITÀ NEL DISPACCIAMENTO	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili e per la cogenerazione	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.

CONTINUA

TAV. 2.22 (SEGUE) QUADRO DI SINTESI DEL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE

	FINLANDIA	FRANCIA	GERMANIA
LEGGE/PROGETTO DI RIFORMA	Approvazione legge di riforma: giugno 1995; ha anticipato la Direttiva	Progetto di legge del Consiglio dei ministri approvato il 9 dicembre 1998. Approvazione legge prevista in ottobre	Approvazione legge di recepimento: fine aprile 1998
ASSETTO GENERAZIONE E REGIME DI ACCESSO	103 società di generazione (private e pubbliche) con un operatore dominante: *IVO*. Regime vigente: autorizzazioni	Autorizzazioni per la capacità già installata (e il mercato vincolato) e aste competitive per la costruzione di nuova capacità. Le prime aste pubbliche per la nuova capacità saranno bandite dopo il 2005	Assetto attuale: 9 *utilities* verticalmente integrate Nuovo regime: liberalizzazione e autorizzazioni per la costruzione di nuova capacità
ASSETTO TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO. NATURA GIURIDICA E REGIME DI SEPARAZIONE DEL TSO	*Fingrid* gestore unico a livello nazionale e proprietario della trasmissione e del dispacciamento. Società indipendente a capitale misto. Dal gennaio 1998 controlla *EL-EX* (la borsa elettrica)	Assetto attuale: *EdF* proprietario e gestore unico nazionale della rete di trasmissione e del dispacciamento su concessione statale. Progetto di legge: gestore indipendente all'interno di *EDF*, che rimane proprietaria della rete. *Unbundling*: gestionale.	Assetto attuale: non esiste gestore unico della rete a livello nazionale bensì 9 diversi proprietari e gestori coordinati attraverso consorzio. Nuovo regime: mantenimento coord.delle reti. Libertà di costruzione di nuove reti.
MODALITÀ DI ACCESSO ALLE RETI DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolato	Accesso regolato	Accesso negoziato. Le imprese municipali hanno ottenuto lo status di *single buyer* fino al 2005.
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	*EL-EX* creata nel 1996; ammessi anche contratti bilaterali di lungo periodo. E' allo studio la fusione tra *EL-EX* e il *NordPool* norvegese-svedese	Non previsto	Non previsto
ASSETTO DISTRIBUZIONE E VENDITA	Completa liberalizzazione della vendita di elettricità. E' richiesta una autorizzazione per gestire le reti di distribuzione in regime di monopolio	Concessioni comunali per *EdF* e per i distributori non nazionalizzati già esistenti che potranno accedere alla rete per la quantità di energia necessaria ai loro clienti idonei	Eliminazione dei monopoli regionali della distribuzione, ponendo un limite massimo alla durata delle concessioni. Le imprese municipali hanno chiesto una eliminazione dei monopoli graduale
SOGLIE DI CONSUGMO DEI CLIENTI IDONEI	Completa apertura a tutti gli utenti (inclusi i distributori)	Le soglie di apertura saranno determinate con successivo decreto. I rivenditori considerati clienti idonei	Completa apertura del mercato a partire dal 1998; adozione "clausola di reciprocità"
QUOTA DI APERTURA DEL MERCATO AL FEBBRAIO 1999	100%	25,3% (previsione)	100%
SEPARAZIONE TRA GENERAZIONE, PRODUZIONE E VENDITA	Contabile per generazione e distribuzione	Contabile per generazione e distribuzione	Contabile per generazione e distribuzione
PRIVATIZZAZIONE	È prevista la privatizzazione del 40% della società di produzione *IVO*	Non è prevista la privatizzazione del monopolista pubblico *EdF*	Non è prevista la privatizzazione per i forti intrecci azionari pubblici/municipali/ privati
ORGANI DI REGOLAZIONE	Autorità di regolazione	Attualmente: Ministero dell'industria. Proposta di creazione di una Commissione per la regolazione	Ministero affari economici e industria (livello federale e regionale) e Antitrust (federale e regionale)
PRIORITÀ NEL DISPACCIAMENTO	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili e per la cogenerazione	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili e per la cogenerazione

CONTINUA

TAV. 2.22 (SEGUE) QUADRO DI SINTESI DEL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE

	INGHILTERRA-GALLES	IRLANDA **	OLANDA
LEGGE/PROGETTO DI RIFORMA	Approvazione legge di riforma (*Energy Act*): 1989 in vigore dal 30 aprile 1990. Ha anticipato la Direttiva comunitaria	Proposta di riforma del settore del Ministero dell'industria: maggio 1997	Approvazione legge di parziale recepimento: agosto 1998
ASSETTO GENERAZIONE E REGIME DI ACCESSO	I due maggiori produttori controllano ca 50% del mercato. Autorizzazioni rilasciate dall'*Offer*	Un solo produttore. Proposta: gare per la costruzione di nuova capacità ed autorizzazioni per i produttori indipendenti rilasciate dall'Autorità	4 grandi produttori in via di fusione. Nuovo regime: autorizzazioni
ASSETTO TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO. NATURA GIURIDICA E REGIME DI SEPARAZIONE DEL TSO	*National Grid*: gestore unico della trasmissione e del dispacciamento su autorizzazione rilasciata dall'Autorità. Società a azionariato diffuso	*Electricity Supply Board*: attualmente proprietario e gestore della rete di trasmissione. Si propone la creazione di un gestore indipendente responsabile anche del dispacciamento. La proprietà della rete rimarrebbe in capo a *ESB*	*TenneT*: Gestore unico della rete di trasmissione e del dispacciamento. Entità giuridica separata a capitale pubblico al 50% più *golden share*
MODALITÀ DI ACCESSO ALLE RETI DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolato	Acquirente unico nel mercato vincolato e regolato nel mercato libero	Accesso regolato
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Il mercato all'ingrosso (*Pool Market*) è obbligatorio per tutti i generatori. Dispacciamento secondo criterio del *merit order*	Non previsto	Inizialmente contratti bilaterali di lungo periodo; a gennaio '99 è entrata in funzione la Borsa elettrica: *APX* (*spot* e *future*) sul modello del *Nordpool*
ASSETTO DISTRIBUZIONE E VENDITA	12 monopoli regionali nella distribuzione fino al sett. 1998 per i clienti sotto i 100 kW di potenza installata	Monopolio nella distribuzione. Proposta: istituzione di un acquirente unico con obblighi di servizio pubblico per i consumatori vincolati	Società regionali di distribuzione monopoliste (circa 30) con diritti esclusivi di fornitura ai clienti vincolati
SOGLIE DI CONSUMO DEI CLIENTI IDONEI	Dal settembre 1998 apertura totale a tutti i clienti	attualmente solo clienti >100 GWh; successivamente, rispetto calendario direttiva	Soglie di apertura più accelerate 1998: >10 GWh; 2002: > 10 GWh; 2008: completa apertura e adozione "clausola di reciprocità"
QUOTA DI APERTURA DEL MERCATO AL FEBBRAIO 1999	100%	28%	32%
SEPARAZIONE TRA PRODUZIONE DISTRIBUZIONE E VENDITA	Societario per generazione, distribuzione e vendita	Contabile	Separazione societaria tra le attività di distribuzione e vendita non ancora tassativa/normata
PRIVATIZZAZIONE	Società tutte private, tranne gli impianti nucleari di vecchia generazione ancora statali	Non è prevista la privatizzazione dell'Electricity Supply Board	Non è prevista la privatizzazione per i forti intrecci azionari pubblici/municipali/ privati
ORGANI DI REGOLAZIONE	Autorità di regolazione: *Offer*. Dal 1° gennaio 1999 si è fuso con *Ofgas*, l'Autorità per il settore del gas	Autorità di regolazione: *Commission for Electricty Regulation*	Ministero per gli affari economici e finanziari: Divisione energia. Istituzione di un'autorità di regolazione
PRIORITÀ NEL DISPACCIAMENTO	Priorità nel dispacciamento per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili (selezionati con gara).	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.	Creazione di un mercato separato per le fonti rinnovabili in cui "certificati verdi" saranno oggetto di scambio

CONTINUA

TAV. 2.22 (SEGUE) QUADRO DI SINTESI DEL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE

	PORTOGALLO	SPAGNA	SVEZIA
LEGGE/PROGETTO DI RIFORMA	Approvazione legge di riforma: luglio 1996. Ha anticipato la Direttiva	Prima legge di liberalizzazione nel 1994 (*Losen*), successivamente modificata a fine novembre 1997 che recepisce la direttiva (*Ley n. 54 del Sector Elétrico*)	Legge di riforma del settore entrata in vigore il 1° gennaio 1996; non si prevede di modificarla
ASSETTO GENERAZIONE E REGIME DI ACCESSO	Cppe controllata da *Edp Holding* controlla 84% del mercato. Due sistemi paralleli: aste per mercato vincolato; autorizzazioni nel mercato libero (contratti bilaterali)	I due maggiori produttori controllano ca 80% del mercato. Autorizzazioni per la costruzione di nuova capacità rilasciate dal Ministero dell'Energia	I due maggiori generatori coprono il 70% della potenza installata. Autorizzazioni per la costruzione di nuova capacità rilasciate dall'autorità di regolazione
ASSETTO TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO. NATURA GIURIDICA E REGIME DI SEPARAZIONE DEL TSO	*Rede Electrica Nacional*: gestore unico nazionale della rete di trasmissione e del dispacciamento (passante per produttori indipendenti e di merito per il mercato vincolato). Entità giuridica separata controllata da *holding Edp*	*Red Eléctrica de Espana*: gestore unico nazionale della rete di trasmissione e del dispacciamento. Entità giuridica separata al cui capitale possono partecipare i diversi operatori del sistema (quota max 25%)	*Svenska Krafnat*: gestore della rete di trasmissione nazionale e del dispacciamento. Entità giurica separata a capitale pubblico
MODALITÀ DI ACCESSO ALLE RETI DA PARTE DEI TERZI	Acquirente unico nel mercato vincolato e regolato nel mercato libero	Accesso regolato	Accesso regolato
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto (nel lungo periodo potrà nascere un mercato *spot* per gli sbilanciamenti/scambi tra i due sistemi)	Previsto e gestito dall'Operatore del mercato separato societariamente dall'Operatore del sistema: offerte/ domande di energia con *Merit Order*	Ha aderito al *NordPool* norvegese, borsa a cui partecipano produttori e acquirenti. E' ancora un mercato residuale, in quanto le transazioni vengono effettuate tramite contratti bilaterali
ASSETTO DISTRIBUZIONE E VENDITA	4 società monopoliste regionali nella distribuzione controllate dalla *holding Edp*	Autorizzazione amministrativa per distribuire in una data "zona elettrica"	Oltre 270 società di distribuzione locali
SOGLIE DI CONSUMO DEI CLIENTI IDONEI	Febbraio 99: 40 GWh e distributori per la quota obbligatoria dell'8% del proprio fabbisogno acquistata sul mercato libero	Soglie di apertura più accelerate rispetto alla direttiva. Dal 2007 completa apertura a tutti gli utenti; successivamente rispetto calendario	Completa apertura del mercato già dal 1996
QUOTA DI APERTURA DEL MERCATO AL FEBBRAIO 1999	25%	42% (entro fine 1999)	100%
SEPARAZIONE TRA PRODUZIONE, DISTRIBUZIONE E VENDITA	Ristrutturazione di *EdP* che oggi come holding controlla le società operative nelle varie fasi della filiera	Societario tra generazione e distribuzione (entro 2000) e contabile tra distribuzione e vendita	Societario tra distribuzione e vendita e contabile tra generazione e distribuzione
PRIVATIZZAZIONE	A partire dal giugno 1997 è iniziata la privatizzazione di *EdP holding*. Attualmente è privata per il 50%	Da ottobre 1997 privatizzazione in tre anni del gruppo Endesa: oggi la società è a controllo pubblico ancora per il 40% circa del capitale	Non è prevista la privatizzazione. Intrecci azionari pubblici/ municipali/ privati
ORGANI DI REGOLAZIONE	Autorità di regolazione: *Erse* (*Entitade Reguladora Sector Electrico*) all'interno del Ministero dell'industria	Autorità di regolazione: *CNSE* (*Comision Nacional del Sistema Eléctrico*) e Ministero dell'industria e dell'economia	Autorità di regolazione: *Nutek*, creata nel 1995, al cui interno è competente per la regolazione la *Network Authority*
PRIORITÀ NEL DISPACCIAMENTO	I piccoli impianti <10MW e i cogeneratori hanno libero accesso alla rete con priorità nel dispacciamento	Priorità nel dispacciamento e premio sul prezzo di generazione	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.

* Non è stata inclusa la Grecia - poiché in base alla Direttiva ha a disposizione un periodo supplementare di recepimento di 1 anno e per il quale, pertanto, non si hanno ancora informazioni definitive - e il Lussemburgo, sia per le modeste dimensioni della domanda, sia per la pressochè totale dipendenza dalla importazioni di energia).

** L'Irlanda e il Belgio hanno a disposizione un tempo supplementare di recepimento della Direttiva pari a 1 anno.

Il problema dei "costi incagliati"

La liberalizzazione del settore elettrico può condurre a situazioni in cui costi connessi a investimenti o a impegni contrattuali assunti in un regime amministrato possono non trovare copertura nel nuovo regime. In questo caso, si fa riferimento all'insorgere di "costi incagliati" noti anche come *stranded cost*, considerando in che misura e in che modo le imprese elettriche che li hanno sostenuti debbano essere compensate.

Peraltro non tutti i costi che non trovano copertura nel regime liberalizzato possono essere considerati come *stranded*. In particolare, due ulteriori condizioni devono essere soddisfatte affinché un costo non recuperabile possa configurarsi come "arenato", nel senso di essere ammesso a compensazione per l'impresa che lo ha sostenuto:

- tale costo avrebbe trovato copertura in assenza di liberalizzazione. Questa condizione impone un nesso di causalità diretta tra il processo di liberalizzazione e l'impossibilità, per l'impresa, di coprire il costo;
- il costo deriva da decisioni di investimenti o impegni contrattuali che trovavano giustificazione di opportunità economica nel momento e nel contesto in cui furono assunti, o che comunque furono imposti all'impresa da interventi di autorità (o comunque da fattori al di fuori del controllo dell'impresa). Questa condizione esclude dal novero dei costi da considerarsi *stranded* quelli, ad esempio, derivanti da inefficienze interne all'impresa.

Una volta individuati quali investimenti o impegni possono dare luogo a *stranded cost*, occorre procedere ad una valutazione dell'entità dell'eventuale compenso da riconoscere all'impresa che li ha incorsi. I metodi utilizzabili per individuare l'ammontare di *stranded cost* vengono di norma ripartiti sulla base della seguente classificazione:

- metodi *top-down*, nell'ambito dei quali l'unità sottoposta ad analisi è l'impresa considerata nell'intero coacervo dei suoi interessi, e metodi *bottom-up*, che studiano l'ammontare di ciascun investimento dell'impresa che può divenire *stranded* (compresi i contratti di materie prime o di energia, le immobilizzazioni dovute ad interventi della regolazione, programmi sociali ed altre assunzioni di responsabilità).

  In proposito è comunque opportuno precisare che la quantificazione di tali costi dovrebbe essere effettuata nell'ambito di una più generale analisi dell'impatto sull'impresa del processo di liberalizzazione, in modo da poter verificare l'esistenza di poste (investimenti e impegni assunti) il cui valore sia influenzato positivamente dal processo stesso, da considerarsi partite compensative degli stessi *stranded cost*.

- approcci ***ex-ante***, nell'ambito dei quali la valutazione degli *stranded cost* viene effettuata prima che sia avviata l'introduzione di concorrenza nel settore, ed approcci ***ex-post***, nei quali si stimano gli oneri dopo che sia stato introdotto un efficace processo competitivo nell'industria.
  Rimane peraltro vero che, nella maggior parte dei casi, la capacità per l'impresa di recuperare costi connessi ad investimenti e impegni contrattuali assunti dipende significativamente dalle effettive modalità con cui il processo di liberalizzazione si sviluppa e dal risultante assetto del settore.
- metodi ***amministrativi***, che consistono in valutazioni operate attraverso lo sviluppo di modelli di previsione o altre tecniche analitiche e che si riferiscono ad un procedimento negoziale tra l'impresa ed il regolatore, e metodi ***di mercato***, che si fondano sulla vendita delle attività e sul confronto tra il ricavato ed il valore contabile.

Per quanto riguarda infine le modalità di riconoscimento degli *stranded cost* le esperienze di riforma realizzate in altri paesi consentono di individuare un numero relativamente elevato di soluzioni:

- misure riguardanti il mercato, rappresentate essenzialmente da interventi in materia di modifiche dell'assetto produttivo del settore elettrico;
- misure sugli ammortamenti, volte ad utilizzare accorgimenti di natura contabile per modificare il modo in cui alcuni costi si manifestano in tariffa;
- misure tariffarie e finanziarie, con le quali si affronta il problema trattando gli *stranded cost* alla stregua di un debito "sommerso" dell'impresa, che viene fatto emergere con l'emissione di titoli di debito dotati di garanzia pubblica, ricorrendo alla tariffa per il finanziamento del servizio del debito (cosiddetta *securitization*);
- misure fiscali, con le quali si fa uso della possibilità di modificare la struttura della tassazione sul settore elettrico.

La Commissione delle Comunità europee e i "costi incagliati"

La Direzione generale XVII della Commissione delle Comunità europee sta preparando un documento contenente le linee guida sui regimi transitori previsti dall'articolo 24 della Direttiva 96/92/CE, nel quale sono indicate cinque tipologie di costo che la Commissione ritiene possano dar origine a *stranded cost*:

- Accordi irrevocabili di acquisto di combustibili e di energia elettrica. Perché tali accordi possano generare *stranded cost* è necessario che: a) siano entrati in vigore prima del febbraio 1997, data di emanazione della Direttiva elettrica; b) siano del tipo *take or pay*, cioè irrevocabili e fondati su una quantità fissa obbligatoria; c) deve esserci un nesso causale diretto ed evidente tra l'entrata in vigore della Direttiva e l'incapacità a rispettare l'impegno. Precisa poi la Commissione che non è sufficiente l'esistenza di un

contratto di tipo *take or pay* perché si generino *stranded cost* da apertura dei mercati e non basta neppure che i prezzi di mercato dei combustibili siano scesi al di sotto del prezzo di lungo termine concordato tra le parti.

- Impegni ad acquistare energia elettrica da produttori che utilizzano fonti rinnovabili o combustibili nazionali, sulla base di quanto previsto dall'articolo 8, paragrafi 3 e 4, della Direttiva 96/92/CE.
- Investimenti imposti alle imprese elettriche e non rientranti nell'ambito delle loro attività abituali.
- Investimenti in attività di generazione di dubbia efficienza economica, fondate su garanzie di utilizzazione nell'ipotesi di esistenza di un mercato vincolato. La Commissione ritiene che nel caso di un investimento non redditizio, la garanzia di impiego potrebbe essere difficilmente mantenuta e un regime transitorio che consenta una liquidazione graduale o un ritiro progressivo della tecnologia non competitiva può aver ragione di esistere. Risulta più spinosa la soluzione dei casi nei quali gli investimenti sono di per sé redditizi, ma sono semplicemente minacciati da una contrazione dei ricavi per effetto della riduzione dei prezzi. In questi casi si lascia la scelta agli Stati membri, nell'ottica dell'applicazione del principio di sussidiarietà.
- Impegni a sostenere oneri futuri per i quali non sono stati fatti appostazioni di bilancio.

La Commissione ritiene che sarebbe preferibile conoscere l'ammontare esatto degli *stranded cost* prima dell'apertura del mercato ed elaborare un programma prestabilito e fisso per la durata del regime transitorio. La Commissione riconosce peraltro che solo in pochi casi una valutazione degli *stranded cost* potrà essere effettuata prima dell'apertura del mercato. La natura *stranded* del costo di un investimento o di un impegno d'acquisto, così come l'ammontare di tali *stranded cost*, dipende dall'ampiezza della riduzione dei costi e dalla rapidità di tale riduzione dopo la liberalizzazione del mercato.

D'altro canto l'adozione di metodi *ex-post* presenta indubbi svantaggi. Se le imprese sono certe di poter disporre in futuro di mezzi sufficienti a coprire *stranded cost* indefiniti, saranno meno inclini ad accrescere la loro redditività o a assicurarsi di vendere l'elettricità a prezzi che riflettono i costi. Nel caso di un regime di recupero *ex-post*, le imprese potrebbero vendere a prezzi di *dumping*, avendo comunque la garanzia che le conseguenze di tale strategia saranno sopportate dal regime. In conclusione, sostiene la Commissione, il calcolo *ex-ante* è più difficile ma ha il grande pregio di stimolare l'efficienza nell'impiego delle risorse e limita il ricorso agli *stranded* come fonte di finanziamento.

Il rischio che gli *stranded cost* possano diventare un'occasione per elargire aiuti di stato è ben presente. La Commissione è così orientata a prendere posizione

sulla compensazione degli *stranded cost* operate dai poteri pubblici caso per caso, tenendo conto di alcuni principi base che fanno riferimento alle modalità di erogazione delle compensazioni, alla loro durata, al loro utilizzo, alle condizioni del beneficiario, agli effetti che producono sulla concorrenza.

I risultati economici e di bilancio delle imprese elettriche

Nella tavola 2.23 si presentano i risultati di bilancio dei principali operatori del settore elettrico registrati nell'ultimo esercizio disponibile, 1998 per l'Enel e primo semestre 1998 per gli altri operatori, confrontati con gli esercizi precedenti.

La valutazione dei risultati reddituali e finanziari per il settore elettrico incontra alcune difficoltà metodologiche relative all'esistenza di imprese integrate verticalmente nelle diverse fasi di attività della filiera, non ancora obbligate alla separazione contabile. La *performance* delle varie fasi è influenzata da fattori strutturali di natura non omogenea: sarebbe pertanto poco significativo confrontare la redditività delle imprese della fase della generazione, caratterizzata da una modesta intensità di lavoro con quella della distribuzione, dove i costi del personale hanno una maggiore incidenza.

Per quanto riguarda l'Enel, il fatturato negli ultimi tre esercizi è aumentato complessivamente del 2,7 per cento. La redditività sul capitale (rapporto tra utile netto e capitale netto, *return on equity*: Roe) è aumentata, passando dal 4,8 per cento del 1996 al 12,5 per cento del 1998, favorendo un miglioramento della gestione operativa e di quella finanziaria. La redditività operativa (rapporto tra utile operativo e capitale investito, *return on investments*: Roi) è, infatti, passata dall'11,5 per cento del 1996 al 12,6 per cento del 1998, mentre la redditività delle vendite (rapporto tra utile operativo e ricavi da vendita, *return on sales*: Ros) è aumentata di circa il 13 per cento nello stesso periodo mostrando un valore di 25,5 per cento nel 1998.

Nel triennio, l'incidenza degli oneri finanziari sul fatturato è passata dal 6,8 al 3,8 per cento, anche grazie alla riduzione del grado di indebitamento, che è sceso dal 47,3 al 32,2 per cento.

Il grado di capitalizzazione migliora in rapporto sia al capitale investito – il *leverage* (rapporto tra capitale investito e patrimonio netto) passa da 2,7 nel 1996 a 2,3 nel 1998 – sia all'indebitamento, con un rapporto *debt/equity* (rapporto tra indebitamento e patrimonio netto) che nel 1998 si riduce a 0,7 rispetto all'1,3 del 1996.

Gli investimenti risultano in calo, attestandosi su un valore di 5.811 miliardi, inferiore del 21 per cento a quello del 1996.

TAV. 2.23 **PRINCIPALI RISULTATI DI BILANCIO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE**

Confronto 1998/96

A) ENEL Spa	BILANCIO AL 31/12/98 MILIARDI DI LIRE	VAR. % 98/97	VAR. % 98/96	BILANCIO AL 31/12/97 MILIARDI DI LIRE
DATI ECONOMICI				
FATTURATO (ricavi da vendita)	37.744	*0,1*	*2,7*	37.707
VALORE AGGIUNTO	24.516	*4,8*	*2,0*	23.384
COSTO DEL PERSONALE	7.930	*- 8,3*	*- 15,4*	8.650
MARGINE OPERATIVO LORDO	16.586	*12,6*	*13,1*	14.734
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	6.957	*16,1*	*9,5*	5.990
RISULTATO OPERATIVO	9.629	*10,1*	*15,9*	8.745
ONERI FINANZIARI NETTI	1.471	*- 32,7*	*- 41,6*	2.186
RISULTATO NETTO	2.072	*112,2*	*62,9*	976
INDICATORI DI REDDITIVITÀ (dati percentuali):				
ROE	12,5	*239,8*	*162,9*	3,7
ROI	12,6	*1,6*	*10,3*	12,4
ROS	25,5	*10,0*	*12,9*	23,2
COSTO DEL LAVORO PER ADDETTO	93,4	*- 5,6*	*- 6,5*	98,9
DATI FINANZIARI-PATRIMONIALI				
PATRIMONIO NETTO *	33.363	*25,7*	*24,7*	26.536
DEBITI FINANZIARI NETTI	24.547	*- 24,9*	*- 28,5*	32.666
CAPITALE INVESTITO *	76.189	*8,4*	*5,0*	70.288
INDICATORI FINANZIARI-PATRIMONIALI				
CAPITALE INVESTITO/PATRIMONIO NETTO	2,3	*- 13,8*	*- 15,8*	2,6
INDEBITAMENTO/PATRIMONIO NETTO	0,7	*- 40,2*	*- 42,7*	1,2
INDEBITAMENTO/CAPITALE INVESTITO	0,3	*- 30,7*	*- 31,9*	0,5
DATI TECNICI				
ADDETTI (numero	84.938	*- 2,9*	*- 9,5*	87.467
ENERGIA VENDUTA (GWh)	224.781	*2,6*	*4,9*	219.092
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (netti)	5.811	*- 9,8*	*- 20,9*	6.440
UTENTI * (migliaia)	29.157	*- 99,9*	*1,5*	29.032

CONTINUA

* dati al 30/6/1999

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio

TAV. 2.23 (SEGUE) **PRINCIPALI RISULTATI DI BILANCIO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO**

Confronto 1997/95 e 1998/97 (primo semestre)

	BILANCIO AL 30/6/98		BILANCIO AL 31/12/97		
B) EDISON Spa	MILIARDI DI LIRE	*VAR. % 1° sem. 98/ 1° sem. 97*	MILIARDI DI LIRE	*VAR. % 97/96*	*VAR. % 97/95*
DATI ECONOMICI					
FATTURATO (ricavi da vendita)*	1.256	*-1,3*	2.327	*43,2*	*114,9*
VALORE AGGIUNTO	671	*-7,0*	1.460	*-25,3*	*78,7*
COSTO DEL PERSONALE	69,9	*-0,3*	143	*19,2*	*35,6*
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	183	*35,6*	294	*6,4*	*-24,3*
RISULTATO OPERATIVO	418	*-19,0*	963	*54,8*	*212,7*
ONERI FINANZIARI NETTI	17	*-55,1*	67	*93,3*	*16,8*
RISULTATO NETTO	214	*-17,4*	786	*8,9*	*50,4*
INDICATORI DI REDDITIVITÀ (dati percentuali):					
ROE	7,2	*-23,2*	13,9	*-0,1*	*26,1*
ROI*	10,7	*-20,0*	22,3	*64,1*	*177,7*
ROS*	33,3	*-17,9*	33,8	*8,1*	*45,5*
COSTO DEL LAVORO PER ADDETTO	45,8	*-13,1*	104,4	*7,0*	*23,2*
DATI FINANZIARI-PATRIMONIALI					
PATRIMONIO NETTO	2.963	*7,5*	2.888	*9,1*	*19,3*
DEBITI FINANZIARI NETTI	589	*-23,4*	658	*-41,5*	*-11,1*
CAPITALE INVESTITO	3.910	*1,3*	3.523	*-5,6*	*9,6*
INDICATORI FINANZIARI-PATRIMONIALI					
CAPITALE INVESTITO/PATRIMONIO NETTO	1,32	*-5,8*	1,22	*-13,5*	*-5,6*
INDEBITAMENTO/PATRIMONIO. NETTO	0,2	*-28,8*	0,23	*-46,3*	*-25,4*
INDEBITAMENTO/CAPITALE INVESTITO	0,15	*ND*	0,19	*-38,0*	*-21,0*
DATI TECNICI					
ADDETTI (numero)	1.528	*14,8*	1372	*3,6*	*10,1*
ENERGIA VENDUTA (GWh)	10.346	*2,3*	20.350	*32,4*	*109,7*
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (netti)	234	*40,1*	296	*-46,7*	*8,7*

CONTINUA

* Dati riferiti al solo settore elettrico. Il gruppo Edison è diversificato nei settori degli idrocarburi e dell'energia elettrica ed è pertanto difficile, in assenza di una normativa di separazione contabile, attribuire distintamente le voci del bilancio consolidato ai diversi segmenti di attività.

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio

TAV. 2.23 (SEGUE) **PRINCIPALI RISULTATI DI BILANCIO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO**

Confronto 1997/95 e 1998/97 (primo semestre)

C) SONDEL Spa	BILANCIO AL 30/6/98 MILIARDI DI LIRE	BILANCIO AL 30/6/98 *VAR. % 1° sem. 98/ 1° sem. 97*	BILANCIO AL 31/12/97 MILIARDI DI LIRE	BILANCIO AL 31/12/97 *VAR. % 97/96*	BILANCIO AL 31/12/97 *VAR. % 97/95*
DATI ECONOMICI					
FATTURATO (ricavi da vendita)	257,7	*62,3*	317,1	*33,5*	*79,6*
VALORE AGGIUNTO	132,3	*46,0*	179,2	*40,9*	*70,0*
COSTO DEL PERSONALE	19,3	*8,3*	35,3	*18,1*	*18,1*
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	26,4	*23,3*	35,5	*11,6*	*12,0*
RISULTATO OPERATIVO	86,6	*68,6*	108,4	*65,7*	*131,1*
ONERI FINANZIARI NETTI	21,5	*144,5*	3,3	*-73,0*	*-62,0*
RISULTATO NETTO	41,1	*75,8*	59,9	*68,3*	*64,6*
INDICATORI DI REDDITIVITÀ (dati percentuali):					
ROE	8,8	*51,1*	11,6	*34,9*	*14,7*
ROI	8,5	*13,6*	9,2	*16,5*	*-5,1*
ROS	33,6	*3,9*	32,7	*21,1*	*23,1*
COSTO DEL LAVORO PER ADDETTO	50,6	*3,8*	92,4	*3,8*	*-8,5*
DATI FINANZIARI-PATRIMONIALI					
PATRIMONIO NETTO	466,0	*16,3*	447,8	*13,9*	*24,4*
DEBITI FINANZIARI NETTI	554,9	*93,2*	441,6	*146,6*	*257,3*
CAPITALE INVESTITO	1.020,9	*48,4*	889,4	*55,4*	*83,9*
INDICATORI FINANZIARI-PATRIMONIALI					
CAPITALE INVESTITO/PATRIMONIO NETTO	2,2	*27,6*	2,0	*36,5*	*47,9*
INDEBITAMENTO/PATRIMONIO. NETTO	1,19	*142,8**	0,99	*117,6*	*188,6*
INDEBITAMENTO/CAPITALE INVESTITO	054	*8,0**	0,50	*58,8*	*94,1*
DATI TECNICI					
ADDETTI (numero)	381	*4,4*	382	*13,7*	*29,1*
ENERGIA VENDUTA (GWh)			2.102,0	*19,0*	*42,8*
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (netti)	118,6	*67,3*	37,6	*-81,9*	*-70,7*

CONTINUA

* variazione percentuale rispetto al 31/12/1997.

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio

TAV. 2.23 (SEGUE) **PRINCIPALI RISULTATI DI BILANCIO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO**

Confronto 1997/95 e 1998/97 (primo semestre)

	BILANCIO AL 31/12/97		
D) IMPRESE ELETTRICHE LOCALI	MILIARDI DI LIRE	*VAR. % 97/96*	*VAR. % 97/95*
DATI ECONOMICI			
FATTURATO (ricavi da vendita)	2.300	26,5	-2,0
DATI TECNICI			
ADDETTI (numero)	5.200	-12,3	-35,3
ENERGIA VENDUTA (GWh)	15.150	15,8	-11,4
UTENTI (numero)	2.555.000	27,7	3,4

Fonte: Elaborazioni su dati Federelettrica

I due maggiori operatori privati della produzione, Edison e Sondel, mostrano andamenti economico-finanziari molto positivi. Tra il 1995 e il 1997, il fatturato è aumentato rispettivamente del 114,9 per cento e del 79,6 per cento (dati riferiti al solo settore elettrico). Tra gli indicatori di redditività spicca in particolare quella delle vendite (Ros), risultata nel 1997 pari al 33,8 e al 32,7 per cento, rispettivamente; anche la redditività operativa (Roi) si è collocata su valori alti, rispettivamente del 22,3 e del 9,2 per cento in funzione dell'elevato rapporto del valore aggiunto sul fatturato. Analogamente ad Enel, gli investimenti sono diminuiti fra il 1996 e il 1997 presso i due produttori, del 46,7 per cento per Edison e dell'81,9 per cento per Sondel.

Nel primo semestre 1998 i risultati consolidati del gruppo Edison appaiono in lieve deterioramento, pur controbilanciato dalla forte riduzione dell'indebitamento e dal miglioramento di tutti i dati tecnici, quali gli investimenti e il numero di addetti. Questi ultimi aumentano, in controtendenza rispetto a quanto avviene nel settore elettrico. Anche per Sondel gli investimenti e gli addetti sono in aumento; per tale gruppo i risultati economici semestrali sono molto positivi. Le imprese elettriche locali, nel loro complesso, mostrano risultati positivi. La contrazione dell'energia venduta dell'11,4 per cento si è riflessa in una diminuzione più contenuta del fatturato (-2 per cento) fra il 1995 e il 1997.

L'andamento dei titoli elettrici

La quotazione delle azioni ordinarie Edison è salita dalle 9.586 lire registrate alla fine del 1996 alle 10.609 lire rilevate alla fine del 1997, evidenziando un incremento del 10,7 per cento. Nel corso del 1998 il titolo ha fatto registrare

un massimo in aprile, dopo l'anticipazione dei risultati di bilancio per il 1997, per poi calare sino al mese di ottobre, in cui il corso azionario ha raggiunto livelli comunque superiori a quelli di inizio anno. Dall'ottobre 1998 il titolo risulta in rialzo, analogamente a quanto avviene per tutti i titoli elettrici, avendo registrato a fine dicembre una quotazione di 19.500 lire (contro le 12.210 di inizio anno).

Il titolo Sondel si è apprezzato nel 1998 di oltre l'80 per cento, passando da una quotazione di 3.170 lire a inizio anno a un valore di 5.750 lire; a fine anno, appena inferiore al massimo di fine aprile, anche in questo caso determinatosi a seguito delle anticipazioni dei risultati di bilancio per il 1997. L'andamento del titolo ha risentito di fattori simili a quelli che hanno influenzato il titolo Edison.

Nei primi mesi del 1999 il valore dei titoli di Edison e Sondel è tornato a scendere. Su tale andamento hanno influito, oltre che specifici elementi societari, fattori settoriali con impatti diversi per le due imprese, come il calo dei prezzi petroliferi.

Le quotazioni delle azioni Aem, dopo il collocamento in borsa avvenuto a giugno 1998, sono cresciute in misura notevole, riflettendo sia il recupero rispetto al prezzo di collocamento, sia acquisti da parte di società estere e di produttori nazionali. Anche nei primi mesi del 1999 il titolo ha continuato a salire, facendo registrare un incremento del 4,8 per cento a fine aprile rispetto al valore di inizio anno.

In generale, le *performance* dei titoli elettrici Edison, Sondel e Aem sono state superiori a quelle dell'indice di borsa Mibtel, apprezzatosi nel corso del 1998 del 53 per cento.

Politica delle alleanze e strategie di diversificazione dei maggiori operatori del settore

Un fenomeno che sta caratterizzando l'industria elettrica europea è l'accresciuta internazionalizzazione delle imprese attraverso investimenti diretti, partecipazioni maggioritarie e minoritarie al capitale di imprese e accordi industriali con imprese estere per la realizzazione di impianti di produzione, di distribuzione o di società di servizi. Le imprese elettriche mostrano interesse anche verso segmenti collaterali e i settori a rete.

In Italia, fin dal 1997 si sono osservate azioni rivolte all'internazionalizzazione e alla diversificazione produttiva delle maggiori imprese elettriche. All'origine di questi fenomeni vi sono motivazioni di carattere economico e tecnologico, quali lo sfruttamento di vantaggi nell'offerta congiunta di servizi diversi e l'utilizzo delle reti di trasmissione elettrica per servizi di telecomunicazione.

L'Enel ha avviato già dal 1997 una politica di alleanze per la costituzione di

società miste destinate a operare nel mercato libero. Si inseriscono in questa strategia un accordo con *Enron*, società statunitense, siglato nel 1997 e una più recente *joint venture* con Fiat Avio, che prevede la produzione di energia elettrica in Italia e all'estero dove Fiat Avio è già presente con i suoi insediamenti. È inoltre ancora attivo un altro accordo siglato nel 1997 con Eni.

Nel novembre 1997 è stata costituita Wind telecomunicazioni Spa, una *joint venture* dell'Enel con *Deutsche Telekom* e *France Télécom*, dotata di un capitale di 600 miliardi, del quale Enel detiene il 51 per cento, mentre la parte restante è divisa pariteticamente tra gli altri due *partner*.

Secondo gli accordi, l'Enel conferirebbe alla nuova società importanti *asset* trasmissivi, conservando tuttavia la proprietà della rete in fibra ottica, concedendola in affitto a Wind Spa per 15 anni. L'uso della rete non sarebbe esclusivo, ma aperto a operatori diversi.

Nel primo semestre 1998 Wind Spa ha ottenuto la licenza per l'installazione di una rete di telecomunicazione fissa e si è altresì aggiudicata la gara per la designazione del terzo gestore italiano di telefonia mobile. Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con proprio decreto del 13 febbraio 1998, ha autorizzato la costituzione di una *holding* finanziaria, posseduta dall'Enel per il 99 per cento, destinata ad assumere la quota di partecipazione attualmente detenuta dalla stessa in Wind.

Nel 1998 Edison Spa ha presentato un'offerta vincolante per l'acquisto del 25 per cento del capitale di una costituenda società di diritto spagnolo, la *Union Fenosa Generacion*, cui *Union Fenosa SA*, il secondo operatore del settore elettrico spagnolo, conferirà il ramo d'azienda relativo alla produzione di energia. La società ha inoltre firmato con *Cogetherm*, società francese interamente controllata da *Electricité de France*, una lettera di intenti con *Cerestar France* per la realizzazione in *joint venture* paritetica di una centrale termoelettrica di cogenerazione da 40 MW, da realizzarsi presso Lille in Francia.

Sondel ha stipulato accordi con la società statunitense *General Electric* nel settore termoelettrico e con la società elvetico-svedese *ABB* per la costruzione di nuove centrali idroelettriche.

Costi, ricavi e compensazioni nel sistema elettrico italiano

Il gettito derivante dalle tariffe all'utenza finale è destinato alla copertura dei costi delle diverse fasi di attività del settore elettrico. In considerazione della mancata coincidenza tra soggetti esattori (a valle della filiera) e soggetti titolari dei compensi (a monte della filiera) e dei rapporti di scambio tra gli stessi lungo la filiera del servizio elettrico, è stato creato un sistema di compensazioni regolato tramite la Cassa conguaglio per il settore elettrico (Ccse).

Le componenti del prezzo finale che transitano attraverso la Ccse sono relative alla copertura dei costi di combustibile della generazione termoelettrica e dei costi di produzione da fonti rinnovabili, a seguito di interventi del legislatore volti a incentivare alcuni tipi di tecnologie di produzione. Confluisce alla Ccse anche la componente relativa alla reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari. La figura 2.10 illustra il percorso e la destinazione finale dei flussi monetari prelevati dall'utenza finale e l'allocazione ai diversi soggetti della generazione.

La struttura del prezzo pagato dagli utenti finali è articolata in quattro componenti: la tariffa in senso stretto, le componenti inglobate nella parte A della tariffa, la parte B della tariffa e gli oneri fiscali.

La tariffa in senso stretto ha una struttura "binomia", composta da una quota fissa (o corrispettivo di potenza), indipendente dall'energia consumata, e una quota variabile in proporzione dei consumi (parte A netta della tariffa).

Le componenti inglobate nella parte A della tariffa, in parte riferite alla potenza impegnata e in parte variabile in proporzione ai consumi, si riferiscono alla copertura degli oneri derivanti dalla sospensione dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari (componente inglobata A2) e all'incentivazione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate (componente inglobata A3). La componente inglobata A1, destinata al ripianamento del conto per l'onere termico per gli anni 1994, 1995, 1996 e primo semestre 1997, ha esaurito la sua funzione in quanto il disavanzo è stato riassorbito (*cfr.* Capitolo 4).

La parte B della tariffa, variabile in proporzione ai consumi, copre i contributi riconosciuti alla produzione termoelettrica e all'importazione e una quota dei contributi relativi alla produzione da fonti rinnovabili e assimilate.

La restante quota dei contributi riconosciuti per la produzione di fonti rinnovabili e assimilate è coperta dalla parte A3 della tariffa.

Gli oneri fiscali comprendono le imposte erariali a favore dello Stato, le 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.

In data 1 marzo 1998 il gettito complessivo della componente A3 era pari a 2.532 miliardi di lire e quello della parte B è di 8.926 miliardi di lire. La tarif-

fa base (parte fissa più parte A al netto delle componenti inglobate) è pari a 27.229 miliardi di lire[12].

Le componenti tariffarie che affluiscono alla Ccse per poi essere distribuite alle imprese a copertura dei costi sono la componente A3, la parte B e la componente A2 (Fig. 2.10). La parte A al netto delle componenti inglobate viene trattenuta direttamente dalle imprese produttrici-distributrici. I produttori indipendenti, come definito nel provvedimento Cip n. 6/92 e nella delibera 28 ottobre 1997 n. 108, ricevono un prezzo per l'energia ceduta al sistema elettrico nazionale composto da componenti relative al costo evitato di impianto, di esercizio e manutenzione e il costo evitato di combustibile e all'ulteriore componente. Il primo, a carico dell'impresa acquirente, è rimborsato al cessionario dalla Ccse.

In particolare, i produttori indipendenti che destinano al sistema elettrico la loro produzione da impianti alimentati da fonti convenzionali e rinnovabili esistenti alla data del 30 gennaio 1991 ricevono il costo evitato di impianto e il costo evitato di combustibile, mentre i produttori da impianti rinnovabili e assimilati nuovi ricevono, oltre alle due componenti menzionate anche l'ulteriore componente.

Alle imprese produttrici-distributrici, tra cui l'Enel, viene corrisposto un prezzo diverso a seconda del tipo di tecnologia utilizzata dagli impianti di produzione. All'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili già esistenti alla data del 30 gennaio 1991 (coincidenti di fatto con gli impianti idroelettrici) viene riconosciuta solo la parte A al netto delle componenti inglobate per la parte afferente alla produzione (PAn*); all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti convenzionali viene riconosciuto oltre alla PAn* anche il contributo termico (Ct) e all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate entrate in funzione dopo il 30 gennaio 1991 (definiti "nuovi impianti") si riconosce, oltre alla componente PAn* anche il costo evitato di combustibile e l'ulteriore componente incentivante, finanziati tramite la parte B dal conto conto costi energia e la parte A3 dal conto nuovi impianti.

Ovviamente un'impresa che opera con diverse combinazioni di impianti può ricevere tutte le componenti menzionate.

In generale il regime attualmente vigente comporta maggiori ricavi sia per la produzione termoelettrica delle imprese produttrici-distributrici (e le importazioni), a copertura dei maggiori costi di combustibile, sia per l'energia elettrica prodotta da nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate e comunque da impianti di produttori indipendenti, rispetto alle altre forme di produzione di energia elettrica. Questo diverso trattamento risale al provvedimento Cip n. 34/74 che ha introdotto un sovrapprezzo termico per riequilibra-

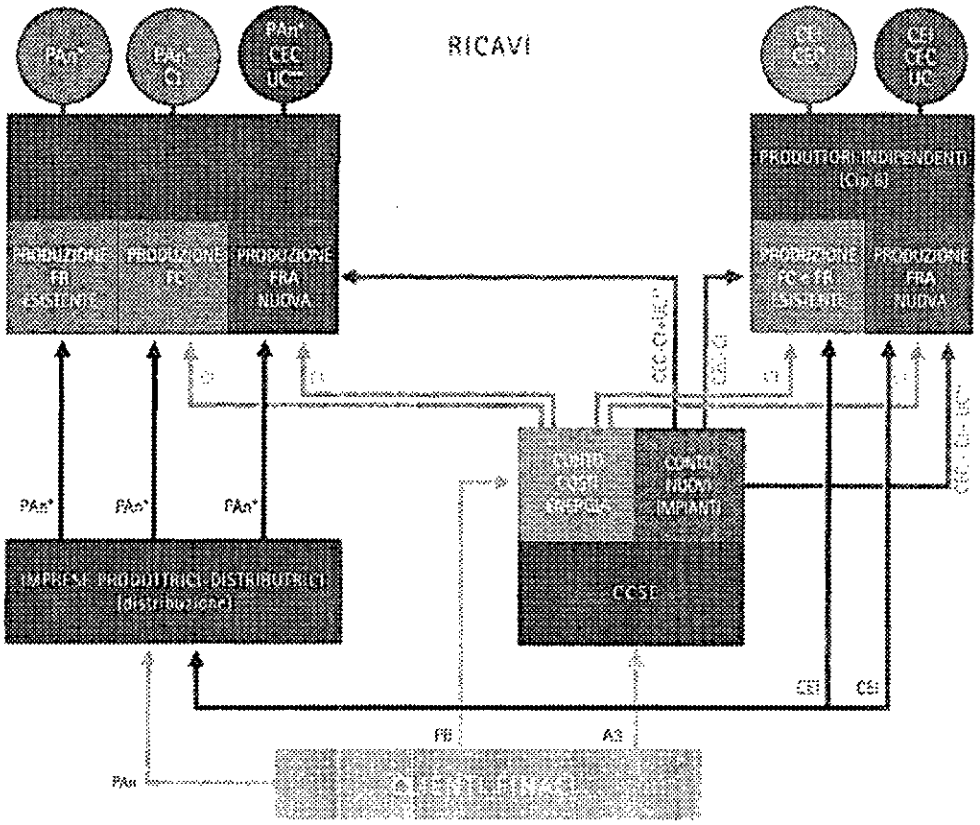
re i costi delle aziende del settore, e al provvedimento Cip n. 6/92.

Il regime introdotto dalla delibera 26 giugno 1997, n. 70 ha profondamente rinnovato il sistema di copertura dei costi di acquisto di combustibile, ma non ha modificato sostanzialmente l'asimmetria di trattamento per la produzione termoelettrica.

In particolare, alla produzione da fonti convenzionali e rinnovabili esistenti (idroelettriche) viene riconosciuta una copertura dei costi diversa a seconda della natura del soggetto proprietario. Infatti, se si compara la remunerazione di due imprese con la stessa composizione del parco e con una quota di impianti esistenti alimentati da fonti convenzionali e rinnovabili (idroelettriche), ma la prima produttrice-distributrice e la seconda solo produttrice, si noterà che alla prima viene corrisposta una remunerazione inferiore che non include il costo evitato di combustibile. Si tratta dunque di un trattamento economico asimmetrico che non trova giustificazione in condizioni di costo dissimili.

Emerge infine la macchinosità del sistema di compensazioni, con sfasamenti temporali tra fasi di riscossione e di versamento che impedisce spesso di identificare la competenza temporale e soggettiva dei movimenti monetari, con esiti di scarsa trasparenza.

FIG. 2.10 **REGIME ECONOMICO DELLA PRODUZIONE**



A3 = Incentivazione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate
CEC = Costo evitato di combustibile
CEI = Costo evitato di impianto, esercizio, manutenzione e spese generali
Ct =Contributo tecnico
FC= Fonti convenzionali
FR= Fonti rinnovabili
FRA= Fonti rinnovabili e assimilate
P= Perdite
PAn= Parte A netta
PB = Parte variabile della tariffa proporzionale ai consumi a copertura dei contributi riconosciuti alla produzione termoelettrica, all'importazione e una quota dei contributi alla produzione da fonti rinnovabili e assimilate
UC = Ulteriore componente

* Per la parte afferente alla produzione
**Per i primi otto anni di esercizio dell'impianto

Gli investimenti dell'Enel su base territoriale

Nel 1997 gli investimenti nel settore elettrico sono stati pari a circa 7.000 miliardi di lire (di cui 6.440 attribuibili all'Enel).

Storicamente, gli investimenti dell'Enel hanno rappresentato una quota significativa dell'attività di accumulazione dell'intera economia nazionale: partendo da valori superiori a circa l'8 per cento all'inizio degli anni ottanta, tale quota è gradualmente discesa attorno al 2 per cento nel decennio in corso. Vi ha influito il progressivo ridimensionamento di piani di spesa definiti in un periodo di attese di crescita più ottimistiche sulla domanda di energia (Fig. 2.11).

La compressione della quota è stata meno pronunciata se riferita agli investimenti localizzati nel Mezzogiorno: muovendo da un valore pari circa al 5 per cento degli investimenti complessivamente effettuati in quell'area del Paese nel 1980, l'incidenza della spesa dell'Enel ha raggiunto un picco del 6,5 per cento nel 1987, per poi flettere al 3,5 per cento nel 1995, ultimo anno in cui è disponibile nei conti nazionali una disaggregazione degli investimenti su base territoriale.

Nonostante tale flessione, gli investimenti dell'Enel nel Mezzogiorno mantengono fin dai primi anni ottanta un'incidenza superiore a quella riferita all'intero territorio. In termini assoluti, tale spesa raggiunge un'entità ragguardevole: pari a circa 3.000 miliardi di lire negli anni più recenti, corrisponde a oltre un terzo degli investimenti effettuati dall'operatore elettrico nei segmenti della produzione, trasmissione e distribuzione.

Se rapportato all'evoluzione complessiva degli investimenti dell'Enel e di alcune sue determinanti, la spesa nelle aree meridionali mostra andamenti specifici (Fig. 2.12). La tendenza al miglioramento della gestione e al recupero di redditività, indicata dal sensibile recupero del rapporto fra margine operativo lordo e fatturato intervenuto tra il 1981 e il 1997 (salito dal 15 al 40 per cento circa), si è riflessa solo in parte in un corrispondente aumento della spesa in investimenti: dall'inizio degli anni novanta, l'ente pubblico ha infatti destinato quote crescenti dell'autofinanziamento al consolidamento patrimoniale e alla riduzione dell'indebitamento, riducendo corrispondentemente il peso degli investimenti sul fatturato. Tale tendenza appare meno accentuata nel Mezzogiorno, dove il peso degli investimenti locali rispetto a quelli totali si è stabilizzato su un valore del 35 per cento a partire dal 1992.

Incrociando i dati di composizione della spesa nelle varie fasi della filiera elettrica con la localizzazione degli investimenti, si osserva che, nel decennio 1971-80, la ripartizione nell'area meridionale non differiva significativamente da quella nazionale (Tav. 2.24). Nei due decenni successivi l'Enel ha accresciuto in misura più che proporzionale la spesa effettuata nell'area meridionale nei due segmenti della trasmissione e nella distribuzione finale: in particolare, nella media dei primi anni novanta quest'ultima è stata pari a oltre la metà del

FIG. 2.11 INVESTIMENTI DELL'ENEL IN RAPPORTO AGLI INVESTIMENTI DELL'INTERA ECONOMIA

Quote percentuali

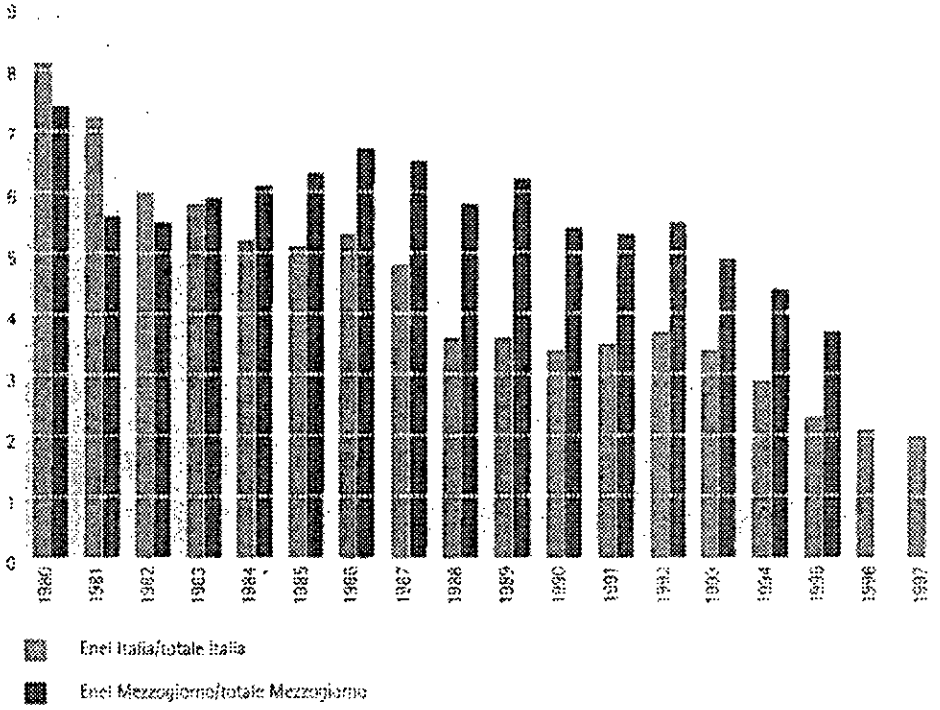
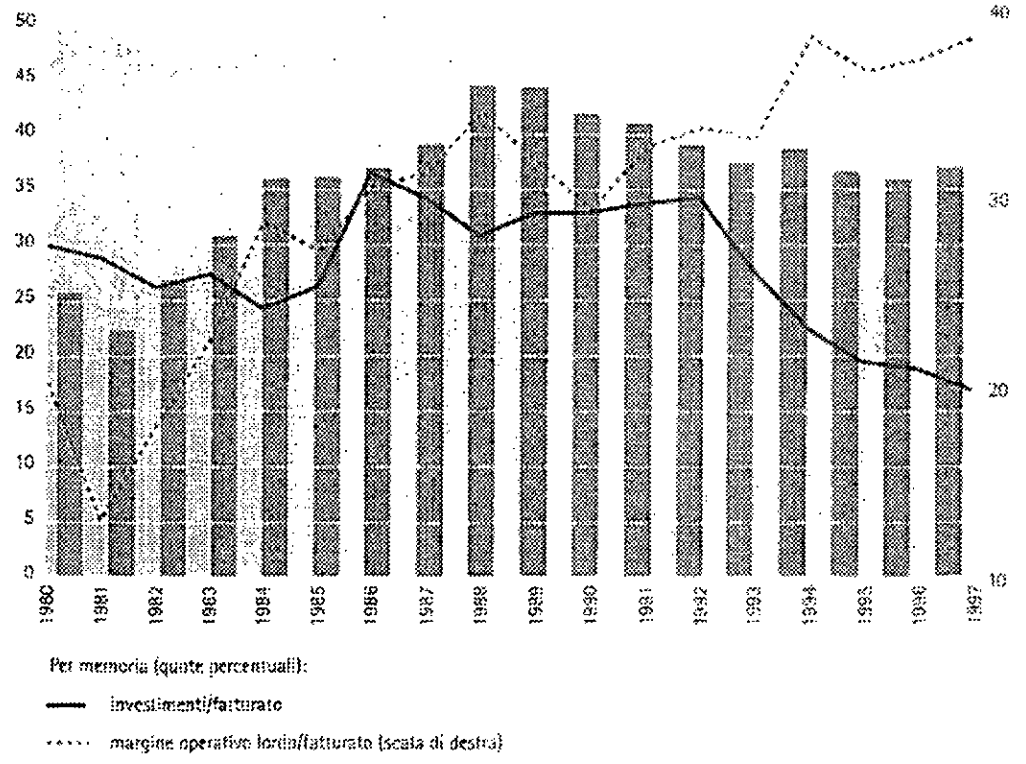


FIG. 2.12 ENEL: INVESTIMENTI NEL MEZZOGIORNO

Quote percentuali



TAV. 2.24 ANDAMENTO E STRUTTURA TERRITORIALE DEGLI INVESTIMENTI DELL'ENEL

Dati percentuali su valori a prezzi costanti;
tassi di variazione: tassi medi annui composti

	PRODUZIONE	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	TOTALE
ANNI 1971-80				
ITALIA				
TASSO DI VARIAZIONE	2,3	- 8,8	- 4,6	- 1,6
COMPOSIZIONE	47,9	9,3	42,8	100,0
di cui MEZZOGIORNO:				
TASSO DI VARIAZIONE	- 0,8	- 10,0	- 4,8	- 3,9
COMPOSIZIONE	41,9	8,5	49,6	100,0
quota relativa	28,2	28,1	37,4	32,3
ANNI 1981-90				
ITALIA				
TASSO DI VARIAZIONE	- 0,4	2,7	4,7	1,8
COMPOSIZIONE	54,8	7,3	37,9	100,0
di cui MEZZOGIORNO:				
TASSO DI VARIAZIONE	9,7	9,8	4,7	7,3
COMPOSIZIONE	48,3	8,2	43,5	100,0
quota relativa	32,4	42,2	42,2	36,5
ANNI 1991-97				
ITALIA				
TASSO DI VARIAZIONE	- 9,7	0,9	- 3,5	- 5,8
COMPOSIZIONE	36,5	10,9	52,6	100,0
di cui MEZZOGIORNO:				
TASSO DI VARIAZIONE	- 12,8	- 2,8	- 4,6	- 8,0
COMPOSIZIONE	35,8	10,8	53,4	100,0
quota relativa	38,9	38,8	38,8	38,8

Fonte: Elaborazioni su dati ENEL. Tassi di variazione: tassi medi annui composti

totale, un valore lievemente superiore a quello registrato per l'intero territorio. Lo sforzo di ricomposizione territoriale è stato compiuto soprattutto negli anni ottanta, quando gli investimenti nelle due fasi localizzati nel Mezzogiorno avevano superato il 40 per cento del totale.

Nel decennio in corso, la spesa nelle aree meridionali è caduta a un tasso medio annuo dell'8 per cento a prezzi costanti, a fronte di una flessione meno pronunciata della spesa a livello nazionale. In analogia con quanto si riscontra a livello aggregato, la riduzione della spesa nel Mezzogiorno si è concentrata nella generazione.

Nel medio periodo, la localizzazione della spesa per impianti e macchinari ha riflessi importanti sulle prestazioni del sistema elettrico, tuttora caratterizzate da cospicue differenze territoriali (*cfr.* Capitolo 2). Un ampliamento delle risorse destinate al Mezzogiorno è una condizione necessaria per colmare parte del divario che le indagini dell'Autorità sulla qualità e continuità del servizio elettrico hanno posto in luce.

I piani di investimento resi noti dall'Enel alla fine del 1998 segnalavano l'intendimento di accrescere le risorse destinate al Mezzogiorno. Nel triennio 1999-2001 la spesa nell'area dovrebbe ammontare a oltre 7.500 miliardi, per le sole infrastrutture connesse con la gestione caratteristica; una parte significativa degli investimenti programmati nella generazione verrebbe rivolta a interventi di miglioramento ambientale del parco termoelettrico.

Se questi piani venissero realizzati, si avrebbe un recupero di circa due punti percentuali della quota della spesa in conto capitale nelle aree meridionali. Una frazione significativa dei progetti potrà beneficiare degli interventi di sostegno comunitario erogati attraverso il *Fondo Europeo di Sviluppo Regionale* (Fesr), a motivo della natura infrastrutturale e del carattere di base riconosciuti al servizio elettrico.

Interconnessioni con l'estero e limitazioni agli scambi di energia

Gli impianti e i dispositivi di interconnessione fra la rete di trasmissione italiana e quelle dei paesi esteri costituiscono, nel breve termine, uno strumento indispensabile per l'attuazione del mercato interno dell'energia elettrica fra i paesi appartenenti all'Unione europea e, nel medio termine, la base infrastrutturale da potenziare per favorire lo sviluppo degli interscambi oltrefrontiera di energia e di altri servizi di natura elettrica.

L'interconnessione del sistema elettrico italiano con l'estero utilizza attualmente due tecnologie di trasporto: la trasmissione in corrente alternata - di gran lunga prevalente in termini di capacità totale - e quella in corrente continua. L'insieme degli elettrodotti di trasporto in corrente alternata che collegano la rete di trasmissione nazionale in altissima tensione con quelle di Austria, Francia, Slovenia e Svizzera dispone di sei circuiti a 380 kV e nove a 220 kV in linea aerea, tutti localizzati nella parte settentrionale dell'Italia e, a eccezione della direttrice italo-slovena, con attraversamento alpino. Le infrastrutture di trasporto in corrente continua, tecnicamente migliori per superare grandi ostacoli naturali alla trasmissione di energia elettrica quali grandi distanze terrestri o distese marine, sono presenti nel nostro Paese nel collegamento Sardegna-Corsica-Italia già da alcuni decenni e sono in via di potenziamento grazie al progetto di collegamento in cavo sottomarino Italia-Grecia di prossima costruzione.

Secondo le valutazioni fornite dall'Enel, a fronte di una massima capacità di trasporto teoricamente disponibile attorno ai 10.000 MW, la rete italiana di interconnessione può essere gestita in maniera affidabile - cioè mantenendo i livelli di rischio di disservizio a livelli accettabili - quando il volume degli interscambi si attesta intorno ai 5.000 MW (capacità di importazione). Una quota di questa capacità deve essere lasciata disponibile allo scopo di garantire un margine di riserva in caso di improvvise cessazioni di attività da parte degli impianti di generazione nazionale e per permettere una banda adeguata di regolazione frequenza-potenza, secondo gli accordi fra i paesi aderenti all'*Ucpte* (*Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité*).

Tale capacità di importazione in sicurezza è già oggi occupata per una quota di circa l'85 per cento da contratti di acquisto garantito stipulati dall'Enel. Tali contratti sono in prevalenza pluriennali, con scadenze diversificate. Secondo informazioni fornite dalla stessa Enel, oltre la metà dei contratti è destinata a ridursi all'inizio dell'anno 2000, per estinguersi definitivamente nel 2011. Tali contratti pluriennali sono stati definiti nell'epoca in cui sull'Enel gravava l'onere di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici nazionali in presenza di condizioni contingenti quali la chiusura del programma elettro-

nucleare italiano a seguito del *referendum* abrogativo del 1987 e della difficoltà da parte della stessa Enel di costruire nuove centrali elettriche convenzionali utilizzanti combustibili fossili di importazione.

In aggiunta ai contratti pluriennali, l'Enel ha stipulato contratti di importazione con durata annuale o occasionali (*spot*), particolarmente convenienti sotto il profilo economico, in quanto normalmente valorizzati al costo marginale della produzione estera in eccedenza rispetto ai rispettivi consumi domestici. La potenza elettrica relativa a tali accordi annuali o *spot* occupa la rimanente capacità in importazione. Con l'apertura del mercato secondo la quota consentita, la potenza annuale e *spot* potrà essere allocata al mercato libero secondo le procedure di regolamentazione del mercato stesso stabilite dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Le limitazioni agli approvvigionamenti dall'estero - e di converso anche alle esportazioni - possono essere introdotte per una serie di ragioni di natura tecnica, commerciale o tariffaria.

I limiti tecnici sono imposti da vincoli di natura tecnologica o funzionale dei componenti del sistema elettrico che difficilmente possono essere rimossi a meno di non attuare potenziamenti - con i relativi investimenti - mirati all'incremento specifico della capacità di interconnessione. È altresì chiaro che, più si restringono tali limiti tecnici, più si protegge la produzione nazionale dalla competizione sui prezzi dell'energia che si stabilisce a livello europeo. La necessità che tali valutazioni di tipo tecnico siano effettuate da organismi indipendenti, a garanzia della effettiva promozione della concorrenza e apertura del mercato, senza interessi economici nelle filiere della generazione e della vendita italiane, è quindi di grande importanza.

Sul versante commerciale, la presenza di contratti pluriennali - che di fatto operano una allocazione riservata di parte della capacità di importazione sull'interconnessione - può pregiudicare la quota di potenza aggiuntiva eventualmente destinata al mercato.

Infine, ulteriori barriere allo sviluppo di un mercato interno all'Unione europea possono essere innalzate mediante l'imposizione nei paesi confinanti di sistemi tariffari di trasporto e interconnessione asimmetrici o mediante l'interposizione di reti europee terze. A tale proposito, l'Autorità collabora con altri organismi di regolazione a livello europeo e partecipa al dibattito tuttora in corso fra gli operatori dell'Unione al fine di definire un meccanismo tariffario certo e trasparente che non penalizzi in termini economici lo stabilirsi di transazioni commerciali intereuropee a beneficio di tutti i soggetti appartenenti all'Unione.

Note

1 Dai dati Enel 1997 risulta nulla la produzione di sola energia elettrica da impianti a ciclo combinato.

2 Nell'ambito del paniere dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, l'Istituto Nazionale di Statistica rileva mensilmente il prezzo dell'energia elettrica, posto all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione". L'indice dell'energia elettrica viene aggiornato mensilmente in base ai provvedimenti tariffari dell'Autorità in assenza di altri interventi normativi sulle componenti del prezzo finale. La metodologia di rilevazione è stata illustrata nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, alla quale si rimanda. Dal gennaio 1999, tuttavia, l'Istat ha completamente rivisto il sistema di rilevazione dei prezzi al consumo e la sua architettura. La descrizione del nuovo e complesso sistema non viene affrontata in questa sede in quanto - in mancanza della presentazione dei nuovi dati - esula dagli scopi di questa *Relazione*.
È comunque opportuno precisare che nel nuovo paniere per le famiglie di operai e impiegati in base 1998=100 l'incidenza dell'indice elementare dell'energia elettrica si è notevolmente ridotta, passando dall'1.7262 all'1.2357 sul paniere al netto dei tabacchi.

3 Principalmente grazie all'eliminazione della componente della tariffa elettrica destinata a compensare la riduzione al fondo di dotazione dell'Enel (decisa nella legge Finanziaria del 1986).

4 Per un'esposizione dei vantaggi e degli svantaggi delle due metodologie, si veda la *Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, 30 aprile 1998.

5 Rapporto sulla qualità del servizio elettrico nel 1997, *Quaderni dell'Autorità*, collana *Documenti* n. 2, Milano, gennaio 1999.

6 Essi riguardano i tempi massimi per l'esecuzione di prestazioni richieste dall'utente come preventivazione, esecuzione di sopralluoghi, allacciamento di nuove utenze, attivazione della fornitura, riattivazione per subentro, disattivazione della fornitura, risposta a richieste scritte, risposta a reclami, rettifiche di fatturazione, riattivazione in caso di distacco per morosità, verifica delle caratteristiche dei misuratori, verifica della tensione fornita.

7 Una sintesi dei risultati dell'indagine verrà pubblicata nel corso del 1999 nei *Quaderni dell'Autorità*.

8 La rete di trasmissione nazionale comprende le reti ad altissima tensione (220 kV e 380 kV) e le parti di rete ad alta tensione (tra 120 kV e 220 kV) individuate, secondo un criterio funzionale, dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro novanta giorni dall'entrata in vigore del decreto.

9 Le convenzioni con gli operatori sono stipulate in conformità con una convenzione tipo definita, entro centoventi giorni dall'entrata in vigore del decreto, dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

10 Due soggetti vengono indicati rispettivamente da ognuna delle parti e un terzo, i cui oneri sono a carico della parte che chiede la cessione, dal Presidente del tribunale territorialmente competente.

11 Deroghe sono previste in materia di concessioni di grande derivazione d'acqua per uso idroelettrico per la regione autonoma Valle d'Aosta e le provincie autonome di Trento e Bolzano.

12 Il gettito è stato stimato sulla base della previsione della vendita di energia 1998 su tutta l'utenza in Italia. Per le componenti inglobate nella parte A (A2 e A3) e per la parte B della tariffa sono state considerate le aliquote attualmente in vigore (delibera 25 febbraio 1999, n. 24).

3. STATO DEI SERVIZI: IL GAS NATURALE

Analogamente ai principali paesi europei, anche in Italia l'utilizzo del gas naturale è in continua espansione, con elevati tassi di crescita.

Tra i fattori che sostengono l'incremento della domanda vi sono l'utilizzo crescente di gas nella generazione elettrica, alimentato dalla rapida diffusione dei processi a ciclo combinato, e il minore impatto ambientale che rende il gas preferibile ad altri combustibili fossili.

Ulteriori spinte innovative potranno provenire dal recepimento della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale, previsto entro l'agosto del 2000.

Altro fattore rilevante sono la formazione e andamento dei prezzi e delle tariffe che riflettono costi della materia prima e costi di vettoriamento. L'analisi dei prezzi per aree geografiche e i confronti internazionali mostrano la scarsa omogeneità tra tariffe applicate in Italia, sia su base territoriale, sia per gruppi di utenza.

Informazioni sulla qualità e le condizioni del servizio gas sono oggi disponibili grazie alle indagini conoscitive e ai controlli effettuati dall'Autorità a tutela degli utenti. A fronte di una quasi universale adozione della Carta dei servizi da parte degli esercenti, la tutela effettiva degli interessi degli utenti è ancora debole. Le rilevazioni sulla sicurezza del servizio indicano che frazioni rilevanti delle reti non sono sottoposte ad adeguate verifiche.

Il mutamento delle tecnologie e le innovazioni di processo, insieme con il dispiegarsi dei cambiamenti istituzionali conseguenti al recepimento della Direttiva europea, possono condurre a un superamento dei punti di debolezza che attualmente caratterizzano il settore nel nostro Paese, portare a forme di maggiore concorrenza in alcune fasi o attività e consentire anche una razionalizzzione del sistema di distribuzione del gas a mezzo di retii urbane oggi caratterizzato da un elevato grado di frammentazione.

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO

Il recepimento della Direttiva sul gas naturale in Italia

In Italia come in altri paesi europei è in corso il processo di recepimento della Direttiva europea 98/30/CE.

Al fine di accelerare il processo di recepimento la delega al Governo è stata inserita nel disegno di legge collegato alla Finanziaria sugli incentivi all'occupazione (il cosiddetto collegato "ordinamentale"), dando cosi seguito ad un

ordine del giorno del dicembre 1998 accolto dal Governo nell'ambito della discussione sulla legge Finanziaria per il 1999. Il testo dell'art. 41 approvato in via definitiva dal Parlamento il 12 maggio 1999 delega il Governo a dare attuazione alla Direttiva 98/30/CE attraverso l'emanazione, entro un anno dalla sua data di entrata in vigore, di uno o più decreti legislativi prevede il rispetto di alcuni criteri e principi che riguardano il riassetto del mercato del gas naturale.

In sintesi, le indicazioni in materia di riassetto del mercato del gas naturale contenute nell'art. 41 prevedono:

- la liberalizzazione del mercato nel quadro di regole che garantiscono il servizio pubblico e universale, la qualità, la sicurezza, l'interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi;
- la dichiarazione di pubblica utilità, urgenza e indifferibilità delle opere infrastrutturali del sistema gas;
- l'eliminazione di disparità normative tra i diversi operatori nel sistema gas;
- la previsione di misure nei piani e nei programmi relativi alle opere di trasporto, di importazione e di stoccaggio al fine di salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti, promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture di produzione, stoccaggio e importazione, favorire lo sviluppo della concorrenza e l'utilizzo razionale delle infrastrutture esistenti;
- la costituzione per le imprese integrate del mercato del gas, e ove funzionale allo sviluppo del mercato, di società separate e comunque l'obbligo di tenere nella contabilità interna conti separati per le attività di importazione, trasporto, distribuzione e stoccaggio e conti consolidati per le attività non rientranti nel settore del gas;
- condizioni trasparenti e non discriminatorie per l'accesso al sistema gas;
- misure affinché l'apertura del mercato nazionale del gas avvenga nel quadro dell'integrazione europea dei mercati sia per quanto riguarda la definizione dei criteri per i clienti idonei su base di consumo per località, sia per facilitare la transizione del settore italiano del gas verso nuovi assetti europei, tenuto conto anche dei contratti di approvvigionamento già stipulati all'atto di entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE, sia per assicurare alle imprese italiane, mediante condizioni di reciprocità con gli altri Stati membri, uguali condizioni di competizione sul mercato europeo del gas.

La congiuntura settoriale

Domanda

Nel 1998 i consumi di gas hanno raggiunto in Italia i 61,9 miliardi di mc (Tav. 3.1), registrando un aumento superiore all'8 per cento rispetto all'anno precedente, soprattutto per l'impulso della domanda termoelettrica, cresciuta di circa il 13 per cento. In termini assoluti, la crescita più significativa è avvenuta nel settore degli usi civili con un aumento di 2,3 miliardi di mc rispetto al 1997, seguita dal settore termoelettrico (1,9 miliardi di mc) e dal settore industriale (0,8 miliardi di mc).

TAV. 3.1 DOMANDA E OFFERTA DI GAS NATURALE IN ITALIA

Anno 1998; miliardi di mc

	AGIP	SNAM	ENEL	EDISON GAS E ALTRI	AZIENDE DI DISTRIB.	TOTALE
PRODUZIONE NAZIONALE	16,8	0,0	0,0	2,1	0,0	18,9
VARIAZIONE SCORTE	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
IMPORTAZIONE	0,0	38,5	4,0	0,2	0,0	42,7
RUSSIA	0,0	16,7	0,0	0,0	0,0	16,7
ALGERIA	0,0	18,8	4,0	0,0	0,0	22,8
OLANDA	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	3,0
ABU DHABI	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2
ACQUISTI INTERNI	0,0	17,9	0,0	0,1	30,0	48,0
DA AGIP	0,0	17,8	0,0	0,0	0,0	17,8
DA SNAM	0,0	0,0	0,0	0,1	29,7	29,8
DA EDISON E ALTRI	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,4
TOTALE RISORSE	17,8	56,4	4,0	2,4	30,0	-
TOTALE CESSIONI INTERNE	-17,8	-29,8	0,0	-0,4	0,0	-
DISPONIBILITÀ LORDA	0,0	26,6	4,0	2,0	30,0	62,6
CONSUMI E PERDITE DI RETE	0,0	0,2	0,0	0,0	0,5	0,7
CONSUMI FINALI*	0,0	26,4	4,0	2,0	29,5	61,9
UTENTI TERMOELETTRICI	0,0	10,4	4,0	1,2	0,0	15,6
UTENTI INDUSTRIALI	0,0	16,0	0,0	0,8	5,0	21,8
UTENTI CIVILI	0,0	0,0	0,0	0,0	24,5	24,5

* 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.

La notevole crescita nel settore civile (superiore al 10 per cento) ha riflesso il ritorno su valori normali delle temperature invernali del 1998, dopo l'inverno relativamente mite dell'anno precedente. L'aumento degli utilizzi termoelettrici, che includono l'autoproduzione, è imputabile soprattutto all'entrata in funzione di impianti che operano in base alle convenzioni del provvedimento Cip n. 6/92. Con tale incremento, il contributo del gas naturale alla generazione elettrica ha raggiunto il 34 per cento, contro il 30 per cento del 1997. Complessivamente, il gas naturale ha soddisfatto nel 1998 il 29 per cento dei fabbisogni nazionali di energia primaria (27 per cento nel 1997).

Il positivo sviluppo del mercato del gas emerge anche dai dati di contabilità nazionale elaborati dall'Istat (Tav. 3.2). Nel 1998, le attività di approvigionamento a prezzi correnti del settore gas ha sfiorato i 30.000 miliardi di lire, un valore non dissimile da quello a prezzi costanti (oltre 27.000 miliardi), cresciuto dell'8,3 per cento rispetto all'anno precedente. Si tratta di un'espansione cospicua, superiore a quella del settore energetico (3,2 per cento) e del complesso dell'industria (1,9 per cento, misurata dall'indice di produzione industriale).

Sia per il gas, sia soprattutto per l'industria energetica nel suo complesso, il forte aumento in termini reali riflette una pronunciata flessione del corrispondente deflatore implicito, su cui ha influito la discesa dei prezzi dei prodotti petroliferi intervenuta nel corso dell'anno.

Per il gas, la dinamica del valore aggiunto settoriale appare simile a quella della produzione (9,4 contro 8,3 per cento), mentre si registra un divario fra i due indicatori sensibilmente più elevato nell'intero settore energetico (5,9 contro 3,2 per cento).

TAV 3.2 IL SETTORE GAS NELLA CONTABILITA' NAZIONALE

Miliardi di lire e variazioni percentuali 1998/97

	GAS	TOTALE ENERGIA	INDUSTRIA IN SENSO STRETTO
PRODUZIONE A PREZZI CORRENTI	29.676,3	178.232,9	
var. %	0,8	-3,3	
PRODUZIONE A PREZZI 1995	27.537,0	176.995,0	
var.%	8,3	3,2	
VALORE AGGIUNTO A PREZZI 1995	17.510,3	115.544,2	511.156,0
var.%	9,4	5,9	2,8
UNITA' DI LAVORO (migliaia)	29,1	185,7	5.269,8
var.%	1,7	-2,0	1,5

Fonte: Istat, contabilità nazionale

Anche sotto il profilo occupazionale il settore del gas mostra un tasso di crescita positivo per il secondo anno consecutivo. Con un aumento pari a 500 unità di lavoro, lievemente inferiore a quello dell'anno precedente (pari a 700 unità), nel 1998 gli occupati del gas hanno superato le 29.000 unità, registrando un incremento dell'1,7 per cento. Al contrario, nel 1998 è proseguita la caduta dell'occupazione nel settore energetico, dove gli addetti sono scesi sotto le 186.000 unità, evidenziando un calo del 2 per cento rispetto al 1997, concentrato nel settore dell'energia elettrica.

Approvvigionamento nazionale

Nel 1998 la produzione nazionale, mantenutasi sostanzialmente in linea con quella dell'anno precedente, è stata di 18,9 miliardi di mc. Alla produzione hanno concorso la divisione Agip dell'Eni Spa con 16,8 miliardi di mc, seguita da Edison Gas con 1,8 miliardi di mc. Gli acquisti di Snam Spa da Eni Spa sono stati pari a 17,8 miliardi di mc (Tav. 3.1), una parte consistente dei quali, pari a circa 1,0 miliardi di mc, è stata prelevata dagli stoccaggi. Tale risultato si distingue nettamente dalla situazione dell'anno precedente quando Agip aveva venduto a Snam un quantitativo inferiore alla produzione, con una immissione netta di 0,3 miliardi di mc negli stoccaggi. Il diverso comportamento è da attribuire principalmente alla forte crescita dei fabbisogni nel 1998. Gli approvvigionamenti di gas nazionale (da produzione e da stoccaggi) hanno contribuito per circa il 32 per cento al fabbisogno totale di gas naturale del paese, rispetto al 33 per cento nel 1997.

Importazioni

Nel 1998 le importazioni di gas naturale in Italia hanno raggiunto i 42,7 miliardi di mc, pari al 68,9 per cento del fabbisogno totale. Gli approvvigionamenti esteri provengono dall'Algeria nella misura di 22,8 miliardi di mc, dalla Russia per 16,7 miliardi di mc e dall'Olanda per 3,0 miliardi di mc.

Questi valori rappresentano un diverso equilibrio rispetto al biennio precedente. Nel 1996-97, lo scarso sviluppo della domanda, attribuibile agli inverni miti e ad acquisti del settore termoelettrico inferiori al previsto, aveva indotto la Snam a mantenere le importazioni dalla Russia a livelli minimi (circa 13,6 miliardi di mc in entrambi gli anni), con l'ipotesi di operare una compensazione (*make up*; per la definizione di *make up* e *carry forward* si veda oltre in questo Capitolo) negli anni successivi. Le importazioni dalla Russia sono addirittura calate rispetto al 1995 nonostante l'avvio del nuovo contratto da 5 miliardi di mc/anno nel 1996; nel 1997 tali flussi avevano anche risentito del più elevato livello di importazioni dall'Olanda, pari a 5 miliardi di mc, rispetto ai valori storici. Le maggiori importazioni dall'Olanda sono state presumibilmente effettuate in base a una previsione di prelievi anticipati (*carry forward*)

a valere sull'anno successivo, imposti dalle opere di costruzione del metanodotto Norfra per il trasporto di metano dalla Norvegia (che hanno tra l'altro richiesto la temporanea chiusura del metanodotto dall'Olanda). In quell'anno, il contenimento delle importazioni aveva anche comportato una riduzione nelle consegne dall'Algeria a poco oltre l'83 per cento dei quantitativi contrattuali. Alle importazioni della Snam vanno sommate quelle del contratto algerino dell'Enel Spa che nel 1998 hanno raggiunto il valore di regime di 4 miliardi di mc. Inoltre, l'Edison Gas Spa ha importato 167 milioni di mc di gas naturale liquefatto sulla base di un contratto *spot* con la Adgas di Abu Dhabi.

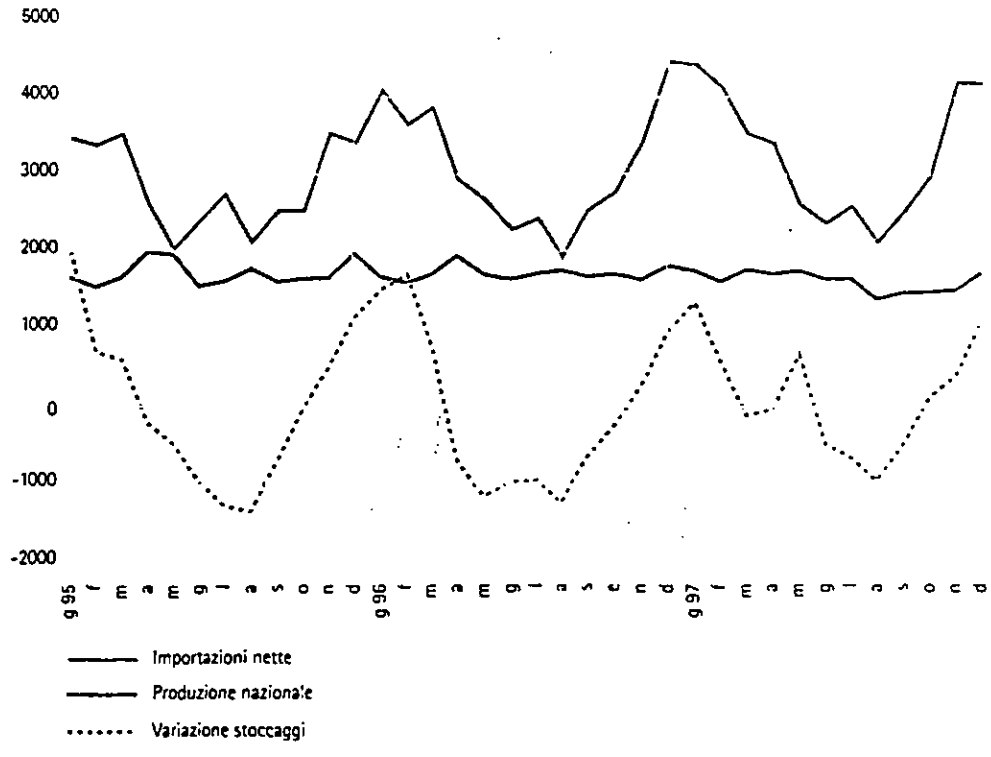
Le caratteristiche del prelievo stagionale

Modulazione dell'offerta

Il bilanciamento tra domanda e offerta di gas richiede di equilibrare flussi che presentano profili stagionali profondamente diversi: mentre la domanda s'intensifica fortemente nel periodo invernale per il riscaldamento degli edifici e presenta una caratteristica periodicità settimanale connessa con gli usi industriali del gas naturale, l'offerta – rappresentata dalle importazioni e dalla produzione nazionale – è relativamente costante (Fig. 3.1).

FIG. 3.1 OFFERTA MENSILE DI GAS NATURALE IN ITALIA

Milioni di mc



Fonte: Aie

La produzione nazionale (Eni-Agip, per la maggior parte) viene da molti anni mantenuta il più possibile costante per motivi legati soprattutto allo sfruttamento ottimale dei giacimenti. Le importazioni presentano invece una modulazione più accentuata nell'arco dell'anno: in corrispondenza delle quantità di gas richieste dagli utenti, le importazioni dall'Olanda sono 4-5 volte inferiori al minimo in estate rispetto al massimo invernale, mentre sono più stabili quelle dall'Algeria e ancora di più quelle dalla Russia, variando non più del 30 per cento tra minimo e massimo. La variabilità è invece minore tra un anno e l'altro, per l'esistenza di impegni di *take or pay* da parte della Snam che impongono il ritiro delle quantità contrattate a meno di una percentuale, in genere nell'ordine del 15 per cento.

Modulazione della domanda

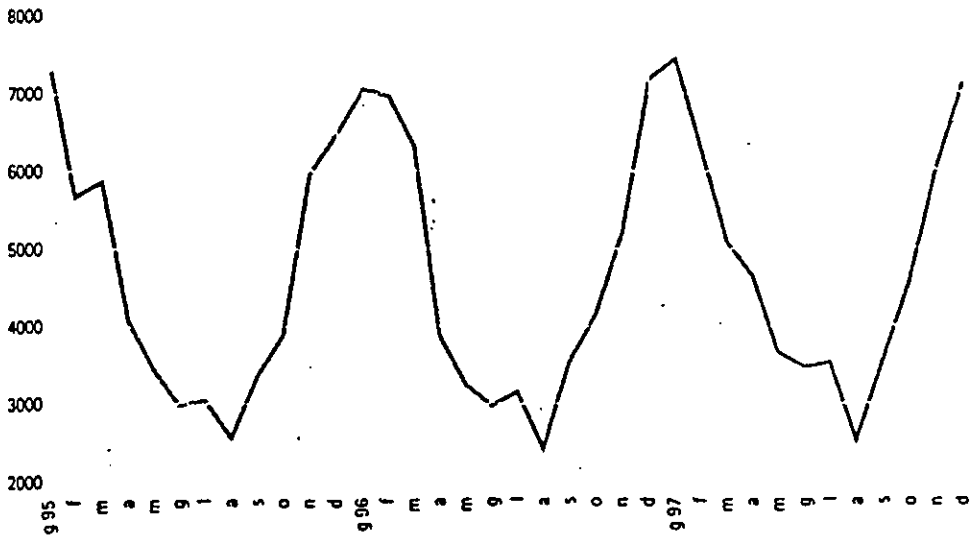
Il profilo della domanda presenta una periodicità stagionale (Fig. 3.2) e una periodicità settimanale.

Nel 1998 la quantità media giornaliera di gas venduto nell'anno, per l'aggregato nazionale, è stata circa il 50 per cento della quantità venduta nel giorno di maggiore domanda. In questo giorno si vende un quantità di gas cinque volte maggiore di quella che si vende nel giorno di minore domanda. L'escursione è meno accentuata nel Centro-Sud (circa la metà).

Nelle stagioni intermedie (primavera e autunno) la quantità media giornaliera venduta nei giorni feriali è superiore di circa il 40 per cento alla quantità giornaliera venduta nei giorni festivi.

FIG. 3.2 CONSUMO MENSILE DI GAS NATURALE IN ITALIA

Milioni di mc



Fonte: Aie

Bilanciamento della domanda e dell'offerta

Il divario stagionale dell'offerta rispetto alla domanda (carenza invernale ed esubero estivo) viene colmato dagli stoccaggi sotterranei. La modulazione settimanale della domanda viene generalmente compensata, almeno in parte, con la variazione della quantità di gas contenuta nelle condotte di trasporto e di distribuzione (il cosiddetto *line-pack*). Questa variazione è dell'ordine di una decina di milioni di metri cubi nell'arco della giornata (compensata nella giornata successiva) e corrisponde a una variazione della pressione dell'ordine di 5-10 bar nell'area interessata.

Struttura dei consumi per area geografica e tipologia di utenza

La distribuzione secondaria del gas naturale in Italia viene effettuata da un grande numero di aziende diffuse sul territorio nazionale. L'analisi della struttura delle vendite di gas, ovvero dei consumi, per area geografica e tipologie di utenza richiede quindi un lavoro di raccolta dei dati particolarmente rilevante. Sebbene l'Autorità stia mettendo a punto gli strumenti di aggiornamento su base annuale della propria banca dati, al momento l'analisi della struttura dei consumi richiede tempi ancora piuttosto lunghi. Per questo motivo i dati più recenti a disposizione risalgono al 1996 (Tav. 3.3). I dati analizzati in questo paragrafo riguardano in compenso la quasi totalità delle vendite di gas in Italia, vale a dire sia quelle effettuate dalla distribuzione secondaria, sia le vendite *dirette* agli utenti industriali e termoelettrici effettuate dai distributori primari. Nel 1996 le vendite complessive di gas naturale in Italia hanno raggiunto quasi 52 miliardi di mc. Coerentemente a un maggior sviluppo della rete distributiva, la quota di consumo più rilevante, di poco superiore al 67 per cento, appartiene alle regioni del Nord, dove le vendite si situano poco al di sotto di 35 miliardi di mc. I restanti 17 miliardi di mc sono venduti nelle regioni del Centro e del Sud con quote rispettivamente pari al 18,7 e al 14,1 per cento sul totale del gas venduto in Italia.

Come per le quantità vendute, anche sotto il profilo del numero degli utenti serviti i valori più elevati si registrano al Nord: a fronte di 9 milioni di utenti nelle regioni settentrionali, gli utilizzatori di gas non raggiungono i 4 milioni nel Centro e superano di poco i 2 milioni nel Sud.

TAV. 3.3 **STRUTTURA TERRITORIALE DEI CONSUMI PER TIPOLOGIA DI UTENZA**

Anno 1996

	NORD	CENTRO	SUD	ITALIA
VENDITE DELLE AZIENDE DI DISTRIBUZIONE (milioni di mc)				
USI DOMESTICI (cottura cibi e produzione acqua calda)	619,6	164,7	150,2	934,5
RISCALDAMENTO INDIVIDUALE	8.981,6	2.780,5	1.150,2	12.912,2
RISCALDAMENTO CENTRALIZZATO	2.915,5	600,5	144,7	3.660,7
GRANDI INDUSTRIE*	18.527,0	5.062,6	5.584,3	29.173,9
PICCOLE INDUSTRIE	771,0	140,8	16,8	928,7
USI ARTIGIANALI	734,9	123,4	39,8	898,1
USI COMMERCIALI	2.070,2	722,8	163,4	2.956,4
COMPLESSI OSPEDALIERI	320,3	105,9	52,2	478,5
TOTALE	**34.940,0**	**9.701,2**	**7.301,8**	**51.943,0**
NUMERO DI UTENTI SERVITI AL 31.12.96 (migliaia)				
USI DOMESTICI (cottura cibi e produzione acqua calda)	2.660,3	907,2	603,9	4.171,4
RISCALDAMENTO INDIVIDUALE	5.578,0	2.557,4	1.387,8	9.523,3
RISCALDAMENTO CENTRALIZZATO	172,1	50,7	15,3	238,1
GRANDI INDUSTRIE*	2,5	0,8	0,7	4,0
PICCOLE INDUSTRIE	51,8	12,5	0,6	64,9
USI ARTIGIANALI	156,7	34,2	8,1	199,0
USI COMMERCIALI	427,0	141,8	46,5	615,3
COMPLESSI OSPEDALIERI	0,3	0,1	0,1	0,5
TOTALE	**9.048,7**	**3.704,7**	**2.063,1**	**14.816,5**
CONSUMI MEDI PER CATEGORIA DI UTENTE (mc)				
USI DOMESTICI (cottura cibi e produzione acqua calda)	233	182	249	224
RISCALDAMENTO INDIVIDUALE	1.610	1.087	829	1.356
RISCALDAMENTO CENTRALIZZATO	16.943	11.838	9.454	15.374
GRANDI INDUSTRIE*	7.378.341	6.574.755	7.495.703	7.246.367
PICCOLE INDUSTRIE	14.897	11.268	26.861	14.313
USI ARTIGIANALI	4.690	3.609	4.911	4.513
USI COMMERCIALI	4.848	5.097	3.514	4.805
COMPLESSI OSPEDALIERI	1.064.193	928.907	829.271	1.000.966
TOTALE	**3.861**	**2.619**	**3.539**	**3.506**

* Inclusi gli impianti termoelettrici.

Fonte: Elaborazione su dati Snam e Indagine 1996 dell'Autorità

Escludendo l'utilizzo per riscaldamento, più strettamente legato a fattori climatici, e quello delle piccole industrie, i consumi medi per categoria di utente risultano piuttosto simili sull'intero territorio nazionale: intorno ai 200 mc quelli per cottura cibi e produzione di acqua calda, vicino ai 4.500 mc quelli per uso artigianale ed ai 4.800 mc quelli per uso commerciale.
La distribuzione delle vendite per tipologia di utenza (Tav. 3.4) evidenzia due modelli di consumo abbastanza differenti all'interno del Paese che contrappongono l'area del Centro-Nord al Mezzogiorno.

TAV. 3.4 DISTRIBUZIONE DEI CONSUMI PER TIPOLOGIA DI UTENZA
Anno 1996; valori percentuali

	NORD	CENTRO	SUD	ITALIA
USI DOMESTICI (cottura cibi e produzione acqua calda)	1,8	1,7	2,1	1,8
RISCALDAMENTO INDIVIDUALE	25,7	28,7	15,8	24,9
RISCALDAMENTO CENTRALIZZATO	8,3	6,2	2,0	7,0
GRANDI INDUSTRIE*	53,0	52,2	76,5	56,2
PICCOLE INDUSTRIE	2,2	1,5	0,2	1,8
USI ARTIGIANALI	2,1	1,3	0,5	1,7
USI COMMERCIALI	5,9	7,5	2,2	5,7
COMPLESSI OSPEDALIERI	0,9	1,1	0,7	0,9
TOTALE GAS VENDUTO	100	100	100	100

* Inclusi gli impianti termoelettrici.

Fonte: Elaborazione su dati Snam e Indagine 1996 dell'Autorità

Al Nord e al Centro la grande industria assorbe poco più della metà del gas venduto (53 per cento circa), usi domestici e riscaldamento (individuale e centralizzato) acquistano il 36 per cento circa dell'intero consumo di gas; il restante 11 per cento si distribuisce tra piccola industria, usi artigianali, commerciali e complessi ospedalieri, con una netta prevalenza tra questi degli usi commerciali (6 per cento al Nord e 7,5 al Centro).
Nelle regioni meridionali la grande industria consuma oltre il 75 per cento del gas venduto. Tale quota, molto più rilevante se confrontata con quella che la grande industria assume nell'area centro-settentrionale del Paese, è spiegata in parte da un minore utilizzo del gas per riscaldamento (la somma di quello centralizzato e individuale assorbe una quota di circa dieci punti percentuali infe-

riore a quella del Centro-Nord), ma anche da un minore consumo da parte della piccola industria, degli usi artigianali e di quelli commerciali.

Complessivamente, in Italia su 100 metri cubi di gas consumato 56,2 vengono utilizzati dalla grande industria, 24,9 vengono utilizzati per il riscaldamento individuale, 7 per quello centralizzato, 5,7 per usi commerciali, 1,8 per usi gli domestici (cottura cibi e produzione di acqua calda), altrettanti vengono assorbiti dalla piccola industria e dagli artigiani e, infine, 0,9 vengono impiegati per usi ospedalieri. Nel breve periodo, tali quote mostrano un'elevata stabilità, perché i fattori che incidono sulla loro distribuzione (penetrazione della rete, clima, struttura industriale) sono piuttosto lenti a mutare nel tempo.

Nella tavola 3.5 si sono infine incrociate le categorie di utenza con la loro ripartizione territoriale. Ponendo pari a 100 il totale dei mc venduti in Italia per ogni tipologia di utilizzo, la tavola consente di osservarne la localizzazione per area geografica. Ancora una volta i dati mostrano una predominanza del Nord dove, qualunque sia il tipo di utilizzo del gas, si concentra quasi sempre oltre il 60 per cento dei consumi. Uno squilibrio relativamente minore nella localizzazione dei consumi si ha nella grande industria, negli usi domestici e nei complessi ospedalieri. Su 100 mc utilizzati dalle grandi industrie nei propri processi produttivi 63,5 vengono assorbiti al Nord, 17,4 al Centro e 19,1 al Sud. Percentuali abbastanza simili si ritrovano, come si è detto, nell'utilizzo di gas per cottura cibi e produzione di acqua calda, nonché per l'uso negli ospedali.

TAV. 3.5 **DISTRIBUZIONE GEOGRAFICA DEI CONSUMI PER TIPOLOGIA DI UTENZA**

Anno 1996; valori percentuali

	NORD	CENTRO	SUD
USI DOMESTICI (cottura cibi e produzione acqua calda)	66,3	17,6	16,1
RISCALDAMENTO INDIVIDUALE	69,6	21,5	8,9
RISCALDAMENTO CENTRALIZZATO	79,6	16,4	4,0
GRANDI INDUSTRIE*	63,5	17,4	19,1
PICCOLE INDUSTRIE	83,0	15,2	1,8
USI ARTIGIANALI	81,8	13,7	4,4
USI COMMERCIALI	70,0	24,4	5,5
COMPLESSI OSPEDALIERI	66,9	22,1	10,9
TOTALE GAS VENDUTO	73,3	19,7	6,9

* Inclusi gli impianti termoelettrici.

Fonte: Elaborazione su dati Snam e Indagine 1996 dell'Autorità

Oltre al riscaldamento, il cui consumo è naturalmente diverso tra Nord e Sud per ragioni climatiche, un marcato disequilibrio si osserva in particolare per la piccola industria e per gli usi artigianali, responsabili di oltre l'80 per cento del gas venduto nelle regioni settentrionali, di poco più del 10 per cento nelle regioni centrali e di meno del 5 per cento in quelle meridionali.

La disamina della struttura dei consumi di gas conferma complessivamente un uso di questa risorsa ancora piuttosto squilibrato sul territorio. Le cause di questo fenomeno sono molteplici. In prima battuta vi sono le differenti condizioni climatiche, che notoriamente influiscono in modo rilevante sul consumo di gas. A prescindere dalle note conseguenze di uno sviluppo industriale ineguale nelle diverse zone del Paese, la minore incidenza del gas nel Mezzogiorno è sicuramente da attribuire, almeno in parte, anche alla minore penetrazione e diffusione della rete rispetto al Nord (*infra*, pag. 179).

LA FORMAZIONE DEI PREZZI IN ITALIA

Prezzi internazionali delle materie prime

L'analisi dei prezzi internazionali del petrolio e dei suoi derivati è rilevante anche per il gas naturale. Trattandosi di un combustibile alternativo ai prodotti petroliferi, il prezzo del gas dovrebbe muoversi in senso indipendente o addirittura opposto rispetto ai corsi petroliferi. Al contrario, come si è visto nel Capitolo 2, il prezzo internazionale del gas naturale presenta una dinamica correlata, seppure con ritardi, a quella del petrolio.

Le ragioni di tale correlazione sono insite nei meccanismi di aggiornamento del prezzo internazionale del gas naturale, che nell'ambito dei contratti di fornitura di lunghissima durata vengono legati ai prezzi dei combustibili petroliferi.

Allo stesso modo il prezzo di vendita del gas per usi civili in Italia possiede un'elevata correlazione con il prezzo del gasolio, essendo determinato dal meccanismo di adeguamento periodico definito dalla delibera 23 aprile 1998, n. 41 dell'Autorità, che lega il costo del gas distribuito in rete all'andamento del prezzo di due tipi di gasolio (quello rilevato dal Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato e quello internazionale *cif*-Med base Genova-Lavera). Tale meccanismo è stato rivisto dall'Autorità con delibera 22 aprile 1999, n. 52.

L'andamento dei prezzi interni

Nell'ultimo triennio il prezzo al consumo del gas per cottura cibi e produzione di acqua calda[1] (Tav. 3.6) ha mantenuto una dinamica discendente: tra il 1996 e il 1998 il tasso di crescita tendenziale si è ridotto di quasi un punto percentuale, divenendo sostanzialmente nullo nell'ultimo anno; la scarsa incidenza del prezzo di questo servizio sull'intero paniere per le famiglie di operai e impiegati determina tuttavia effetti irrilevanti sull'inflazione al consumo[2].

TAV. 3.6 **INDICI MENSILI DEI PREZZI DEL GAS PER COTTURA CIBI E PRODUZIONE DI ACQUA CALDA**

Anni 1997-98; numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali sul periodo precedente

	1997				1998			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE*	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE*	VAR. %
GENNAIO	101,6	1,1	96,7	-1,5	101,9	0,3	95,4	-1,3
FEBBRAIO	101,6	1,1	96,6	-1,3	101,9	0,3	95,1	-1,5
MARZO	101,6	1,1	96,5	-1,1	101,9	0,3	95,1	-1,4
APRILE	101,6	1,1	96,4	-0,6	101,9	0,3	95,0	-1,5
MAGGIO	101,6	1,1	96,1	-0,5	101,9	0,3	94,8	-1,4
GIUGNO	101,6	1,1	96,1	-0,3	101,9	0,3	94,7	-1,5
LUGLIO	101,7	0,1	96,2	-1,5	102,0	0,3	94,8	-1,5
AGOSTO	101,7	0,1	96,2	-1,4	102,0	0,3	94,7	-1,6
SETTEMBRE	101,7	0,1	96,0	-1,3	102,0	0,3	94,6	-1,5
OTTOBRE	101,7	0,1	95,8	-1,5	102,0	0,3	94,4	-1,4
NOVEMBRE	101,7	0,1	95,5	-1,5	102,0	0,3	94,4	-1,2
DICEMBRE	101,7	0,1	95,5	-1,4	102,0	0,3	94,4	-1,2
MEDIA ANNUA	**101,7**	**0,6**	**96,1**	**-1,2**	**102,0**	**0,3**	**94,8**	**-1,4**

* Rapporto tra l'indice di prezzo elementare del gas e l'indice generale del costo della vita moltiplicato per 100.

Fonte: Elaborazione su dati Istat

Il prezzo al consumo del gas per riscaldamento individuale (Tav. 3.7) è fortemente cresciuto tra la seconda metà del 1996 e il primo trimestre del 1997 (coerentemente all'andamento del prezzo del gasolio per riscaldamento), rimanendo a un livello elevato e superiore a quello medio annuo per tutto il resto dell'anno, per poi tornare a scendere nel corso del 1998.

TAV. 3.7 **INDICI MENSILI DEI PREZZI DEL GAS PER RISCALDAMENTO INDIVIDUALE**

Anni 1997-98; numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali sul periodo precedente

	1997				1998			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE*	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE*	VAR. %
GENNAIO	107,4	6,2	102,2	3,5	110,5	2,9	103,5	1,2
FEBBRAIO	108,4	7,1	103,0	4,6	111,2	2,6	103,8	0,8
MARZO	111,0	9,7	105,4	7,3	111,2	0,2	103,8	-1,5
APRILE	111,2	9,9	105,5	8,0	111,2	0,0	103,6	-1,8
MAGGIO	111,2	9,9	105,2	8,1	109,8	-1,3	102,1	-2,9
GIUGNO	111,2	9,9	105,2	8,3	109,7	-1,3	102,0	-3,1
LUGLIO	110,6	8,1	104,6	6,4	107,7	-2,6	100,1	-4,3
AGOSTO	110,6	8,1	104,6	6,5	107,7	-2,6	100,0	-4,4
SETTEMBRE	109,2	5,3	103,1	3,8	105,7	-3,2	98,1	-4,9
OTTOBRE	110,1	6,2	103,7	4,5	105,7	-4,0	97,9	-5,6
NOVEMBRE	110,1	4,4	103,4	2,7	104,7	-4,9	96,9	-6,3
DICEMBRE	110,1	4,4	103,4	2,8	104,7	-4,9	96,9	-6,3
MEDIA ANNUA	110,1	7,4	104,1	5,5	108,3	-1,6	100,7	-3,3

* Rapporto tra l'indice di prezzo elementare del gas e l'indice generale del costo della vita moltiplicato per 100.

Fonte: Elaborazione su dati Istat

I ripetuti cali hanno determinato una variazione media annua di segno negativo (-1,6 per cento) nel 1998, con una flessione del 4,9 per cento in termini tendenziali nel mese di dicembre. In termini reali, l'indice ha registrato andamenti opposti nel biennio: a una crescita del 5,5 per cento nel 1997 ha fatto seguito una flessione del 3,3 per cento nel 1998, frutto delle riduzioni intervenute dal mese di maggio, in seguito all'intervento dell'Autorità.

Per effetto degli andamenti descritti, il contributo all'inflazione complessiva del gas - che dipende quasi esclusivamente dal gas per riscaldamento - è aumentato tra il 1996 e il 1997, quando ha raggiunto il valore di un decimo di punto percentuale, mentre si è sostanzialmente annullato nel 1998.

Analisi dei prezzi al consumo nei capoluoghi di regione

Diversamente dal caso dell'energia elettrica, le tariffe del gas naturale per usi civili distribuito a mezzo rete urbana sono differenziate non soltanto per settore di consumo e dimensione dell'utente, ma anche per ambito territoriale. Le aziende distributrici locali sono libere di fissare le tariffe di vendita del metano da gasdotto per alcuni usi (T2 e T3), seppure nell'ambito del vincolo di corrispondenza fra costi e ricavi, nonché a condizioni di degressività per volumi crescenti di consumo[3]. Un quadro preciso delle tariffe del gas in Italia dovrebbe pertanto comprendere i prezzi praticati per diverse tipologie di consumo nei 5.305 comuni dalle 770 aziende distributrici operanti (al 31 dicembre 1998) sul territorio nazionale.

Un livello di dettaglio in grado di esprimere la variabilità della struttura tariffaria in Italia è rappresentato dall'analisi per capoluoghi di regione (Tav. 3.8 e Tav. 3.9).

La tariffa T1 riferita all'uso del gas per cottura cibi e produzione di acqua calda, assume valori più elevati nelle città del Sud. A fronte di una media nazionale che si situa intorno alle 750 lire (575 lire al netto delle imposte), in città come Palermo o Napoli il prezzo risulta infatti più elevato all'incirca di 100 lire al metro cubo. Questo accade perché, secondo la normativa attualmente in vigore, il valore di questa tariffa è determinato per fasce geografiche sul territorio nazionale in misura proporzionale al diverso grado di sviluppo del servizio[4]: più elevato è il grado di sviluppo, più basso viene fissato il costo del metro cubo. Ciò spiega perché nelle zone meridionali, dove lo sviluppo della metanizzazione è tuttora incompleto e inferiore a quello che si ha nelle città del Nord, il costo del metro cubo di gas sia più alto.

Anche la tariffa T4 relativa all'impiego del gas in usi industriali non elevati è uniforme per l'intero territorio nazionale: al netto delle imposte è pari a 388 lire per consumi inferiori ai 100.000 mc annui, mentre è pari a 361 lire per consumi inferiori a 200.000 mc annui. Ciò che dà origine ad una lieve differenza tra Aosta, Trento, Trieste e Palermo, da un lato, e le altre città, dall'altro, è unicamente la diversa imposizione fiscale. Le regioni a statuto speciale, infatti, hanno deciso di non riscuotere l'addizionale regionale che grava invece sul prezzo del gas nelle regioni a statuto ordinario. Di conseguenza l'incidenza fiscale per questa tariffa è intorno al 20 per cento nelle regioni a statuto speciale, mentre è vicina al 22 per cento nelle altre località.

TAV. 3.8 **TARIFFE DEL GAS NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE***

Anno 1998; lire/mc, prezzi al netto delle imposte

TARIFFA	T1	T2**		T3	T4	
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISC. INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI	
CONSUMO***		<250 mc/a	>250 mc/a		<100 kmc/a	<200 kmc/a
TORINO	558	513	513	483	388	361
AOSTA	558	561	561	548	388	361
MILANO	558	576	576	524	388	361
TRENTO	558	469	469	464	388	361
VENEZIA	558	497	497	448	388	361
TRIESTE	558	539	539	524	388	361
GENOVA	558	559	559	603	388	361
BOLOGNA	558	477	477	471	388	361
FIRENZE	558	500	500	490	388	361
PERUGIA	558	497	497	450	388	361
ANCONA	558	494	494	460	388	361
ROMA	604	632	632	618	388	361
L'AQUILA	558	433	433	404	388	361
CAMPOBASSO	558	496	496	476	388	361
NAPOLI	650	772	772	685	388	361
BARI	604	575	575	548	388	361
POTENZA	558	474	474	440	388	361
PALERMO	696	755	755	708	388	361

* I dati di Reggio Calabria non sono disponibili; a Cagliari il gas naturale non è presente.
** Prezzo medio di tutte le tipologie T3 ponderato con le vendite relative al 1995.
*** mc/a = metri cubi/anno, kmc/a = migliaia di metri cubi/anno.

Il confronto tra le tariffe per il riscaldamento individuale (T2) e per il riscaldamento centralizzato, usi artigianali, commerciali e altri usi (T3), autonomamente determinate dalle aziende distributrici nel rispetto di vincoli finanziari, rivela invece ampie differenze territoriali.

La distinzione nei due scaglioni di consumo della tariffa per riscaldamento individuale T2 (inferiore o superiore a 250 mc annui) riflette unicamente la diversa incidenza fiscale in quanto, come si vede nella tavola 3.8, al netto delle varie imposte la tariffa è unica qualunque sia il quantitativo di gas utilizzato.

TAV. 3.9 **PREZZI DEL GAS NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE***

Anno 1998; lire/mc, prezzi al lordo delle imposte (imposta di consumo, addizionale regionale, IVA)

TARIFFA	T1	T2**		T3	T4	
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISC. INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI	
CONSUMO***		<250 mc/a	>250 mc/a		<100 kmc/a	<200 kmc/a
TORINO	755	888	1.104	1.068	536	503
AOSTA	708	886	1.101	1.087	524	491
MILANO	719	916	1.132	1.069	536	503
TRENTO	708	776	992	986	524	491
VENEZIA	719	855	1.085	1.026	536	503
TRIESTE	708	860	1.076	1.058	524	491
GENOVA	755	944	1.160	1.307	536	503
BOLOGNA	741	822	1.038	1.029	560	527
FIRENZE	755	874	1.089	1.076	536	503
PERUGIA	719	822	1.038	981	536	503
ANCONA	741	842	1.057	1.017	536	503
ROMA	805	1036	1.252	1.236	536	503
L'AQUILA	735	686	896	862	536	503
CAMPOBASSO	705	729	925	900	536	503
NAPOLI	836	1.090	1.301	1.197	536	503
BARI	786	855	1.066	1.034	536	503
POTENZA	735	734	945	905	536	503
PALERMO	846	1.025	1.221	1.165	524	491

Note:
* I dati di Reggio Calabria non sono disponibili; a Cagliari il gas naturale non è presente.
** Prezzo medio di tutte le tipologie T3 ponderato con le vendite relative al 1995.
*** mc/a = metri cubi/anno, kmc/a = migliaia di metri cubi/anno.

Dai dati al netto delle imposte risulta evidente come esista un'ampia variabilità nel prezzo del gas per riscaldamento individuale: nei 18 capoluoghi considerati ve ne sono otto in cui la tariffa è inferiore alle 500 lire/mc, altrettanti in cui è inferiore alle 600 lire/mc e i rimanenti tre in cui il costo per un metro cubo di gas sfiora le 800 lire. Tra prezzo minimo (433 lire/mc all'Aquila) e massimo (772 lire/mc a Napoli) vi è una distanza quasi doppia.

Non si manifesta invece alcuna significativa correlazione tra livello della T2 e zone geografiche, i dati consentono di sottolineare un discreto grado di correlazione tra la dimensione (in termini di abitanti) delle città e il prezzo del gas. Ordinando le località sulla base della tariffa T2, Napoli, Palermo, Roma, Milano e Bari sono i capoluoghi dove il prezzo del gas è più elevato (superiore a 570 lire/mc). Al netto delle imposte il gas per riscaldamento individuale costa relativamente di più nelle grandi città che nei centri minori. L'unica eccezione sembra essere Bologna dove il valore della T2 è inferiore alle 500 lire/mc. L'ordinamento in base alla tariffa T2 non varia (con l'eccezione di Bari) anche al lordo delle imposte di consumo, dell'addizionale regionale e dell'IVA.

TAV. 3.10 IMPOSTA DI CONSUMO E IVA SULLE TARIFFE DEL GAS

Lire/mc e aliquote percentuali

	T1	T2 <250 mc/a	T2 >250 mc/a	T3	T4
ANNO 1998					
IMPOSTA DI CONSUMO:					
Normale	86	151	332	332	20
Località					
ex Cassa del Mezzogiorno	74	74	238	238	20
ALIQUOTA IVA	10	20	20	20	20
DAL 16.01.1999					
IMPOSTA DI CONSUMO					
Normale	86,84	152,68	335,57	335,57	24,20
Località					
ex Cassa del Mezzogiorno	74,84	74,84	240,52	240,52	24,20
ALIQUOTA IVA	10	20	20	20	20

L'esistenza di una correlazione fra dimensione e livelli tariffari caratterizza, sebbene in modo meno pronunciato, anche la distribuzione territoriale della tariffa T3, soprattutto quando si considerino i prezzi al lordo delle imposte. In particolare, L'Aquila continua a essere il capoluogo dove il prezzo del gas è più basso, Napoli cessa di essere la città con prezzo più alto; lo diventano invece Palermo (al netto delle imposte) e Genova (dopo le imposte)[5].

Il prezzo del gas per riscaldamento individuale, (tariffa T2), insieme a quello per riscaldamento centralizzato e altri usi (tariffa T3), incorporano il più ampio cuneo fiscale. L'incidenza fiscale[6] che è pari all'incirca al 23 per cento sia nel caso della T1, sia della T4, sale infatti al 35 per cento circa nella T2 con consumi inferiori a 250 mc/anno, al 48 per cento nel secondo scaglione della T2 e raggiunge quasi il 50 per cento nel caso della T3.

TAV. 3.11 ADDIZIONALI REGIONALI SULLE TARIFFE DEL GAS

Anno 1998; lire/mc

	T1	T2 <250 mc/a	T2 >250 mc/a	T3	T4
PIEMONTE	43	50	50	50	10
LOMBARDIA	10	30	35	35	10
VENETO	10	38,5	50	50	10
LIGURIA*	43	50	50	50	10
EMILIA ROMAGNA	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 (37)	60 (37)	60	60	10
ABRUZZO	19	19	50	50	10
MOLISE	10	10	10	10	10
CAMPANIA	19	19	50	50	10
PUGLIA	37	37	50	50	10
BASILICATA	19	19	50	50	10
CALABRIA	19	19	50	50	10

Note:
* In Liguria vi sono alcune zone per le quali è prevista un'addizionale più bassa.
** Tra parentesi le addizionali applicate nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno

Il dettaglio delle imposte che gravano sulle tariffe del gas è illustrato nella tavola 3.10 e nella tavola 3.11. Le tavole riportano i valori delle imposte di consumo (con i relativi abbattimenti, tuttora in vigore, per le aree che rientravano nei benefici amministrati dalla *ex* Cassa del Mezzogiorno), delle addizionali regionali e delle aliquote IVA (10 per cento sulla T1 e 20 per cento per tutti gli altri usi)[7].

Confronti internazionali di prezzo

Il confronto internazionale dei prezzi del gas può essere effettuato, come per il caso dell'energia elettrica, in base a due metodologie: metodologia del *prezzo medio* e metodologia del *consumatore tipo*[8].

La prima metodologia risponde all'esigenza di sintetizzare la collocazione relativa del livello dei prezzi di un paese. A tale fine possono essere utilizzati i dati di fonte Aie-Ocse. La loro principale controindicazione metodologica consiste nella perdita di informazioni in presenza di elevata variabilità dei prezzi tra tipologie di consumo. Questo non è il caso del settore del gas italiano, in quanto le tariffe non presentano un profilo di accentuata progressività o degressività, almeno negli usi civili; pertanto il dato medio è abbastanza rappresentativo. Tuttavia, la differenziazione geografica delle tariffe nel settore civile richiede che la media dei diversi prezzi sia ponderata in base ai consumi relativi a ogni bacino tariffario[9].

Il prezzo medio al lordo delle imposte per le utenze civili è il più elevato in Europa. Esso è di circa il 43 per cento superiore rispetto alla media UE (Tav. 3.12). A tale primato contribuisce soprattutto l'incidenza fiscale. Infatti, al netto delle imposte il livello dei prezzi in Italia e risulta superiore di solo il 5,8 per cento a quello medio della UE.

TAV. 3.12 **PREZZO MEDIO DEL GAS NATURALE PER LE UTENZE CIVILI E INDUSTRIALI**

Valori a cambi correnti in lire/mc (potere calorifico kcal/mc = 9.100)

	UTENZE DOMESTICHE*			UTENZE INDUSTRIALI**		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	INCIDENZA FISCALE	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	INCIDENZA FISCALE
	lire/mc	lire/mc	per cento	lire/mc	lire/mc	per cento
AUSTRIA	656,6	475,8	27,3	289,3	289,3	0,0
BELGIO	653,7	515,4	21,2	213,0	213,0	0,0
FINLANDIA ***	264,2	199,0	24,7	222,6	199,0	10,6
FRANCIA ***	683,6	566,9	17,1	244,9	244,9	0,0
GERMANIA ***	674,2	547,2	18,8	307,2	268,0	12,8
IRLANDA ***	666,6	592,3	11,1	473,2	473,2	0,0
ITALIA	N.D.	N.D.	N.D.	326,5	298,4	8,6
ITALIA (dati Autorità)	932,0	542,3	41,8	297,1	271,6	8,6
OLANDA	579,5	416,3	28,2	205,7	192,2	6,6
REGNO UNITO ***	438,5	416,6	5,0	133,7	133,7	0,0
SPAGNA	855,2	726,4	15,1	253,0	253,0	0,0
MEDIA UE ****	653,2	512,5	21,5	264,0	253,8	3,9

Note:
* Prezzi medi al 2° trimestre 1998.
** Prezzi medi anno 1997.
*** Prezzi anno 1997 (utenze civili).
**** Media di 12 paesi per le utenze civili (non sono disponibili i dati di: Danimarca, Lussemburgo e Grecia); media di 10 paesi per le utenze industriali (non sono disponibili i dati di Danimarca, Lussemburgo, Portogallo, Svezia e Grecia).

Fonte: Elaborazione su dati Aie

Nel caso delle utenze industriali, i prezzi medi al lordo delle imposte in Italia sono superiori alla media UE del 12,5 per cento e quelli al netto del 7 per cento (rispettivamente 23,7 e 17,6 per cento, se si considerano i prezzi pubblicati dalla Aie).

Se si vuole effettuare un confronto più puntuale per le diverse tipologie di utenza è necessario ricorrere alla metodologia del *consumatore-tipo*. Il confronto sulla base di tale criterio è stato effettuato su tre tipologie rappresentative di utenza civile: piccola, media e medio-grande (Tav. 3.13 dati Eurostat).

TAV. 3.13 **PREZZI DEL GAS NATURALE PER USO CIVILE ALL'1 LUGLIO 1998**

Valori a cambi correnti in lire/mc (quantitativi di consumo annuo in GJ)

	8,37 GJ (217,62 mc)*		83,7 GJ (2.176,2 mc)**		125,6 GJ (3.265,6 mc)***	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	INCIDENZA FISCALE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	INCIDENZA FISCALE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	INCIDENZA FISCALE
	lire/mc	per cento	lire/mc	per cento	lire/mc	per cento
GERMANIA OVEST						
prezzo minimo	1.082,8	17,0	546,2	20,1	505,9	20,7
prezzo massimo	1.408,1	16,3	700,6	18,7	643,1	19,2
SPAGNA	1.139,1	13,8	788,4	13,8	767,3	13,8
FRANCIA						
prezzo minimo	1.158,1	17,1	675,5	17,1	634,7	17,1
prezzo massimo	1.589,4	17,1	737,9	17,1	705,3	17,1
ITALIA						
prezzo minimo	899,9	19,7	1.074,0	50,3	1.071,2	51,0
prezzo massimo	1.018,8	20,0	1.272,7	37,7	1.269,6	38,3
OLANDA	1.143,4	19,2	606,8	28,3	597,8	30,2
REGNO UNITO	900,0	4,7	459,5	4,9	447,2	4,8
SVEZIA	1.289,6	37,5	953,4	43,5	926,9	44,2

Note:
* uso cottura cibi e produzione di acqua calda
** uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento centrale
*** uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento centrale

Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

Anche in questo caso l'incidenza fiscale innalza il prezzo del gas in Italia a livelli superiori a quelli di altri paesi. Appaiono particolarmente svantaggiate – sotto il profilo dei prezzi – le classi di consumo elevate, mentre per i consumi bassi l'Italia risulta il quinto paese più costoso.

Nel caso dell'utenza industriale (Tav. 3.14), sono state comparate quattro tipologie. Mentre per la prima, corrispondente a consumi bassi, il prezzo italiano è il più elevato, per le tipologie successive la posizione relativa dell'Italia migliora. L'incidenza fiscale, nel caso delle utenze industriali, si colloca a livelli non distanti da quelli medi europei.

TAV. 3.14 PREZZI DEL GAS NATURALE PER USO INDUSTRIALE ALL'1 LUGLIO 1998

Valori a cambi correnti in lire/mc (quantitativi di consumo annuo in GJ)

	418,6 GJ (o 10.883,6 mc)[1]		4.186 GJ (o 108.836 mc)[2]		41.860 GJ (o 1.088.360 mc)[3]		418.600 GJ (o 10.883.600 mc)[4]	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	INC. FISCALE	AL LORDO DELLE IMPOSTE	INC. FISCALE	AL LORDO DELLE IMPOSTE	INC. FISCALE	AL LORDO DELLE IMPOSTE	INC. FISCALE
	lire/mc	per cento	lire/mc	per cento	lire/mc	per cento	lire/mc	per cento
GERMANIA								
prezzo minimo	440,8	27,5	411,8	28,4	406,3	28,6	343,2	31,4
prezzo massimo	578,6	24,6	521,7	25,5	494,2	26,2	424,2	28,1
SPAGNA	592,8	16,0	303,1	16,0	274,1	16,0	259,3	16,0
FRANCIA								
prezzo minimo	563,3	20,6	473,8	20,6	325,2	27,3	262,7	34,9
prezzo massimo	635,5	20,6	546,0	20,6	375,3	26,7	272,6	34,4
ITALIA								
prezzo minimo	668,8	26,8	540,9	28,5	359,9[5]	21,2[5]	307,8[5]	23,4[5]
prezzo massimo	915,1	24,9	541,2	28,5				
OLANDA	584,6	49,2	579,6	51,7	333,0	33,2	258,3	29,7
REGNO UNITO								
prezzo minimo	388,9	17,6	336,2	17,6	303,7	17,8	269,0	17,6
prezzo massimo	393,4	17,4	344,1	17,6	325,0	17,4	276,8	17,6
SVEZIA	753,2	30,4	500,4	20,0	425,7	32,8	N.D.	N.D.

Note:
1 Senza fattore di carico
2 Con fattore di carico pari a 200 gg.
3 Con fattore di carico pari a 200 gg. o 1600 ore.
4 Con fattore di carico pari a 250 gg. o 4000 ore.
5 Oltre la soglia di consumo di 200.000 mc i prezzi sono oggetto di contrattazione privata.

Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

La struttura delle tariffe di vettoriamento

All'interno della filiera del gas naturale il trasporto su reti ad alta pressione rappresenta una delle principali componenti del costo complessivo di distribuzione agli utenti finali. L'attività di trasporto su reti ad alta pressione di Snam, operatore dominante in questo segmento di mercato, si divide in attività di trasporto del gas naturale per conto proprio (incluso l'utilizzo per fornitura a terzi) e in attività di trasporto per conto terzi (o vettoriamento).

Il trasporto primario è un servizio ad elevata intensità di capitale presentando molte delle caratteristiche tecnologiche del monopolio naturale, tipiche nei servizi a rete. Tra i produttori indipendenti è la società Edison il principale concorrente di Snam nella fase a monte dell'industria. Edison controlla infatti la principale rete di trasporto indipendente di proprietà della Società Gasdotti del

Mezzogiorno, che svolge un servizio di trasporto ad alta pressione limitato nelle aree centro-meridionali del paese.

Il costo del servizio di trasporto effettuato da Snam per conto proprio non è mai stato esplicitamente riconosciuto nella fissazione del prezzo da parte degli organi istituzionali preposti alla regolazione del settore. Storicamente, gli interventi del Cip, e più recentemente del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, per la determinazione delle tariffe di distribuzione secondaria hanno sempre considerato il trasporto su reti ad alta pressione quale componente implicita inclusa nel prezzo di trasferimento del gas naturale.

Nella prassi la determinazione del costo della materia prima per il gas consegnato ai distributori locali trovava un fondamento nel fatto che Snam era sino al 1995 un monopolista pubblico verticalmente integrato nell'attività di importazione e trasporto. Anche la contrattualistica nei rapporti tra Snam e le utenze in deroga evidenzia un esplicito riferimento al solo prezzo della materia prima senza alcuna identificazione separata per il costo del trasporto.

Tale consolidamento dei costi dovrà necessariamente venire meno quando l'attività di trasporto sarà considerata separatamente dalle altre attività svolte da Snam, come del resto è espressamente previsto dall'art.15 della Direttiva europea su mercato interno del gas. L'esigenza di osservare il principio di trasparenza tariffaria, contenuto in molti orientamenti comunitari, presuppone che gli elementi di costo riconosciuti nella tariffa finale siano distintamente identificati in modo tale da consentire una politica di prezzo orientata ai costi e priva di distorsioni. Con l'attuazione della normativa europea, la separazione contabile dell'attività di trasporto non potrà che favorire questo processo.

Diversa attenzione è stata dedicata dal legislatore italiano al trasporto su reti ad alta pressione per conto terzi (vettoriamento) cui fa esplicito riferimento l'art.12 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. A tutt'oggi la Snam ha l'obbligo di vettoriare il gas naturale per conto terzi purché si realizzino le seguenti condizioni:

- origine nazionale del gas naturale;
- destinazione del gas naturale trasportato verso società controllate, controllanti o appartenenti al medesimo gruppo della società che immette il gas in rete.

La stessa legge fornisce delle indicazioni generiche sulle determinanti di costo del servizio, prevedendo che le tariffe di vettoriamento siano determinate con riferimento ai costi effettivi del servizio, agli standard esistenti negli altri paesi europei e infine con riferimento al costo della materia prima.

Attualmente il diritto di accesso dei terzi alla rete è sottoposto ad un vincolo di origine (riguardando il solo gas naturale prodotto in Italia) e a un vincolo di destinazione (in quanto il gas può essere veicolato solamente verso entità giuridiche collegate sul piano societario ai soggetti richiedenti). Sono perciò esclu-

si dal diritto a richiedere il vettoriamento, in base all'art.12 della legge n. 9/91, i soggetti che intendono veicolare gas naturale di produzione estera. Costituiscono tuttavia un'eccezione a questo schema le forniture termoelettriche previste dai contratti stipulati tra Snam ed Enel per vettoriamento di gas naturale acquistato dalla società algerina *Sonatrach*.

Con la legge n. 9/91 il legislatore italiano ha implicitamente riconosciuto le caratteristiche economiche di monopolio naturale all'attività di trasporto e ha quindi ritenuto opportuno tutelare giuridicamente ed economicamente il servizio, qualificandolo necessario e complementare ad altre attività dell'industria del gas (importazione, produzione, commercializzazione).

La legge n. 9/91 ha trovato concreta attuazione nell'accordo tra la Snam e Assomineraria-Unione Petrolifera del dicembre 1994 con il quale sono state fissate le tariffe di vettoriamento sulla rete ad alta pressione della Snam.

La struttura delle tariffe di vettoriamento è di tipo binomio con una componente fissa e una componente variabile. La componente fissa ha come parametro di riferimento il gas trasportato indipendentemente dalla distanza percorsa. La componente variabile riflette sia la dimensione della condotta di trasporto, sia la distanza percorsa dal gas vettoriato. La tavola 3.15 riporta la struttura della tariffa vigente.

TAV. 3.15 COMPONENTI FISSA E VARIABILE DELLE TARIFFE DI VETTORIAMENTO IN ITALIA

Lire/mc

FASCE DI DIAMETRO (in pollici)	QUOTA FISSA	QUOTA VARIABILE
32"<D>48"	8,5	0,049
18"<D>32"	8,5	0,093
12"<D>18"	8,5	0,167
D<12"	8,5	0,382

Fonte: Accordo Snam/Assomineraria-Unione Petrolifera

L'indicizzazione mensile delle tariffe di vettoriamento è effettuata in base a una media ponderata tra un indicatore del costo del lavoro nel settore e l'indice dei prezzi all'ingrosso, con pesi del 25 e del 75 per cento, rispettivamente. Sono inoltre previste riduzioni tariffarie del 50 per cento per i tratti in controflusso.

Le tariffe di vettoriamento di Snam sono state oggetto di un recente provvedimento dell'Autorità garante per la concorrenza e il mercato[10] nel quale è stato addebitato a Snam un comportamento di abuso di posizione dominante ai sensi dell'art. 3 della legge 10 ottobre 1990, n. 287.

L'Autorità garante ha chiuso l'istruttoria nei confronti di Snam, che era stata avviata nel 1997, dopo la conclusione dell'indagine conoscitiva sul gas metano. Al termine di questa indagine era stata rilevata l'esigenza di valutare la congruità dell'assetto del settore con gli obiettivi di sviluppo della concorrenza coerenti con le norme comunitarie.

L'Autorità garante per la concorrenza e il mercato ha ritenuto che le condizioni di vettoriamento contenute nell'accordo fra la Snam e l'Assomineraria-Unione Petrolifera del dicembre 1994 configurassero un abuso di posizione dominante. Più precisamente, il rifiuto manifestato da Snam di concedere l'accesso alla propria rete per il trasporto del gas dei produttori privati - suoi concorrenti sul mercato a valle della distribuzione primaria - e di consentire la fornitura anche per usi diversi da quelli previsti dall'art. 12 della legge n. 9/91, è stato giudicato un abuso di posizione dominante, volto a impedire o limitare l'accesso al mercato.

L'Autorità garante ha altresì deliberato che l'imposizione di controlli da parte della Snam sulla destinazione finale del gas naturale vettoriato a nuovi punti di consegna per conto di Edison Gas fosse volta ad impedire o limitare gli sbocchi o accessi al mercato per servire consumatori finali diversi, ovvero a rafforzare la propria posizione monopolistica. In ragione della gravità complessiva e della persistenza delle violazioni accertate, l'Autorità garante ha comminato alla Snam una sanzione pecuniaria commisurata al fatturato dello specifico servizio, per un ammontare di oltre 3 miliardi di lire.

Il futuro assetto istituzionale delle attività di trasporto gas dipenderà dalle modalità con le quali sarà recepita la Direttiva 98/30/CE (*cfr. infra*). Cruciale, a tal fine, sarà la scelta, per quanto riguarda l'attività di trasporto, tra le due modalità di accesso: vale a dire accordo negoziato tra le parti o accesso regolato. In entrambi i casi la Direttiva europea sottolinea l'esigenza che le tariffe di trasporto riflettano i costi effettivi del servizio e che la loro formazione avvenga su basi trasparenti.

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

La rilevazione della qualità del servizio

Per gli utenti "civili"[11], la qualità del servizio del gas è disciplinata dal regime della Carta dei servizi, che trova origine nella direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, rivolta ai soggetti pubblici e privati erogatori di servizi pubblici, e si è evoluta attraverso la definizione dello "schema generale di riferimento della carta dei servizi del settore del gas" (art. 2 della legge 11 luglio 1995, n. 273 e decreto del Presidente del Consiglio di ministri del 18 settembre 1995).

La citata direttiva definisce i principi che devono regolare la fornitura dei servizi pubblici, individua gli strumenti per l'attuazione di tali principi e indica le modalità di tutela degli utenti. Ai sensi della normativa vigente, ciascun soggetto esercente il servizio del gas deve adottare una Carta dei servizi, indicare gli standard di qualità, aggiornarli periodicamente e verificarne il rispetto.

All'inizio del 1998 l'Autorità ha rilevato lo stato della qualità del servizio tra le aziende esercenti il servizio di fornitura di gas nel 1997. I risultati della rilevazione, le cui modalità di svolgimento sono descritte nel Capitolo 6 della presente *Relazione*, si basa sulle dichiarazioni fornite dagli esercenti sotto la propria responsabilità su cui l'Autorità ha avviato controlli a campione. I risultati sono stati pubblicati in un Quaderno dell'Autorità[12].

La qualità del servizio per gli utenti non residenziali o del terziario non è regolata dalla normativa vigente relativa alla Carta dei servizi; essa è tuttavia oggetto dell'attività di regolazione dell'Autorità (*cfr.* Capitolo 6).

Attuazione della Carta dei servizi

Il servizio del gas si caratterizza per la presenza di un ridotto numero di esercenti di grandi dimensioni, che servono la gran parte degli utenti, e per la frammentazione della restante parte di esercenti, soprattutto di quelli con un numero di utenti minore di 10.000.

Ai fini dell'analisi dello stato della qualità del servizio, gli esercenti sono stati suddivisi in base al numero degli utenti serviti:

- *grandi esercenti*, con un numero di utenti maggiore di 100.000;
- *medi esercenti*, con un numero di utenti compreso tra 10.000 e 100.000;
- *piccoli esercenti*, con un numero di utenti minore di 10.000.

Tutti i grandi esercenti hanno adottato la Carta dei servizi; tra i medi e piccoli esercenti, rispettivamente il 79,5 e il 54,4 per cento hanno adottato la Carta dei servizi (Tav. 3.16). La percentuale di utenza servita da aziende che hanno adottato la Carta dei servizi è massima nel caso dei grandi esercenti e alta nei

medi esercenti, pari all'84,4, mentre raggiunge quasi il 65 per cento nei piccoli. Complessivamente, a fine 1997, gli esercenti del servizio gas che hanno adottato una Carta dei servizi sono poco più del 60 per cento del numero totale di esercenti e forniscono il servizio al 93 per cento degli utenti civili complessivi. Il numero di esercenti che ha dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi risulta in crescita rispetto agli anni precedenti.

TAV. 3.16 ADOZIONE DELLE CARTE DEI SERVIZI NEL SETTORE GAS

Anno 1997

	GRANDI ESERCENTI	MEDI ESERCENTI	PICCOLI ESERCENTI	TOTALE
PERCENTUALE DEI SOGGETTI ESERCENTI CHE HANNO ADOTTATO LA CARTA DEI SERVIZI	100	79,5	54,4	61,5
PERCENTUALE DEGLI UTENTI TOTALI	100	84,8	64,7	92,7

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Verifica del rispetto degli standard specifici delle Carte dei servizi

Sulla base dei dati dichiarati dagli esercenti, l'Autorità ha rilevato se questi avessero verificato il rispetto degli standard di qualità contenuti nelle Carte stesse. La verifica annuale degli standard è lo strumento per il miglioramento della qualità del servizio che la Carta dei servizi intende promuovere[13].

La variabilità degli standard da esercente a esercente è dovuta alla facoltà degli stessi di determinare i propri standard, tenendo conto di aspetti territoriali (per esempio la vastità dell'area gestita unitariamente, la distanza dei comuni dalla sede operativa, la presenza di zone montuose o collinari) e organizzativi (per esempio la gestione contemporanea di più servizi, la gestione con personale proprio o di terzi, la fatturazione centralizzata o locale) che possono incidere sugli standard di qualità.

Nei grandi esercenti si registra una notevole divergenza tra valori minimi e massimi degli standard dichiarati (Tav. 3.17). La quasi totalità degli utenti è servita da esercenti che hanno in generale verificato sei standard specifici (ossia tempi occorrenti per preventivi, allacciamenti aerei, impianti completi, attivazione fornitura, risposta a richieste scritte e risposta a reclami). La rettifica di fatturazione e la riattivazione degli utenti morosi sono le prestazioni per le quali la verifica degli standard specifici è risultata minore.

TAV. 3.17 **RIEPILOGO DEGLI STANDARD SPECIFICI: GRANDI ESERCENTI**

Anno 1997; standard e tempo effettivo espressi in giorni salvo diversa indicazione

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD				
		VALORE MEDIO	VALORE MINIMO	VALORE MASSIMO	% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
PREVENTIVAZIONE	151.278	22,4	10	60	2,4	8,9
ESECUZIONE ALLACCIAMENTI AEREI	71.751	26,9	10	60	2,0	15,9
ESECUZIONE IMPIANTI COMPLETI	46.195	42,1	25	60	2,0	30,1
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA	446.050	7,1	5	10	1,2	3,6
DISATTIVAZIONE FORNITURA	127.254	7,3	5	10	0,5	4,0
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	6.051	26,2	15	30	2,1	15,1
RISPOSTA A RECLAMI	14.652	21,6	20	30	10,1	18,1
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	103.081	18,6	7	80	1,6	7,0
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	4.151	2,3	1	3	0,0	1,1
VERIFICA MISURATORI	7.064	8,2	7	20	0,5	5,2
VERIFICA PRESSIONE	911	3,5	2	20	0,0	4,1
DURATA SOSPENSIONI PROGRAMMATE (ore)	24.173	9,8	6	24	0,3	5,3
PRONTO INTERVENTO (minuti)	76.172	64,0	45	105	3,9	66,3

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Anche i medi esercenti presentano grandi diversità tra i valori minimi (in genere più bassi di quelli corrispondenti ai grandi esercenti) e i valori massimi degli standard dichiarati (Tav. 3.18). I preventivi, l'esecuzione degli impianti completi, l'attivazione e la disattivazione della fornitura sono prestazioni per le quali quasi il 50 per cento del totale degli esercenti, in termini di utenza, ha provveduto a verificare gli standard specifici, mentre le altre prestazioni sono verificate da un numero minore di esercenti.

Mediamente solo un terzo dei piccoli esercenti che si sono dotati di standard di qualità ne verifica il rispetto (Tav. 3.19); i valori medi degli standard specifici sono però in alcuni casi migliori (cioè più bassi) di quelli degli esercenti di medie dimensioni, grazie alla forte connotazione locale e alle piccole dimensioni delle gestioni. Nessuno degli esercenti ha aggiornato nel corso del 1997 gli standard indicati nelle proprie Carte dei servizi, come previsto dalla Direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994.

TAV. 3.18 **RIEPILOGO DEGLI STANDARD SPECIFICI: MEDI ESERCENTI**

Anno 1997; standard e tempo effettivo espressi in giorni salvo diversa indicazione

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD VALORE MEDIO	STANDARD VALORE MINIMO	STANDARD VALORE MASSIMO	STANDARD % FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
PREVENTIVAZIONE 13,1	83.400	25,3		2	60	1,2
ESECUZIONE ALLACCIAMENTI AEREI 22,3	32.391	33,6		5	80	1,3
ESECUZIONE IMPIANTI COMPLETI 28,8	53.772	43,9		4	180	2,5
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA 3,6	158.876	7,1		1	30	0,6
DISATTIVAZIONE FORNITURA 3,6	118.781	6,6		2	30	1,2
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE 16,3	8.547	23,9		3	45	0,6
RISPOSTA A RECLAMI 24,5	4.563	27,7		3	45	2,8
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE 8,8	24.642	13,0		2	60	4,4
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	9.954	3,0		1	15	0,2

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV. 3.19 **RIEPILOGO DEGLI STANDARD SPECIFICI: PICCOLI ESERCENTI**

Anno 1997; standard e tempo effettivo espressi in giorni salvo diversa indicazione

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD VALORE MEDIO	STANDARD VALORE MINIMO	STANDARD VALORE MASSIMO	% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
PREVENTIVAZIONE	43.331	19,6	1	50	1,4	6,7
ESECUZIONE ALLACCIAMENTI AEREI	18.044	24,6	3	60	0,6	15,3
ESECUZIONE IMPIANTI COMPLETI	24.215	44,7	5	90	1,1	27,3
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA	46.899	7,9	1	20	0,5	3,5
DISATTIVAZIONE FORNITURA	30.561	6,4	1	60	0,6	2,9
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	2.233	24,3	1	60	1,5	15,7
RISPOSTA A RECLAMI	1.372	19,1	1	60	0,6	9,5
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	8.953	11,7	1	90	0,4	5,6
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	2.304	4,5	1	30	0,0	2,1
VERIFICA MISURATORI	1.708	12,3	1	60	1,4	4,6
VERIFICA PRESSIONE	1.986	4,2	1	30	0,1	2,4
DURATA SOSPENSIONI PROGRAMMATE (ore)	639	13,7	1	72	2,1	4,3
PRONTO INTERVENTO (minuti)	7.577	54,1	20	150	1,2	29,4

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Rimborsi agli utenti

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore gas prevede che gli esercenti individuino almeno quattro standard specifici da assoggettare a rimborso. Esso stabilisce inoltre che gli erogatori del servizio a fronte del mancato rispetto di tali indicatori per cause non imputabili all'utente o a terzi riconoscano un rimborso agli utenti coinvolti.

I soggetti erogatori che hanno adottato la Carta dei servizi hanno indicato gli standard soggetti a rimborso ma, salvo alcuni casi, non hanno previsto procedure automatiche di indennizzo in caso di violazione degli standard indicati. Con l'eccezione fra i grandi esercenti di Italgas, Napoletana Gas e Gas Rimini e di alcuni altri, la maggioranza degli esercenti ha definito una procedura di accesso al rimborso basata sull'istanza dell'utente coinvolto.

Nell'indagine dell'Autorità sono stati presi in esame i casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso, le richieste presentate dagli utenti, le richieste accettate e l'entità dei rimborsi pagati. I dati raccolti hanno dimo-

strato che le attuali procedure di rimborso, ove non automatiche, non sono quasi mai state invocate dagli utenti. Ciò appare in larga misura imputabile alla scarsa conoscenza da parte degli utenti della Carta dei servizi (Tav. 3.20).
Un'indagine demoscopica, commissionata dall'Autorità nel gennaio del 1998 ad un istituto specializzato, ha dimostrato che il 21 per cento degli utenti del servizio gas dichiarava di conoscere la Carta dei servizi ma solo il 9,6 per cento dichiarava di aver visto o letto la Carta dell'esercente il servizio gas.[14]

TAV. 3.20 RIMBORSI AGLI UTENTI PER IL MANCATO RISPETTO DI STANDARD SPECIFICI

Anno 1997

	GRANDI ESERCENTI	MEDI ESERCENTI	PICCOLI ESERCENTI	TOTALE
ESERCENTI CON RIMBORSI AUTOMATICI	3	4	6	13
CASI DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	10.707	3.172	386	14.265
NUMERO RICHIESTE PRESENTATE	31	17	183	231
NUMERO TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI	1.080	26	131	1.237
DI CUI RIMBORSI AUTOMATICI	1.050	13	2	1.065
TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI (lire)	62.565.350	2.927.787	5.492.599	70.985.736
RIMBORSO MEDIO (lire)	57.931	112.607	41.928	57.385

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

La qualità del servizio gas: la sicurezza

Gli indicatori analizzati ai fini della gestione in sicurezza degli impianti di distribuzione del gas sono le percentuali di rete interrata in bassa e in media pressione ispezionata durante il 1997.
Per i grandi esercenti (Tav. 3.21 e Tav. 3.22) risulta superiore la percentuale di rete controllata (37 per cento per la rete di bassa pressione e 68 per cento per la rete di media pressione) rispetto ai medi e piccoli esercenti. Occorre tuttavia considerare che le reti di questi ultimi sono in genere più estese a parità di utenza fornita.

Oltre alla percentuale di rete soggetta a ispezione, per i grandi esercenti si è resa necessaria la richiesta di ulteriori elementi conoscitivi, con particolare riferimento alle modalità di esecuzione delle ispezioni, al fine di rendere più chiara la politica di controllo delle aziende. La percentuale media di rete ispezionata dai grandi esercenti costituisce il risultato di scelte operative che le singole aziende effettuano in termini di quantità e di modalità di esecuzione.

TAV. 3.21 RETE GAS INTERRATA ISPEZIONATA: BASSA PRESSIONE

Anno 1997

ESERCENTI	UTENTI	ESTENSIONE RETE IN KM	METRI DI RETE/ UTENTE	ESTENSIONE RETE CONTROL--LATA IN KM	PERCENTUALE DI RETE CONTROLLATA
GRANDI	9.027.412	52.584	5,8	19.404	37
MEDI	4.281.511	38.755	9,1	8.627	22
PICCOLI	1.425.901	18.082	12,7	4.288	24
TOTALE	14.734.824	109.421	7,4	32.319	30

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Sotto questo profilo si riscontrano due comportamenti opposti: a fronte di alcuni esercenti che scelgono di sottoporre a ispezione con frequenza periodica tutta la rete (specialmente di media ma anche di bassa pressione), ve ne sono altri che decidono invece di ispezionare solo piccole frazioni di rete, effettuando di norma interventi su segnalazione di fuga da parte di propri addetti o di terzi, o la verifica di tratti di rete a rischio.

TAV. 3.22 RETE GAS INTERRATA ISPEZIONATA: MEDIA PRESSIONE

Anno 1997

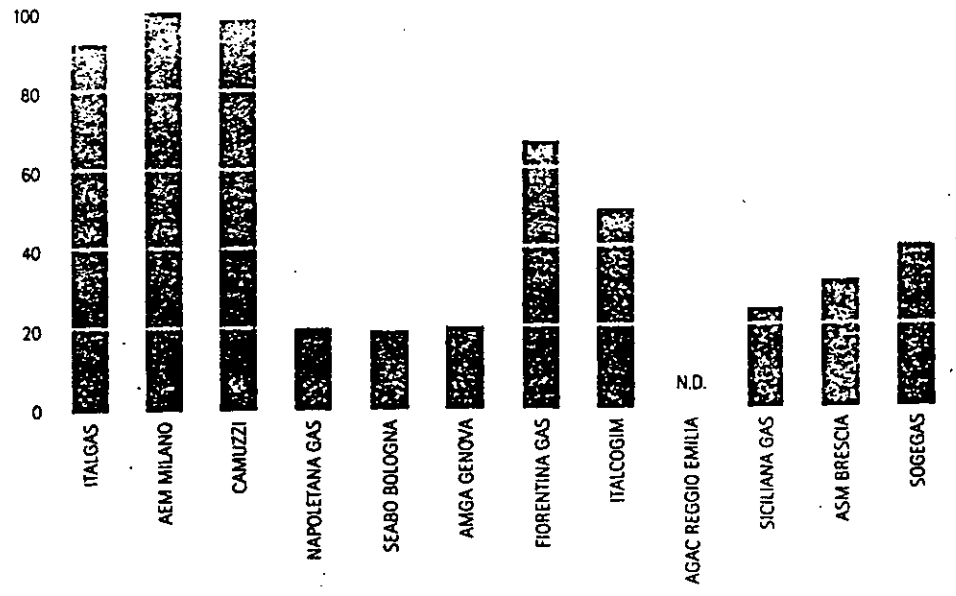
ESERCENTI	UTENTI	ESTENSIONE RETE IN KM	METRI DI RETE/ UTENTE	ESTENSIONE RETE CONTROL--LATA IN KM	PERCENTUALE DI RETE CONTROLLATA
GRANDI	9.027.412	26.859	3,0	18.229	68
MEDI	4.281.511	19.131	4,5	6.109	32
PICCOLI	1.425.901	10.516	7,4	3.783	21
TOTALE	14.734.824	56.506	3,8	28.121	50

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Diversa è anche la scelta delle modalità di esecuzione con le quali effettuare le ispezioni: tecnicamente è infatti possibile realizzarle o con strumenti installati su un apposito automezzo, che consente l'ispezione di elevate porzioni di rete nell'unità di tempo su strade percorribili col veicolo, oppure mediante uno strumento portatile, che, a fronte di una minore porzione di rete ispezionabile nello stesso arco di tempo, consente però un controllo integrale. La scelta risulta particolarmente importante per gli esercenti che operano nelle grandi città dove le condizioni di viabilità possono ostacolare l'impiego dell'automezzo.

L'indagine ha posto in evidenza che esercenti come Italgas, Aem di Milano, Camuzzi-Gazometri, Seabo, Fiorentina Gas, Asm di Brescia, Ages di Pisa e Gas Rimini, utilizzando l'automezzo per i controlli, raggiungono elevate percentuali di rete ispezionata. Vi sono esercenti come Amga di Genova o Napoletana Gas che ricorrono a strumenti portatili, anche per problemi di accesso con l'automezzo dove la rete è stata posata, riducendo di conseguenza la frazione di rete sottoposta ad ispezione (Fig. 3.3 e Fig. 3.4).

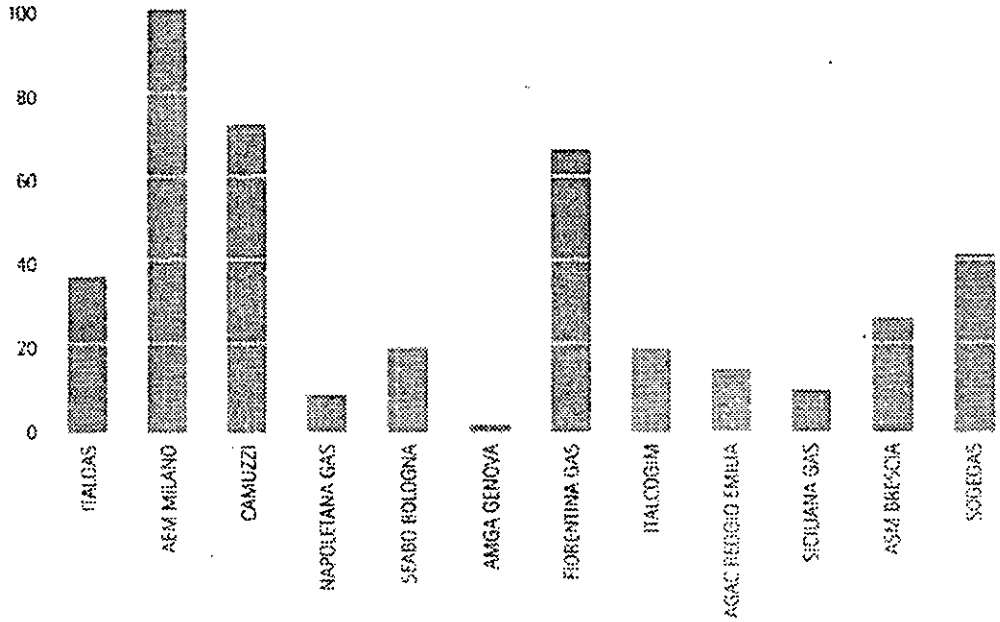
FIG. 3.3 ISPEZIONE DELLE RETI GAS STRADALI DI MEDIA PRESSIONE NEL 1997



Fonte: Dati forniti dagli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Infine, si riscontrano diverse impostazioni della soglia minima di sensibilità degli strumenti. Ciò lascia aperto il problema di una quantificazione dell'efficacia della ricerca delle dispersioni in presenza di difformità delle soglie di sensibilità adottate. Tale diversità deriva dall'assenza di una normativa tecnica che definisca in modo univoco le modalità di esecuzione dell'ispezione sulla rete interrata, dalla diversa efficienza degli strumenti e degli automezzi utilizzati e dall'adozione di tecnologie diverse caratterizzate da differenti gradi di obsolescenza.

FIG. 3.4 ISPEZIONE DELLE RETI GAS STRADALI DI BASSA PRESSIONE NEL 1997



Fonte: Dati forniti dagli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

GLI ASSETTI DEL SERVIZIO

Operatori e infrastrutture di stoccaggio e trasporto

Operatori

Ad eccezione del rilevante incremento dell'Enel Spa, già previsto in base agli accordi di importazione di gas naturale liquefatto algerino, nel 1998 non sono avvenuti spostamenti significativi nelle quote di mercato dei diversi operatori. Nel 1998 le importazioni di Enel dall'Algeria hanno infatti raggiunto i quantitativi a regime, aumentando da 2,4 miliardi di mc a 4,0 miliardi di mc. Questo fattore spiega la relativa stabilità delle cessioni della Snam al settore termoelettrico a fronte di un aumento sostanziale dei consumi complessivi del settore. Seppure di entità limitata, è tuttavia da evidenziare l'incremento significativo, in termini relativi, delle vendite di Edison Gas Spa e altri produttori alle aziende di distribuzione; queste sono cresciute del 17 per cento, a circa 325 milioni di mc. Edison Gas Spa e gli altri operatori indipendenti hanno anche aumentato significativamente le forniture al settore termoelettrico, passando da 1.050 a 1.160 milioni di mc; la loro quota del mercato termoelettrico è tuttavia rimasta essenzialmente invariata al 7,5 per cento delle forniture complessive.

TAV. 3.23 METANODOTTI DI TRASPORTO E RETI DI DISTRIBUZIONE DEL GAS IN ITALIA

KM	1996	1997	VAR. %
RETI PRINCIPALI DI TRASPORTO	28.478	29.328	3,0
RETI CITTADINE DI DISTRIBUZIONE	161.819	164.905	1,9

Fonte: Snam

Reti

Nel 1997 le reti di trasporto e di distribuzione primaria ad alta pressione hanno superato i 29 mila km di estensione (di cui 28.100 di proprietà della Snam), mentre le reti di distribuzione cittadina hanno quasi raggiunto i 165.000 km. Entrambi i tipi di rete hanno registrato un'espansione nei confronti dell'anno precedente, rispettivamente del 3 e dell'1,9 per cento (Tav. 3.23). Nel 1998 la rete di distribuzione primaria di proprietà della Snam ha superato i 28.700 km di lunghezza.

Stoccaggi

Negli ultimi anni in Italia gli stoccaggi dell'Eni Spa hanno erogato mediamente 7 miliardi di mc di gas durante l'inverno (in condizioni climatiche medie), pari a circa il 12 per cento dell'intero consumo annuo. La capacità di erogazione massima degli stoccaggi (all'inizio del periodo invernale, quando sono al massimo delle loro capienze) è attualmente di circa 270 milioni di mc al giorno (circa l'80 per cento del più elevato consumo giornaliero invernale, per usi civili, industriali e termoelettrici), ma declina con il progressivo svuotamento nel corso dell'inverno. Gli stoccaggi sotterranei hanno anche una funzione di riserva strategica, per sopperire all'eventualità della temporanea indisponibilità di una fornitura (importazione, produzione nazionale). In Italia gli stoccaggi Eni (dislocati in nove siti) dispongono di circa 15 miliardi di mc di riserva attiva (*working gas*) all'inizio della campagna di erogazione invernale, mentre altri 13 miliardi di mc costituiscono la riserva inattiva (*cushion gas*)[15]: la riserva strategica risulta quindi di circa 8 miliardi di mc, equivalente alla fornitura di circa un semestre prevista nel maggiore contratto d'importazione del 1998 (quello dall'Algeria, con 18,8 miliardi di mc nell'arco dell'anno). Queste considerazioni valgono nell'aggregato nazionale e vanno precisate e verificate su base territoriale, tenendo conto fra l'altro anche della effettiva trasportabilità. Ciò in quanto la distribuzione dei siti di stoccaggio non è uniforme sul territorio nazionale.
In caso di emergenza di fornitura sono praticabili interventi di *gestione della domanda* sui contratti di fornitura interrompibile e sul consumo per uso termoelettrico.

Tecnologia e organizzazione degli stoccaggi

Stoccaggi sotterranei

Esistono due specie principali di stoccaggio sotterraneo: in substrato poroso (acquifero, o giacimento esausto) e in cavità o in caverna (in struttura salina impermeabile). In Italia tutti gli stoccaggi sono giacimenti esausti, riconvertiti a tale funzione. Vengono gestiti dall'Eni (divisione Agip) ad eccezione di due piccoli stoccaggi di Edison Gas, attualmente inferiori a 0,2 miliardi di mc.

Stoccaggio con Gnl

Su scala locale, la funzione di stoccaggio di breve periodo (*peak-shaving*) viene anche svolta da impianti di gas naturale liquefatto (per esempio nel Regno Unito e in Argentina). Anche i terminali di sbarco del Gnl costituiscono, con i loro serbatoi, uno stoccaggio di breve periodo (considerando il funzionamento di regime dell'impianto di rigassificazione). Per esempio il terminale di Panigaglia presso La Spezia, con i suoi due serbatoi da 50.000 metri cubi di volume geometrico complessivo, rappresenta una riserva di

quasi 60 milioni di mc di gas, alle condizioni standard di temperatura e di pressione (il rapporto fra i volumi specifici del gas naturale allo stato gassoso e allo stato liquido è di circa 600).

Altre forme di stoccaggio

Nel breve periodo (settimanale, giornaliero, orario) possono svolgere funzione di stoccaggio anche i gasdotti stessi con la variazione della quantità di gas in essi contenuta (in aumento quando le immissioni superano i prelievi, in diminuzione nel caso opposto).

Sempre nel breve periodo, ma su scala locale, svolgono funzione di stoccaggio anche le condotte in media pressione (fino a 5 *bar*, o fino a 12 *bar* secondo i casi) che costituiscono il primo livello di riduzione della pressione, nella distribuzione secondaria. Talune aziende, specie all'estero, si sono dotate di strutture specifiche di stoccaggio (in condotta, o in serbatoi) per ottimizzare i loro prelievi rispetto al quadro tariffario di fornitura. Nel Regno Unito, inoltre, sono ancora diffusi in ambito locale i tradizionali gasometri, in funzione di *peak-shaving*.

Il trasporto con gasdotto

Il trasporto del gas naturale a grande distanza avviene principalmente per mezzo di condotte in acciaio, di grande diametro, nelle quali il gas fluisce ad alta pressione. Sono in esercizio condotte di diametro fino a 1,40 m e con pressione fino a 100 bar (in Italia, 1,20 m e 75 bar). Alcuni tratti speciali (attraversamenti sottomarini, collegamenti a stoccaggi) ammettono pressioni ancora superiori. Per esempio l'attraversamento del canale di Sicilia è realizzato con cinque condotte (tre di minore diametro e due nuove condotte di diametro maggiore), con pressioni sino a 200 bar: l'esercizio normale non richiede una pressione così elevata che serve invece, principalmente, al mantenimento della capacità di trasporto anche nel caso di indisponibilità di una delle condotte. Il tratto tedesco del nuovo gasdotto Jamal-Europa impiega condotte da 1,20 m di diametro, con pressione fino a 100 bar.

I sistemi di trasporto vengono dimensionati per le quantità da trasportare, secondo progetti di medio-lungo termine. Generalmente la loro realizzazione avviene nel corso di alcuni anni (il gasdotto algerino, per esempio, ne ha richiesti cinque), con estensioni che corrispondono all'aumento graduale della quantità da trasportare. A regime, la loro capacità di trasporto è generalmente impegnata integralmente, ma con una certa disponibilità in taluni tratti non critici e in taluni periodi. In Europa i gasdotti di trasporto sono di norma progettati con un coefficiente di utilizzazione medio dell'85 per cento, con riferimento a una modulazione annuale a regime.

Negli Stati Uniti, in Canada e nel Regno Unito si riscontrano coefficienti di utilizzazione maggiori. In condizioni concorrenziali la capacità disponibile viene occupata con contratti di trasporto per conto terzi. I gasdotti di trasporto si prestano agevolmente a potenziamenti, attuabili in un arco temporale breve (1-2 anni), con l'installazione di nuove unità di compressione nelle stazioni già esistenti, con la costruzione di nuove stazioni (in siti che generalmente vengono identificati già al momento della pianificazione iniziale) e con la posa di nuove condotte, in parallelo a quelle già posate.

Numerosi gasdotti di trasporto a media distanza, ovvero di distribuzione regionale, vengono utilizzati a pressioni notevolmente inferiori a quelle appena indicate, per ragioni di sicurezza o di opportunità (vicinanza a insediamenti umani, cautele tecniche, vulnerabilità da fattori esterni, come i movimenti franosi, obsolescenza). In essi la pressione non supera generalmente i 50-60 bar.

A livello regionale il trasporto del gas naturale si caratterizza per la diffusione sul territorio, generalmente con una struttura reticolare (magliata) che è analoga a quella delle reti di distribuzione (anche a livello locale e cittadino) e che mira alla garanzia della continuità della fornitura, anche nel caso di indisponibilità di una o più tratte.

Il trasporto con nave (Gnl)

Il gas naturale viene trasportato anche con navi, dopo averlo ridotto allo stato liquido (Gnl) con successive fasi di raffreddamento, in speciali impianti, fino alla temperatura di circa -160 °C. Il cambiamento di stato (da gas a liquido) è associato a una forte riduzione di volume (circa 600 volte, a pressione atmosferica). Nei terminali di arrivo, il gas allo stato di Gnl viene rigassificato e immesso nel sistema di distribuzione locale, o regionale.

In Italia esiste un unico impianto di ricezione di Gnl, a Panigaglia, con capacità massima di produzione di 11 milioni di mc al giorno, alle condizioni standard (equivalenti all'arrivo ogni tre giorni di una nave di capacità commisurata a quella dei serbatoi). Il gas viene in parte distribuito localmente (Liguria, Garfagnana, Lunigiana) e in parte smistato verso Nord.

La distribuzione primaria del gas: fattori tecnici ed economici

L'elevata complessità tecnica che caratterizza le fasi di trasporto e di distribuzione primaria del gas naturale può costituire un rilevante ostacolo tecnico per i potenziali entranti sul mercato, anche in termini del volume di investimenti necessari per operare sul mercato. Gli investimenti influiscono in modo rilevante sulla formazione dei prezzi, accrescendo le difficoltà per il nuovo entrante di praticare prezzi più bassi rispetto agli operatori già presenti sul mercato.

I fattori tecnici di maggiore rilevanza nel trasporto e nella distribuzione primaria del gas attengono a tre elementi: la distanza, la pressione, l'interconnessione locale e internazionale.

L'effetto della distanza

La distanza che intercorre fra i luoghi di produzione del gas naturale e i luoghi di consumo è andata aumentando con l'espansione del settore. Diversamente dal passato, l'insufficienza della produzione nazionale a soddisfare una domanda in costante aumento richiede agli attuali operatori del mercato la capacità di prelevare gas da siti via via più lontani. Ciò comporta notevoli investimenti in sistemi di trasporto sempre più lunghi, la cui gestione diviene più complessa.

Oggi il gas viene trasportato con gasdotti che coprono anche varie migliaia di chilometri. Il sistema di trasporto del gas algerino verso l'Italia si estende per circa 2.500 km (dai giacimenti di Hassi R'Mel nel Sahara fino allo stoccaggio di Minerbio, mentre il sistema di trasporto del gas russo verso l'Europa occidentale si estende per circa 5.500 km (dai giacimenti della Siberia occidentale fino allo stoccaggio di Sergnano, o agli stoccaggi tedeschi) e il sistema di trasporto del gas norvegese verso l'Italia copre circa 2.000 km, la metà dei quali con condotte posate sul fondo del mare del Nord.

Oltre che con gasdotti, il gas viene trasportato allo stato liquido (gas naturale liquefatto Gnl) con speciali navi. I sistemi di trasporto di Gnl coprono distanze considerevoli, come i 12.000 km della tratta da Abu Dhabi al Giappone, o gli 8.000 km dalla Nigeria alla Francia (Montoir de Bretagne, per la fornitura all'Enel), per arrivare ai 24.000 km dall'Australia alla Spagna, per forniture peraltro sporadiche. In Italia, le consegne all'impianto Snam di Panigaglia provengono dall'Algeria; nel 1998-99 l'impianto ha ricevuto anche limitate quantità provenienti da Abu Dhabi per conto di Edison.

La distanza fra produzione e consumo non è solo spaziale, ma anche temporale. Questa distanza temporale viene colmata, su scala aggregata, con l'uso degli stoccaggi (su scala locale anche con il gas immagazzinato nelle stesse condotte di trasporto e di distribuzione).

Pressione

Il trasporto del gas naturale in alta pressione è efficace, rispetto ad altre forme di trasporto di energia. Per esempio un gasdotto da 1,20 m di diametro, utilizzato alla pressione massima di 80 bar, è in grado di trasportare energia su lunghe distanze in quantità almeno 10 volte superiore a quella trasportabile da un elettrodotto da 380 kV.

Il flusso del gas va mantenuto costante con la ricompressione a intervalli regolari (compresi fra 100 e 200 km, in dipendenza di vari fattori tecnici e gestio-

nali), per compensare l'energia dissipata per attrito viscoso all'interno della condotta. Generalmente la ricompressione avviene a partire da 55-60 bar (in dipendenza di vari fattori tecnici ed economici).
In Italia sono in esercizio 21 stazioni di compressione, con una potenza installata di quasi 1.000 MW.

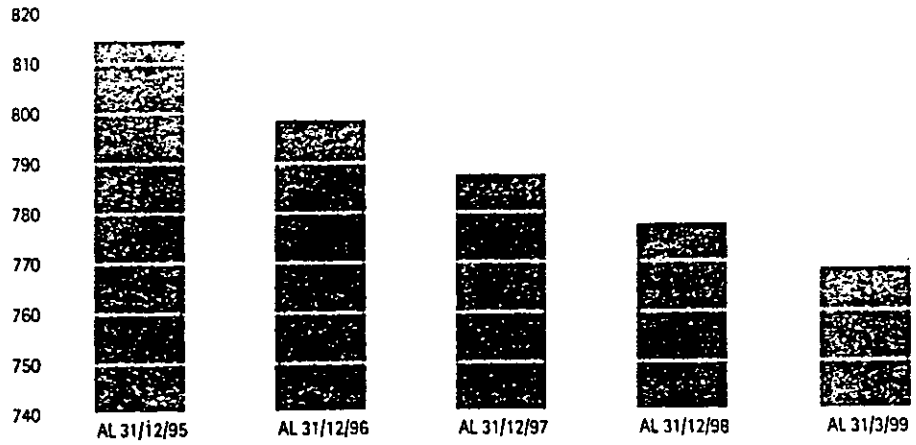
Interconnessione locale e internazionale

L'interconnessione fra i sistemi di scala aggregata e di scala locale avviene tipicamente con impianti automatici di regolazione della pressione. In Italia i sistemi di Snam ed Edison si interconnettono ai sistemi in scala locale (distribuzione secondaria) con impianti di riduzione della pressione (a 24 bar, 12 bar o 5 bar secondo i casi). L'esercizio del sistema su scala globale richiede il coordinamento delle sue componenti (stazioni di compressione, immissioni, prelievi, lavori di manutenzione o di ampliamento), realizzato anche con l'ausilio di sistemi di telecontrollo che consentono l'intervento tempestivo (regolando per esempio le forniture secondo le previsioni di consumo). Anche i maggiori utilizzatori (le grandi centrali termoelettriche, per esempio) sono in costante contatto con il centro di controllo del sistema di trasporto, così da effettuare il coordinamento quotidiano sull'entità dei consumi programmati. L'esercizio dei singoli sistemi in scala locale (se di una certa entità) viene anch'esso coordinato da centri di supervisione e controllo.
Su scala ancora maggiore, i vari sistemi aggregati sono a loro volta interconnessi fra loro, con un coordinamento tanto più stretto quanto più intensi e variabili sono i flussi di gas. Il centro di dispacciamento della Snam è in permanente contatto con i dispacciamenti di numerose compagnie estere: con *Omv*, la società del gas austriaca, per il trasporto del gas di importato dalla Russia, con la tedesca *Ruhrgas*, con la svizzera *Transitgas* e con l'olandese *Gasunie* per il trasporto del gas importato dall'Olanda, con Cap Bon per l'importazione dall'Algeria. Snam mantiene inoltre contatti anche con i dispacciamenti di *Sonatrach* (in Algeria), *Gaz de France* (in Francia), *Slovtransgas* (in Slovenia) e *Gazprom* (in Russia).

La distribuzione secondaria

Il metano è attualmente distribuito in 5.305 comuni italiani: il numero di utenti ha superato i 15 milioni. Nonostante l'incremento dei consumi e degli utenti, negli ultimi anni il numero delle aziende di distribuzione secondaria - che pure rimane elevato - è andato diminuendo, passando dalle oltre 800 unità del 1995 alle attuali 768 (al 31 marzo 1999). La riduzione del numero delle aziende (Fig. 3.5) si è avuta in alcuni casi per effetto della cessazione dell'attività, in altri a seguito di decadenza delle concessioni o per fusione con altre società. L'85 per cento della popolazione italiana risiede in comuni dotati del servizio. Oltre il 67 per cento è allacciata al servizio. La distinzione è importante in quanto non tutti gli abitanti di una zona raggiunta dal servizio richiedono l'allacciamento: per molti di essi il servizio gas può infatti non risultare economicamente conveniente.

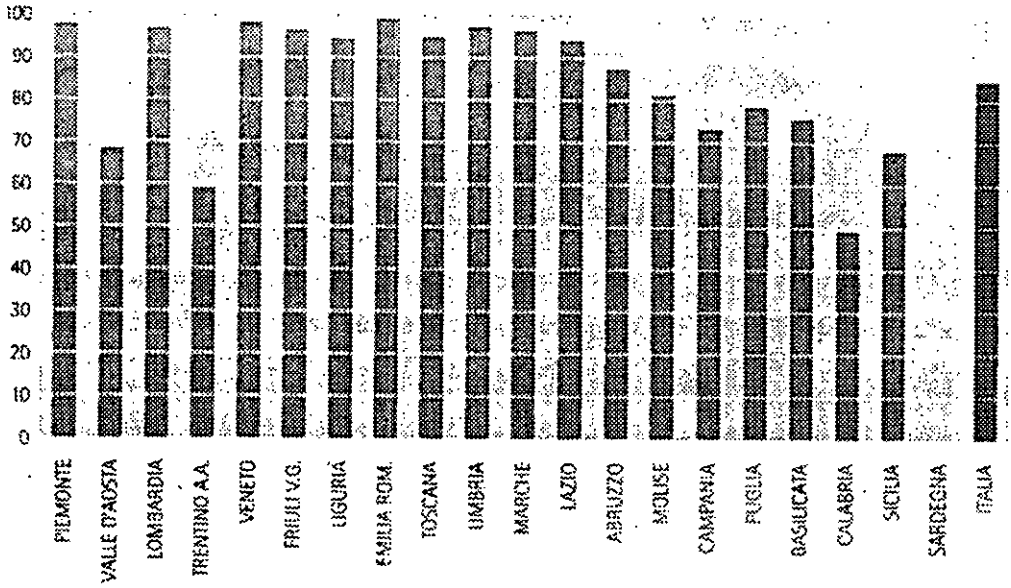
FIG. 3.5 NUMERO DELLE AZIENDE DI DISTRIBUZIONE SECONDARIA IN ITALIA



La diffusione del servizio è tuttora diseguale nelle varie aree del Paese. In termini di abitanti che risiedono nei comuni serviti (Fig. 3.6) le regioni del Centro-Nord, con l'eccezione del Veneto e della Val d'Aosta evidenziano punte di penetrazione vicine, e spesso superiori, al 95 per cento, mentre nelle regioni meridionali la diffusione del gas rimane ancora contenuta. La popolazione delle regioni del Sud che risiede in comuni dotati del servizio non arriva al 66 per cento. Escludendo la Sardegna, il cui programma di metanizzazione è tuttora alle fasi iniziali, spicca in particolare il caso della Calabria, dove la distribuzione del gas raggiunge appena il 49 per cento della popolazione.

La penetrazione del gas risulta in genere particolarmente alta nei comuni di dimensione maggiore (a meno di casi molto particolari come quello di Milano), mentre appare modesta nelle regioni il cui territorio è poco pianeggiante e caratterizzato dalla presenza di numerosi insediamenti distanti tra loro.

FIG. 3.6 PERCENTUALE DI ABITANTI CHE RISIEDONO IN COMUNI DOTATI DEL SERVIZIO GAS



Fonte: Snam

Indicatori strutturali nel settore del gas: confronti internazionali

La liberalizzazione del mercato del gas naturale in Europa potrà accrescere il confronto competitivo tra le imprese operanti nel settore. Il settore del gas potrà subire un'evoluzione indotta dall'introduzione di maggiore concorrenza, i cui termini saranno influenzati dalle condizioni di partenza. Tra queste hanno rilievo le caratteristiche tecniche, di organizzazione e diffusione attualmente prevalenti nel settore. È pertanto utile analizzare gli indicatori disponibili sull'industria del gas e la sua produttività in termini comparati.

Poiché i dati per l'analisi sono tratti dalle fonti internazionali, essi si basano su metodologie di raccolta e di classificazione delle informazioni uniformi per tutti i paesi, che in alcuni ambiti tuttavia si discostano da quelle utilizzate in Italia. Per questo motivo alcune delle cifre fornite in questo paragrafo differiscono da quelle citate in altri punti della presente *Relazione annuale*.

I consumi di gas

Sotto il profilo dei consumi, il settore del gas italiano ha un peso tra i maggiori in Europa. Come mostra la prima colonna della tavola 3.24, ad eccezione di Francia, Germania, Olanda e Regno Unito, tutti gli altri paesi dell'Unione europea hanno mercati di dimensione modesta o trascurabile.

Nonostante l'elevato consumo di gas, l'Italia è un paese che dipende principalmente dall'estero per la disponibilità di questo combustibile: la produzione nazionale è infatti pari a circa un terzo dei consumi complessivi. Al pari dell'Italia, Francia e Germania devono acquistare al di fuori dei confini nazionali la maggior parte del gas che consumano. La dipendenza dalla fornitura estera di gas è una caratteristica europea: nella media dei 15 paesi, la produzione interna di gas è sufficiente a soddisfare appena il 60 per cento del fabbisogno. Gli unici paesi autosufficienti sono l'Olanda e il Regno Unito, produttori ed esportatori netti di gas, nonché la Danimarca, dove il consumo di gas è ancora limitato.

La dimensione del settore in termini di occupati risulta abbastanza simile nei principali "consumatori" di gas: nella media dei cinque paesi (UK, D, I, NL e F) trova impiego nell'industria del gas lo 0,14 per cento dell'intera occupazione nazionale. Anche sotto questo aspetto l'Italia risulta essere il paese in cui il settore del gas è più rilevante tra i 15 paesi UE: in Italia, infatti, la quota di occupazione assorbita nel comparto è la più elevata e raggiunge quasi lo 0,2 per cento. Piuttosto ampia risulta anche l'industria del gas olandese, che impiega lo 0,15 per cento dell'intera occupazione. Cifre leggermente più basse caratterizzano Regno Unito (0,13 per cento), Germania (0,12 per cento), Francia e Belgio (0,11 per cento). Nei rimanenti paesi europei l'importanza del settore in termini occupazionali si colloca sotto lo 0,1 per cento.

TAV. 3.24 INDUSTRIA DEL GAS: INDICATORI GENERALI PER PAESE

	DIMENSIONE DEI CONSUMI DI GAS ITALIA = 100	PROD. NAZIONALE DI GAS/ CONSUMI DI GAS %	IMPORTAZIONI NETTE DI GAS/ CONSUMI DI GAS %	OCCUPATI DEL GAS/ OCCUPATI TOTALI %
AUSTRIA	13,8	18,7	78,7	0,09
BELGIO	23,8	0	100,0	0,11
DANIMARCA	7,3	190,3	-81,0	0,05
FINLANDIA	6,1	0	100,0	0,01
FRANCIA	65,9	6,5	94,0	0,11
GERMANIA	146,3	23,0	84,1	0,12
GRECIA	0,3	18,8	83,4	N.D.
IRLANDA	5,8	70,0	31,8	0,06
ITALIA	100,0	33,1	67,5	0,17
LUSSEMBURGO	1,3	0	100,0	N.D.
OLANDA	74,1	171,3	-72,2	0,15
PORTOGALLO	0,2	0	114,7	N.D.
REGNO UNITO	150,9	102,0	-0,8	0,13
SPAGNA	23,4	1,3	104,2	0,03
SVEZIA	1,5	0	100,0	0,01
UE	629,4	59,2	41,6	0,11

Nota: la somma della seconda e terza colonna può non essere uguale a 100 per la presenza di eventuali scorte e/o di arrotondamenti.

Fonte: Elaborazione su dati Aie ed Eurogas.

TAV. 3.25 **CONSUMI DI GAS PER SETTORE**

Anno 1997; valori percentuali

	USO RESIDENZIALE	USO COMMERCIALE	USO INDUSTRIALE	USO TERMOELETTRICO	ALTRI USI	TOTALE
AUSTRIA	34,1	0	42,3	18,0	5,6	100
BELGIO	28,4	12,9	40,5	18,2	0	100
DANIMARCA	16,6	8,9	26,1	10,2	38,2	100
FINLANDIA	0,7	1,0	51,4	20,8	26,1	100
FRANCIA	36,6	16,0	46,1	0	1,3	100
GERMANIA	32,9	4,0	41,5	7,7	13,9	100
IRLANDA	10,5	7,6	30,8	49,3	1,8	100
ITALIA	30,6	8,6	44,3	14,7	1,8	100
OLANDA	26,7	19,8	36,7	16,5	0,3	100
REGNO UNITO	34,9	11,1	21,1	26,9	6,0	100
SPAGNA	11,4	3,8	70,5	14,3	0	100
SVEZIA	6,9	10,8	41,1	0	41,2	100
UE	31,9	9,8	37,2	15,0	6,0	100

Nota: dati non significativi per Grecia, Lussemburgo e Portogallo.

Fonte: Elaborazione su dati Eurogas

Gli usi finali

In Italia gli usi industriali assorbono la maggiore quantità di gas (44 per cento), seguiti da quelli residenziali (cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento): nel loro insieme, queste due tipologie di utilizzo raccolgono il 75 per cento del consumo totale (Tav. 3.25). L'impiego di gas nella produzione termoelettrica è di poco inferiore al 15 per cento ed ancor più modesto (8,6 per cento) risulta l'uso commerciale. Complessivamente, le percentuali evidenziate dall'Italia appaiono in linea con la media dei 15 paesi europei, eccetto che per il consumo industriale: in Europa quest'ultimo assorbe una quantità di gas di 7 punti percentuali inferiore a quella utilizzata nell'industria italiana. Ciò è in parte dovuto alla specializzazione industriale dell'Italia dove la presenza di settori a elevato consumo di gas (cartario, meccanico, alimentare e vetrario, quest'ultimo in particolare per la produzione di "vetro cavo") è relativamente ampia. Nel Regno Unito il peso prevalente nei consumi residenziali (35 per cento) si confronta con un impiego termoelettrico (27 per cento) quasi doppio rispetto

all'Italia, in presenza di utilizzi industriali (21 per cento) pari alla metà di quelli italiani. L'elevato consumo termoelettrico inglese è anche da ascrivere allo sviluppo della tecnologia di co-generazione che, durante la liberalizzazione del settore elettrico dei primi anni novanta, condusse alla cosiddetta *dash for gas*. In Olanda, invece, a fronte di consumi residenziali ed industriali percentualmente molto più modesti che in Italia (rispettivamente pari al 27 ed al 37 per cento), l'uso commerciale è sensibilmente più elevato (20 per cento); l'impiego termoelettrico è invece analogo a quello italiano. Analogamente la Germania mostra una ripartizione dei consumi in cui l'industria, il commercio e gli impianti termoelettrici utilizzano quantità di gas inferiori a quelle italiane. In Francia la forte presenza del nucleare riduce l'uso del gas per la produzione elettrica e di conseguenza tutti gli altri usi mostrano percentuali più elevate che in Italia. Più in generale, la tavola 3.25 mostra che gli usi residenziali assorbono all'incirca un terzo dei consumi di gas nella maggior parte dei paesi dell'Unione europea (fanno eccezione Danimarca, Finlandia, Irlanda, Spagna e Svezia dove gli usi residenziali non raggiungono il 20 per cento), mentre gli usi industriali, ivi compresi quelli per la produzione termoelettrica, impiegano invariabilmente almeno metà dell'intero fabbisogno.

Questo quadro generale sui consumi di gas nei paesi europei, può essere completato con una serie di indicatori (Tav. 3.26) che riguardano il grado di sviluppo del processo di metanizzazione nel territorio, la densità di utenza e la produttività dell'industria del gas.

Indicatori di metanizzazione

Il primo gruppo di indicatori esaminati (indici di metanizzazione) mostrano la penetrazione del metano nei diversi paesi. Il rapporto tra utenti serviti e la popolazione residente costituisce un indice della penetrazione del gas: calcolato in percentuale, esso misura la parte della popolazione attualmente servita dalle reti di distribuzione del gas. Si tratta di un indicatore molto aggregato che non distingue tra utenti civili (correttamente riferibili alla popolazione residente) e utenti industriali (connessi con il numero di unità produttive operanti nel territorio), ma può risultare comunque utile in termini di confronto comparato. Regno Unito, Italia, Belgio, Germania e Francia risultano nell'ordine i paesi in cui la diffusione del gas ha raggiunto valori più elevati, nettamente superiori alla media UE.

TAV. 3.26 CARATTERISTICHE TERRITORIALI DELLA METANIZZAZIONE

Anno 1997

	AUSTRIA	BELGIO	DANIMARCA	FINLANDIA	FRANCIA	GERMANIA	IRLANDA	ITALIA	OLANDA	REGNO UNITO	SPAGNA	SVEZIA	UE
INDICI DI METANIZZAZIONE													
Utenti serviti/ popolazione residente (%)	15,0	22,7	5,7	0,7	16,4	19,2	7,7	24,5	N.D.	33,8	8,0	0,6	17,9
Reti di trasporto/ pop. residente (m/ab)	0,6	0,3	0,2	0,2	0,6	0,7	0,3	0,5	0,7	0,3	0,2	0,1	0,4
Reti di distribuzione/ pop. residente (m/ab)	2,5	4,2	3,1	0,2	2,5	3,5	1,6	3,0	7,1	4,3	0,5	0,3	2,9
Reti di distribuzione/ reti di trasporto	3,9	12,3	14,6	1,2	4,4	5,2	5,6	5,8	9,7	14,2	2,8	5,7	6,4
INDICATORI DI PRODUTTIVITÀ													
Utenti serviti/ reti di trasporto (utenti/km)	233,4	660,3	264,4	37,8	295,1	285,8	269,6	481,2	N.D.	1105,4	442,0	98,7	399,1
Utenti serviti/ reti di distribuzione (utenti/km)	59,7	53,6	18,2	31,8	66,6	55,2	48,5	82,9	N.D.	78,1	158,7	17,3	61,9
Consumi totali/ occupati del gas (milioni mc/occ.)	2,5	3,2	3,2	11,1	1,5	1,9	4,4	1,7	4,0	2,4	3,2	3,8	2,2
Utenti serviti/ occupati del gas (utenti/occ.)	394,1	550,4	235,8	109,7	383,6	357,3	379,6	414,7	n.d.	568,5	763,4	231,1	408,8
Lunghezza reti/ occupati del gas (km/occ.)	8,3	11,1	13,9	6,4	7,1	7,7	9,2	5,9	11,7	7,8	6,5	15,7	7,6
DENSITÀ DI CONSUMO													
Consumi totali/ lunghezza reti (mc/m)	307,5	288,4	234,1	1754,3	210,7	242,6	478,0	283,0	342,6	312,0	487,4	241,7	285,6
Usi residenziali/ reti di distrib. (mc/m)	131,7	88,5	41,6	21,5	94,6	95,3	59,2	101,6	100,8	116,7	75,3	19,6	105,4
Usi commerciali/ reti di distrib. (mc/m)	-	40,3	22,1	31,1	41,4	11,5	42,7	28,6	75,0	37,1	25,1	30,7	32,4
Usi industriali/ reti di distrib. (mc/m)	163,3	126,4	65,2	1660,4	119,0	120,1	173,5	146,9	138,6	70,5	467,3	116,9	122,8

Nota: dati non significativi per Grecia, Lussemburgo e Portogallo.

Fonte: Elaborazione su dati AIE ed Eurogas.

Ancora bassa appare invece la penetrazione del gas in Spagna e Danimarca, paesi in cui il mercato è tuttora in fase di espansione. La diffusione del gas per usi residenziali è prevalentemente influenzata dal clima; è anche per questo motivo, quindi, che l'indicatore analizzato tende ad assumere valori più elevati nei paesi europei settentrionali rispetto a quelli meridionali.

Il rapporto tra la lunghezza delle reti, di trasporto e distribuzione, con la popolazione residente costituisce un'altra misura della penetrazione del servizio di fornitura del gas all'interno dei paesi. In generale, il rapporto tra reti di trasporto e popolazione assume valori inferiori rispetto a quello tra reti di distribuzione e popolazione, essendo chiaramente queste ultime molto più ramificate e diffuse sul territorio nazionale. Anche in questo caso sono i paesi in cui lo sviluppo del settore ha raggiunto la maturità a registrare i valori dell'indice più elevati. Olanda, Germania, Francia, Italia ed Austria, in particolare, sono i paesi in cui è relativamente più elevata la diffusione di reti di trasporto, essendo questi i paesi o produttori ed esportatori netti di gas (Olanda) o territori di transito per il gas proveniente da paesi extraeuropei (Germania, Belgio ed Austria in particolare).

Un maggior valore del rapporto tra reti di distribuzione e popolazione si dovrebbe invece osservare nei paesi dove più elevato è il consumo di gas, specie per usi residenziali e industriali. Olanda, Regno Unito, Belgio, Germania e Italia sono infatti (Tav. 3.25) i luoghi in cui questi consumi assorbono la quota più elevata del consumo complessivo.

Una combinazione dei due effetti appena citati si ha nel rapporto tra reti di distribuzione e reti di trasporto, che dà una misura di diffusione della distribuzione in rapporto a quella della rete ad alta pressione: le nazioni che registrano gli indici più elevati si trovano infatti tra quelle già citate.

Indicatori di produttività

Il secondo gruppo di indicatori della tavola 3.26 è costituito da un insieme di rapporti in cui uno dei termini non è più la popolazione servibile (approssimata con la popolazione residente), bensì la popolazione effettivamente servita, ovvero il numero degli utenti all'interno dei confini nazionali.

I primi due indicatori, costruiti come rapporto tra il numero di utenti e la lunghezza delle reti (di trasporto e distribuzione), costituiscono due diverse misure della densità di utenza e della produttività nella gestione delle reti. Sotto questo profilo l'Italia mostra valori al di sopra della media europea. Da questi dati l'industria italiana del gas appare in grado di servire, con un chilometro di rete di trasporto e distribuzione, rispettivamente 80 e 20 clienti in più che nella media delle concorrenti europee. Essa mostra in particolare un risultato nettamente migliore rispetto all'industria francese e tedesca, entrambe in grado di soddisfare un numero di utenti inferiore di circa 200 unità nel caso della rete

di trasporto, e di circa 20 unità nel caso della rete di distribuzione. Anche Regno Unito nel trasporto e Spagna nella distribuzione mostrano un livello di produttività maggiore rispetto alla media UE.

Gli altri tre indicatori del gruppo misurano sia pure in modo approssimativo, la produttività del personale delle imprese del gas. Il primo indicatore, formulato come rapporto tra consumi e occupati, costituisce una stima della produttività del lavoro nel settore. Con 1,7 contro 2,2 milioni di mc l'Italia ottiene un valore inferiore alla media europea, collocandosi per altro in una posizione intermedia tra Germania e Francia, anch'essi comunque con minore produttività rispetto alla media dei 15. Risultati migliori emergono invece per Olanda, Spagna e Regno Unito, oltre che in altri mercati più modesti.

Gli altri due indicatori sono costruiti come rapporto tra utenti ed occupati, che tende a valutare la produttività del personale amministrativo, e rapporto tra occupati e lunghezza delle reti, che costituisce una misura della produttività del personale tecnico dell'impresa quello cioè impiegato nella gestione delle reti. Si tratta in entrambi i casi di indicatori che valgono unicamente in termini relativi, perché una misura corretta della produttività del personale amministrativo e tecnico delle imprese dovrebbe costruire i rapporti distinguendo effettivamente tra gli occupati addetti a mansioni amministrative e quelli addetti alle mansioni tecniche delle imprese.

Un indicatore assume per l'Italia un valore quasi identico alla media europea: da tale rapporto si evince che nell'attività amministrativa associata alla gestione della clientela occorre un'unità di lavoro per soddisfare in media 409 utenti del gas. Cifre superiori alla media emergono solo per Spagna (763 utenti per occupato), Regno Unito e Belgio (entrambi oltre 550 utenti). Francia, Germania e Austria, invece, evidenziano valori non troppo dissimili dalla media europea, ancorché leggermente peggiori.

Per contro, nel rapporto lunghezza delle reti e occupati, con un valore pari a 5,9 km di rete per unità di lavoro, l'Italia ottiene un risultato lievemente peggiore rispetto alla media europea (7,6 km). Per altro anche Regno Unito, Germania e Francia non ottengono risultati migliori. Viceversa dall'indicatore parrebbero tecnicamente più produttive le industrie dei paesi dove il consumo di gas è relativamente modesto. Ciò sarebbe in linea con l'ipotesi che le reti ramificate richiedono più personale per la loro manutenzione.

Densità di consumo

L'ultimo gruppo di indicatori della tavola 3.26 rappresenta infine un insieme di misure della densità di consumo (in rapporto alla lunghezza delle reti) disaggregate per tipologia di utenza e valutano perciò, in un certo senso, la specializzazione della distribuzione.

Questi indicatori misurano infatti, la capacità delle imprese di sfruttare le reti trasportando il quantitativo più elevato possibile di gas, indipendentemente dal numero dei clienti. Disponendo dei quantitativi di vendita distinti per tipologia di utilizzo, tuttavia, questo gruppo di indicatori dovrebbe riuscire a cogliere in misura più precisa il tipo di "specializzazione" delle imprese stesse.

L'Italia si caratterizza per una densità di consumo maggiore rispetto alla media europea unicamente nel caso dell'utenza industriale, mentre per le altre tipologie risulta essere in linea con la media degli altri paesi. Austria e Regno Unito ottengono performance migliori (più gas trasportato per km di rete) nella vendita di gas agli utenti residenziali, Olanda e Francia sembrano invece "specializzate" nella fornitura di gas per usi commerciali e infine, accanto all'Italia, anche Finlandia, Spagna e Irlanda ottengono buoni risultati nella fornitura per usi industriali.

La Direttiva europea sul mercato interno del gas

Il 22 giugno 1998 il Consiglio e il Parlamento europeo hanno approvato la Direttiva 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale. Trattandosi di una Direttiva di armonizzazione, essa si limita a fissare alcuni principi fondamentali, lasciando ai singoli Stati la definizione delle modalità attuative, in applicazione del principio di sussidiarietà. La Direttiva, pubblicata nella Gazzetta ufficiale delle Comunità europee il 21 luglio 1998, è entrata in vigore il 10 agosto 1998. Da tale data ha avuto inizio il processo di recepimento da parte degli Stati membri che dovrà concludersi entro il 10 agosto del 2000.

La Direttiva disciplina le attività di trasporto, distribuzione, fornitura e stoccaggio di gas naturale e, al fine di creare un mercato concorrenziale, definisce norme in materia di organizzazione e funzionamento del settore, accesso al mercato, modalità di gestione dei sistemi nonché criteri e procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni.

La Direttiva elenca alcuni principi fondamentali per la realizzazione del mercato interno del gas naturale tra i quali vi sono:

- *Accesso alla rete.* La Direttiva stabilisce la libertà di accesso dei terzi alla rete. Gli Stati membri possono scegliere tra accesso regolato sulla base di una tariffa definita da un apposito organismo o accesso negoziato per il tramite di contratti individuali di uso della rete a prezzi liberamente negoziati tra le parti. Entrambe le forme garantiscono comunque un ampio livello di trasparenza a beneficio dei potenziali nuovi operatori del mercato. Le imprese di trasporto e distribuzione gestiscono, garantiscono e sviluppano, il trasporto e la distribuzione nel rispetto dell'ambiente e non possono operare

discriminazioni tra gli utenti del sistema, in particolare a favore delle imprese loro collegate.

- *Separazione tra le attività.* La Direttiva prevede che le imprese del gas naturale verticalmente integrate tengano, nella loro contabilità interna, conti separati per le loro attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio di gas naturale e, se del caso, conti consolidati per le attività che non rientrano nel settore del gas, come sarebbero tenute a fare se tali attività fossero svolte da imprese separate. La contabilità interna comprende uno stato patrimoniale e un conto economico distinto per ogni attività.
- *Stoccaggio.* Le attività di stoccaggio devono essere gestite garantendo lo stoccaggio nel rispetto dell'ambiente e non possono operare discriminazioni tra gli utenti o a favore delle imprese. Le imprese di stoccaggio devono fornire a qualsiasi altra impresa di trasporto, stoccaggio e distribuzione informazioni sufficienti per garantire che lo stoccaggio del gas naturale possa avvenire in maniera compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema interconnesso.
- *Apertura del mercato.* La Direttiva prevede una apertura progressiva dei mercati nazionali in tre fasi sulla base di un meccanismo che si fonda da una parte sulla classificazione dei clienti "idonei" in categorie, e dall'altra, sull'imposizione di una soglia minima progressiva di apertura del mercato. Sono considerati come clienti "idonei" e pertanto sono liberi di scegliere il loro fornitore, di concludere contratti di fornitura di gas e di utilizzare la rete per trasportarlo, tutti i produttori di elettricità da gas naturale e tutti gli altri clienti finali il cui consumo di gas sia superiore a 25 milioni di mc/anno. La soglia sarà abbassata a 15 milioni di mc dopo 5 anni dall'entrata in vigore e a 5 milioni di mc dopo 10 anni. Ai fini dell'idoneità i cogeneratori sono, in via di principio, considerati come i produttori di elettricità di cui sopra, e sono pertanto clienti "idonei" di diritto a prescindere dalla propria quota di consumo di gas; tuttavia gli Stati membri possono, allo scopo di garantire l'equilibrio del mercato dell'energia elettrica, introdurre una soglia specifica per gli impianti dei cogeneratori, che non può superare il livello previsto per gli altri clienti finali (inizialmente 25 milioni di mc). Tutti i distributori sono considerati clienti "idonei" per la quota parte dei consumi del mercato libero che riforniscono. In ogni caso gli Stati membri fanno in modo che la definizione di clienti idonei dia luogo a un'apertura del mercato del gas per una quota minima pari al 20 per cento. Cinque anni dopo l'entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE, la percentuale dovrà essere portata al 28 per cento del totale del consumo annuale di gas nel mercato nazionale e a 33 per cento dello stesso 10 anni dopo l'entrata in vigore della Direttiva.

- *Misure di accompagnamento.* Agli Stati membri è data la possibilità di introdurre obblighi di servizio pubblico; meccanismi di garanzia per evitare abusi di posizione dominante; deroghe ai contratti *take or pay* (*cfr. infra*); meccanismi di reciprocità.

La separazione tra trasporto locale e vendita di gas naturale

La Direttiva 98/30/CE sul mercato del gas naturale attribuisce ai clienti "idonei" la possibilità di acquistare gas dai fornitori che preferiscono, anche se i clienti idonei si dovessero trovare su reti di proprietà di soggetti locali; l'estensione di tale facoltà verrà definita all'atto del recepimento.
In Italia, la riforma dei servizi locali e il recepimento della Direttiva gas sono quindi fortemente interrelati. Secondo il progetto di riforma dei servizi locali l'ente locale potrà decidere di porre in gara separatamente la distribuzione (intesa come trasporto) e la vendita (*cfr.* Capitolo 1). Si tratta di due sistemi di gara paralleli in cui un soggetto è chiamato solo a gestire le reti e altri soggetti (più di uno) sono chiamati a vendere il prodotto. Gli enti locali che lo desiderano potrebbero quindi aprire anche il mercato attualmente vincolato ad una forma, seppure limitata, di concorrenza.

In Italia il recepimento della Direttiva costituisce l'occasione per razionalizzare l'assetto del settore del gas promuovendo la concorrenza anche attraverso l'accesso di operatori terzi alla rete e l'apertura del mercato mediante la definizione di soglie di idoneità.

Il recepimento della Direttiva in Europa

Con l'eccezione del Regno Unito, che sin dal 1986 (*Gas Act*, 1986 e *Gas Act*, 1995) ha avviato la liberalizzazione del settore avendone preventivamente privatizzato l'operatore pubblico monopolista (*British Gas*, nel 1986), della Spagna, che ha recepito la Direttiva nell'autunno del 1998 con l'adozione della *Ley del sector de hidrocarburos* e della Germania, che ha avviato la liberalizzazione del mercato del gas assieme a quella del mercato elettrico (con la *Energiewirtschaftsrecht* o legge sulla revisione del settore energetico del 29 aprile 1998), in tutti gli altri paesi europei la discussione sul recepimento della Direttiva si trova ancora, nella maggior parte dei casi, a uno stadio di proposte.
L'Olanda ha messo a punto un progetto di legge, approvato dal Consiglio dei Ministri nel dicembre 1998, che verrà discusso dal Parlamento nell'aprile del 1999 e entrerà in vigore nel gennaio del 2000. In Belgio, Danimarca, Francia, Irlanda, Austria, Portogallo, Finlandia, Svezia e Norvegia i ministeri competen-

ti, pur auspicando un recepimento in tempi molto rapidi, si sono sinora limitati a istituire commissioni tecniche di studio per l'elaborazione di proposte.

Il quadro sinottico (Tav. 3.27) illustra alcune delle principali caratteristiche del processo di recepimento limitatamente ai paesi in cui sono stati adottati o presentati ufficialmente provvedimenti legislativi specifici.

TAV. 3.27 **IL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA GAS IN ALCUNI PAESI EUROPEI**

	REGNO UNITO	GERMANIA	SPAGNA	OLANDA
Progetto/legge di recepimento	*Gas Act*, 1986 *Gas Act*, 1995	Legge 29 aprile 1998 "Revisione della legislazione energetica"	Legge degli idrocarburi (7 aprile 1998)	Progetto di legge approvato dal Consiglio dei ministri nel dicembre 1998
Grado di apertura del mercato e soglie di idoneità	100 per cento (tutti gli utenti domestici sono liberi dal maggio 1998 e scelgono fra circa 25 fornitori; gli utenti industriali, liberi dal 1992 scelgono fra circa 70 fornitori)	100 per cento da subito senza soglie di "idoneità"	1999: 46 per cento (20 milioni di mc) 2000: 55 per cento (15 milioni di mc) 2003: 71 per cento (5 milioni di mc) 2008: 83 per cento (3 milioni di mc) 2013: 100 per cento (nessuna)	Apertura in 3 tappe con l'obiettivo di arrivare al 100 per cento del mercato nel 2007
Accesso alla rete	Accesso regolato con codice di rete che definisce regole di accesso su base trasparente e non discriminatoria (*Network code*)	Accesso negoziato alla rete (sulla base di criteri definiti dalle associazioni di fornitori e acquirenti) e obbligo di pubblicazione delle condizioni di accesso (da definire in altra legislazione)	Accesso regolato e disposizioni conformi alla Direttiva in caso di rifiutó (Decreto reale 1914/97)	Accesso negoziato alla rete
Separazione delle attività	Separazione societaria delle attività di trasporto e fornitura (*TransCo* e *BGTrading*)	Scelta la separazione contabile però ancora non definita nella legge: la trasposizione per questo aspetto, è in corso	Separazione contabile per attività verticalmente integrate e societaria per attività regolate e non	Separazione contabile
Regime di operatività	Licenze	Liberalizzazione totale (nessuna autorizzazione)	Autorizzazioni amministrative sostituiscono concessioni nella distribuzione	Nessuna autorizzazione per la costruzione di gasdotti
Regolazione dei conflitti	Autorità di regolazione unica risultante dalla fusione di *Offer* e *Ofgas* a partire dal gennaio 1999	Autorità antitrust (*Kartellamt*)	*Commission Nacional de l'Energia (CNE)* competente per idrocarburi, gas ed elettricità	Autorità antitrust

La struttura dei contratti di approvvigionamento

Gli approvvigionamenti nel mercato del gas dell'Europa continentale sono basati su relazioni contrattuali bilaterali di lungo periodo tra venditore e importatore. Il ricorso a contratti *spot* di acquisto del gas, ma anche quelli a breve termine, ha avuto finora una rilevanza marginale e contingente. Esempi di contratti *spot* si sono avuti in periodi di sovracapacità produttiva per il gas russo e per il Gnl proveniente dal Medio Oriente.

Le relazioni di lungo periodo hanno risposto all'esigenza di assicurare al venditore un sbocco sicuro per le proprie vendite e al compratore la remunerazione degli ingenti investimenti che dovevano essere realizzati per poter effettuare il trasporto su lunghe distanze. L'esperienza inglese ha mostrato che con l'avvio di processi di liberalizzazione del mercato si determina un progressivo abbandono di contratti di lungo periodo a favore di forme contrattuali di più breve durata e dotate di maggiore flessibilità in presenza di un mercato in evoluzione e variabile.

Le rigidità delle forme contrattuali diffuse in Europa continentale e le difficoltà frapposte dai contraenti al loro superamento costituiscono ostacoli alla concorrenza, che potrebbero rallentare la velocità del processo di liberalizzazione. Tre sono gli aspetti critici: il vincolo sugli acquirenti finali, la durata dei contratti e, soprattutto, le clausole di *take or pay*.

Il vincolo sugli acquirenti finali

Il prezzo di vendita alle società di trasporto e importazione è stato negoziato nel passato sulla base del cosiddetto "valore di mercato" (o principio del *net back*) del gas naturale, definito come il prezzo che assicura la competitività del gas naturale rispetto alle fonti concorrenti (al lordo delle tasse) nei vari mercati finali. In questa ottica, il prezzo *fob* viene calcolato come il prezzo definito dal valore di mercato al netto delle imposte, dei costi di impianto e dei costi di distribuzione, trasmissione nazionale e trasporto internazionale. Il prezzo pattuito può quindi variare significativamente da paese a paese in funzione, oltre che dei costi, anche della struttura dei consumi e della tassazione.

I prezzi vengono rinegoziati con frequenza anche per integrare l'effetto di scostamenti nella distribuzione dei consumi tra settori finali che possano incidere sulla rendita mineraria del produttore, definita come la differenza tra prezzo *fob* e costo di produzione e trasporto fino alla frontiera. Una revisione dei prezzi amministrati può alterare la ripartizione della rendita tra produttore e trasportatore/importatore e dare luogo a una revisione del prezzo.

In questa logica, non è possibile rivendere il gas naturale ad acquirenti nel pro-

prio o in altri paesi con una struttura dei consumi molto diversa da quella prevista nella fase di negoziazione del contratto.

La durata dei contratti

I contratti in essere sul mercato europeo si caratterizzano per durate variabili tra i 20 e i 30 anni. Nel caso italiano i contratti di importazione hanno una durata compresa tra i 20 e i 25 anni. Le date di scadenza si collocano in un orizzonte temporale piuttosto esteso; in alcuni casi i contratti prevedono anche clausole di rinnovo. Tali contratti rappresentano un legame consolidato tra un numero ristretto di venditori e di importatori. Data l'esiguità dei venditori, l'esistenza di rapporti di lungo periodo che garantiscono la vendita di significative quantità di gas può rappresentare una barriera all'entrata di nuovi operatori. Questi ultimi non sarebbero in grado di offrire le stesse garanzie e la stessa capacità di assorbimento degli importatori già presenti sul mercato, né conseguentemente di spuntare prezzi altrettanto vantaggiosi.

Le clausole di *take or pay*

La clausola *take or pay* garantisce al produttore un livello minimo di ricavi indipendentemente dalla quantità di gas effettivamente prelevata dal compratore. Per mitigarne la rigidità la maggior parte dei contratti di importazione del gas contiene clausole di *make-up* o di *carry-forward*, che consentono di ripartire durante l'intera durata del contratto gli obblighi derivanti dalla presenza nel contratto della clausola di *take or pay*.

La clausola di *make-up* consente al compratore di ritirare in un determinato anno, senza ulteriori costi aggiuntivi, le quantità non prelevate, ma pagate in base alla clausola *take or pay* negli anni precedenti. La clausola *carry-forward* funziona in modo esattamente speculare, consentendo di acquistare di più in un dato anno a fronte di quantitativi inferiori al *take or pay* acquistati in anni successivi. La flessibilità di queste clausole ha precisi vincoli: i limiti insiti nelle infrastrutture di trasporto e nella domanda impediscono l'accumulo di quantitativi di gas su periodi estesi. Nella pratica, se si escludono situazioni proprie di mercati in forte sviluppo, queste clausole permettono di ripartire gli obblighi di prelievo derivanti dal *take or pay* in un arco di tempo generalmente inferiore ai 18 mesi.

Le clausole *take or pay* possono però essere usate anche per impedire l'accesso alle reti: il proprietario della rete che importa gas può avvalersi dell'obbligo di ritirare elevati quantitativi di gas allo scopo di utilizzare al massimo la portata della rete stessa e rifiutare il trasporto di gas di terzi per mancanza di capacità.

In base alla Direttiva 98/30/CE, un'impresa di gas naturale che incontra serie

difficoltà economiche e finanziarie in seguito agli impegni *take or pay* assunti in uno o più contratti di acquisto di gas, può chiedere allo Stato membro, o all'autorità competente da esso designata, una deroga temporanea agli articoli 15 o 16 della Direttiva, i quali prevedono rispettivamente l'accesso negoziato o regolato. Si tratta di situazioni in cui è impossibile trovare sbocchi alternativi economicamente validi, oppure esistono contratti non rinegoziabili. Tali richieste devono essere presentate caso per caso, prima o dopo il rifiuto di accesso al sistema. Se non sono ragionevolmente disponibili soluzioni alternative, lo Stato membro, o l'autorità da esso designata, può concedere deroghe dopo aver valutato la situazione sulla base di alcuni criteri indicati nella Direttiva stessa.

La Direttiva afferma che le imprese importatrici non dovrebbero incontrare difficoltà se le vendite di gas naturale non scendono al di sotto del livello delle garanzie minime di ritiro contenute nei contratti *take or pay*. In ogni caso, opera una distinzione tra contratti stipulati prima e dopo la sua entrata in vigore. A questo riguardo, la clausola più importante è contenuta nell'art. 25, comma 3, lettera g), dove si stabilisce che *nel decidere in merito alle deroghe [...], lo Stato membro o l'autorità competente designata e la Commissione tengono conto [della ...] misura in cui, nell'accettare gli impegni take or pay in questione, l'impresa avrebbe ragionevolmente potuto prevedere, [...] il probabile insorgere di gravi difficoltà.*

La saturazione del mercato

Senza ricorrere alla richiesta di deroghe, e dunque prima ancora del recepimento della Direttiva gas, un'impresa monopolista può fin d'ora avvalersi della propria posizione dominante per effettuare importazioni di gas tali da soddisfare l'intera domanda prevista per i prossimi anni.

Sulla base dei contratti d'importazione stipulati da Snam ed Enel attualmente in vigore, oltre che delle stime di produzione e di domanda sino al 2010, è possibile valutare, *cæteris paribus*, quale quota di mercato resterà a disposizione dei potenziali nuovi entranti (Tav. 3.28).

La produzione nazionale di gas naturale, stimata per i prossimi dieci anni in calo a circa 15 miliardi di mc/anno, insieme alle quantità che risultano garantite da contratti d'importazione di lunga durata sottoscritti prima dell'entrata in vigore della Direttiva europea, appaiono in grado di coprire in misura sostanziale (per oltre l'80 per cento) i fabbisogni futuri del mercato nazionale, valutabili intorno agli 85 miliardi di mc nel 2005 e ai 93 miliardi di mc nel 2010. I soggetti potenziali entranti avrebbero cioè a disposizione una quota variabile tra il 3 e il 9 per cento del mercato. A seconda delle quantità effettivamente importate, che dipendono dagli impegni previsti nelle clausole di *take or pay*,

TAV. 3.28 **LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO DEL GAS E VINCOLI DI *TAKE OR PAY***

miliardi di mc; stime

	1997	1998	2000	2005	2010
FABBISOGNO	57,1	61,9	70,0	85,0	93,0
TOTALE OFFERTA	69,4	71,1	73,4	82,5	84,5
PRODUZIONE NAZIONALE	18,8	18,9	17,5	16,5	15,0
Agip	16,7	16,8			
Edison e altri	2,1	2,1			
CONTRATTI D'IMPORTAZIONE	50,6	52,2	55,9	66,0	69,5
SNAM	48,0	48,0	48,4	58,5	62,0
da Russia	20,5	20,5	20,5	25,5	28,5
da Algeria	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
da Olanda	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
da Norvegia			0,4	5,5	6,0
ENEL			4,0	7,5	7,5
da Algeria	2,6	4,0	4,0	4,0	4,0
da Nigeria			3,5	3,5	3,5
EDISON E ALTRI		0,2			
OBBLIGHI DI *TAKE OR PAY*	57,8	59,2	62,4	68,7	71,8
MARGINE RIMANENTE	-0,7	2,7	7,6	13,3	21,2

tali spazi potrebbero crescere nel tempo aumentando da valori prossimi ai 10 miliardi di mc del 2005 (equivalenti al 15 per cento circa del mercato previsto), a valori dell'ordine di 20 miliardi di mc nel 2010 (equivalenti al 23 percento circa del mercato previsto).

In Italia esisterebbe tuttavia un elemento di flessibilità, connesso alla significativa componente di produzione nazionale. Infatti, nel caso di serie difficoltà, l'Eni potrebbe anche ricercare sbocchi all'estero per il gas prodotto in Italia dalla propria divisione Agip, in quanto non soggetto a vincoli stringenti sugli acquirenti finali; si tratta di un'ulteriore frazione contendibile della domanda valutabile pari a oltre 15 miliardi di mc nel corso del prossimo decennio.

L'avvio della liberalizzazione della produzione interna

Le innovazioni normative

Con l'emanazione del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, si sono determinate significative novità per le attività di ricerca e produzione di idrocarburi in Italia. È stata decretata la fine dei diritti esclusivi di estrazione riservati all'Eni in Val Padana e nel tratto di mare prospiciente. Inoltre dal 1997 anche le concessioni di coltivazioni sull'area Eni sono soggette alla disciplina in materia di *royalties*, e cioè al pagamento di somme per i diritti di coltiva-

zione. Sempre con riferimento alle *royalties*, che fino a quel momento erano riconosciute in via esclusiva allo Stato, il decreto legislativo n. 625/96 ha infine definito una loro diversa ripartizione: esse sono ora destinate in parte anche a vantaggio degli enti locali interessati alle operazioni di estrazione degli idrocarburi (alle regioni va il 55 per cento, alle province il 15 per cento).

Tra gli adempimenti previsti dal decreto n. 625/96, a partire dal dicembre 1997 il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha reso possibile la consultazione dei dati di proprietà dell'Eni da parte delle imprese interessate alle aree oggetto di riattribuzione. Sono stati inoltre riassegnati all'Eni da parte del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato permessi di ricerca e concessioni di coltivazione a tutela dei diritti acquisiti nel regime di esclusiva istituito con la legge 10 febbraio 1953, n. 136, e riconosciuti dall'articolo 34 del decreto 625/96. Tale decreto ha stabilito che dovesse essere mantenuta a Eni la titolarità dei permessi *relativi ad aree per le quali l'attività svolta o in corso e gli investimenti effettuati ne giustificano l'attribuzione.*

Con un comunicato apparso il 19 novembre 1998 nella Gazzetta Ufficiale delle Comunità europee del 19 dicembre 1998, il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha dato avviso dell'avvenuta apertura alla ricerca e alla prospezione di idrocarburi nelle zone sulle quali l'Eni aveva un diritto esclusivo, e quindi dei termini e delle modalità per la presentazione delle domande di permesso di prospezione o di ricerca nell'ambito di tali aree. L'attribuzione definitiva dei permessi di ricerca richiederà circa due anni, a meno di significative riduzioni rispetto agli attuali tempi medi.

Non sembrano trovare conferma le aspettative di una significativa ripresa dell'attività di ricerca e produzione e di un aumento del numero di operatori come effetto del nuovo assetto legislativo. Tra i fattori che possono influire negativamente sugli orientamenti delle imprese vi è la consapevolezza che, grazie al meccanismo delle riattribuzioni, Eni si sia assicurata il controllo sulle aree a maggior potenziale, lasciando alla concorrenza solo quelle di marginale interesse e a costo maggiore. Può inoltre pesare l'esperienza della Val d'Agri, dove lo sviluppo dei giacimenti è stato ritardato da problemi di ripartizione delle competenze fra i livelli di governo.

La ripartizione delle competenze tra Stato e amministrazioni locali voluta dal decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, che introduce forme di decentramento amministrativo (*cfr.* Capitolo 1) è in effetti un fattore che può scoraggiare nuove iniziative. Allo Stato spettano le autorizzazioni per le funzioni che si esplicano in mare, alle regioni quelle relative a coltivazione e stoccaggio in terraferma. Il passaggio di competenze si verificherebbe dalla fase di prospezione e ricerca a quella di coltivazione e stoccaggio, e dunque in una fase particolarmente critica per le imprese. Difficoltà potrebbe presentare la concessio-

ne di permessi per le attività che coinvolgono più regioni o il mare e la terraferma, che richiedono il concerto tra più soggetti competenti. Viene inoltre introdotta una ripartizione tra funzioni amministrative anche in materia di valutazione di impatto ambientale, a seconda che si tratti di ricerca e stoccaggi in mare (in capo allo Stato) o di attività su terraferma (alle regioni).

La liberalizzazione della produzione, intesa come presenza di operatori alternativi all'operatore dominante, rappresenta un fattore decisivo ai fini della concorrenza nel mercato del gas. L'esiguità delle zone che sono state rimesse a disposizione dei nuovi operatori e il predominio di un operatore che oggi controlla il 90 per cento della produzione nazionale potrebbero limitare in prospettiva l'efficacia di stimoli concorrenziali.

Accesso e uso della rete della Snam

Un elemento chiave nel processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale, in cui la rete è sostanzialmente di proprietà di un unico soggetto economico, riguarda l'accesso dei terzi alle infrastrutture fisse. Le condizioni economiche alle quali sarà possibile ottenere il trasporto del gas costituiranno un fattore cruciale per valutare la convenienza dell'acquisto di gas da parte dei clienti "idonei".

In Italia l'accesso di terzi alle reti Snam è in vigore almeno dagli anni settanta in relazione allo sfruttamento di gas nel giacimento pugliese di Candela, per permettere il trasferimento di gas di proprietà di Montedison agli stabilimenti collegati alla rete SGM. A parte questo caso molto circoscritto, fino alla fine degli anni ottanta i produttori indipendenti di gas naturale dovevano vendere la loro produzione alla Snam oppure costruire linee di trasporto dedicate per fornire i loro impianti.

In previsione dell'attuazione del Piano energetico nazionale del 1988, che promuoveva la produzione di risorse nazionali e l'uso del gas naturale nella generazione elettrica, la Snam Spa ha stipulato un primo accordo quadro per il vettoriamento sulle proprie reti del gas prodotto dai produttori indipendenti. Tale quadro escludeva tuttavia la maggior parte del gas prodotto dai produttori indipendenti.

Con la legge 9 gennaio 1991, n. 9, il legislatore italiano ha creato un obbligo di vettoriamento in capo a Snam (al titolo II, art.12) per il gas di produzione nazionale e destinato all'autoconsumo o alla produzione termoelettrica. Ciò nonostante, le quantità trasportate dalla Snam per conto terzi si sono mantenute su livelli generalmente contenuti se si escludono trasporti occasionali dalla Russia e dall'Algeria per conto di Enel.

È solamente con l'accordo quadro tra Snam, Unione petrolifera e Assomineraria

del 22 dicembre 1994 che vengono concordate condizioni di accesso ai terzi più convenienti e ha inizio una significativa crescita dei volumi vettoriati. Nel 1995 le quantità di gas trasportate sulla rete Snam per conto di Edison Gas e di altri produttori nazionali raggiunge 1,5 miliardi di mc.

A questi quantitativi vanno aggiunti i transiti di gas acquistato da Enel direttamente sulla base di contratti *spot* dai produttori esteri. Una prima consegna a impianti Enel Spa di 0,6 miliardi di mc provenienti dalla Russia ha avuto luogo nel 1989 ed è stata seguita da acquisti dalla Russia e dall'Algeria per circa 1,6 miliardi di mc nel 1990. Nell'ottobre del 1996 sono iniziate le importazioni di gas basate sul contratto ventennale con l'Algeria: i quantitativi transitati sul gasdotto *Transmed* e sulla rete Snam ammontavano a 0,5 miliardi di mc nel 1996 e sono arrivati a regime con 4,0 miliardi di mc nel 1998.

Complessivamente il trasporto per conto terzi è aumentato da 1,4 miliardi di mc nel 1995 a 2,4 miliardi di mc 1996. Nel 1997, in presenza di un calo nella produzione dai giacimenti, sono calati leggermente anche i volumi vettoriati per i produttori nazionali; tuttavia, i volumi complessivi trasportati per conto terzi sono saliti a 4,3 miliardi di mc grazie all'aumento delle importazioni di Enel dall'Algeria. Nel 1998 le importazioni di Enel hanno raggiunto i livelli contrattati a regime a cui si aggiungono le importazioni *spot* di Edison da Abu Dhabi per un volume totale di 0,2 miliardi di mc. I volumi totali trasportati per conto terzi raggiungono così i 6,1 miliardi di mc. Nel 1999 tali quantitativi verranno ulteriormente incrementati per le rimanenti importazioni di Edison da Abu Dhabi, pari a circa 0,3 miliardi di mc e potrebbero crescere ulteriormente qualora venissero accolte le richieste di transito sulle reti internazionali di gas proveniente dal Mare del Nord acquistato dalla stessa Edison. Infine, a partire da ottobre 1999 si aggiungeranno anche le prime importazioni di Gnl di Enel dalla Nigeria, valutabili in circa 0,7 miliardi di mc nell'anno in corso e mediamente in 3,5 miliardi di mc/anno a regime. Questi dati escludono circa 0,4 miliardi di mc di gas di origine algerina in transito verso la Slovenia per conto di *Geoplin*, l'impresa del gas operante in quel paese.

Nell'arco di un quinquennio il vettoriamento di gas da parte della Snam crescerebbe in volume di oltre sette volte (Tav. 3.28). Si osserva inoltre che sinora gran parte di questo aumento si è avuto per la accresciuta domanda di trasporto da parte di Enel e, in misura minore, di Edison e degli altri produttori indipendenti. L'esistenza di condizioni economicamente vantaggiose per il trasporto, insieme alla sempre più elevata domanda di gas per la produzione termoelettrica, stanno già creando una forte spinta all'accesso alla rete, prima ancora della liberalizzazione del mercato del gas. Tale processo non potrà quindi che favorire ulteriormente un'esigenza già largamente presente nel mercato.

TAV. 3.28 **TRASPORTO DI GAS NATURALE PER TERZI SULLA RETE DELLA SNAM 1995 -2000***

Miliardi di mc

	1995	1996	1997	1998	2000
ENEL	0,0	0,5	2,4	4,0	7,5
EDISON E ALTRI PRODUTTORI NAZIONALI	1,0	1,5	1,5	1,6	2,0
IMPORTAZIONI EDISON	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0
GAS DI TRANSITO (GEOPLIN)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
TOTALE	1,4	2,4	4,3	6,1	10,9

* Previsioni al 2000 basate sulle indicazioni degli operatori indipendenti.

Fonte: Elaborazione su dati da operatori del gas, Snam, Assomineraria, Edison.

Le prospettive di apertura del mercato: i clienti liberi

Un punto saliente della Direttiva europea sul gas naturale è la fissazione di soglie minime, che mirano a determinare un'apertura progressiva e graduale del mercato facendo leva su categorie predefinite di grandi consumatori di gas (i cosiddetti clienti "idonei"; *cfr. infra*).

Stante l'incertezza sulle scelte che verranno adottate dal Parlamento e dal Governo non è al momento possibile determinare la quota del mercato che verrà aperta alla concorrenza. L'analisi della distribuzione dei consumi dell'industria e degli impianti di cogenerazione relativi al 1997 (Tav. 3.29) e la sua proiezione inerziale (Tav. 3.30) consentono tuttavia di effettuare alcune considerazioni in proposito.

La tavola 3.30 mostra come dall'applicazione dei criteri di idoneità e dalle scelte che verranno compiute in merito alla definizione di idoneità per i cogeneratori derivino gradi diversi di apertura del mercato. La Direttiva europea lascia ai singoli paesi la decisione di introdurre o meno una soglia per assegnare l'idoneità agli impianti di produzione combinata di calore ed elettricità (soglia che non può superare il livello previsto per gli altri clienti finali). Nel caso in cui la definizione dei clienti "idonei" dia luogo ad un'apertura del mercato superiore ai valori previsti nei commi 3 e 4 dell'art.18 (20, 28 e 30 per cento nelle tre fasi di entrata in vigore), la Direttiva prevede inoltre che lo Stato membro possa modificare le soglie di idoneità fino a ridurre l'apertura del mercato ad un livello non inferiore rispettivamente al 30 per cento nel 2000, al 38 nel 2005 e al 43 nel 2010.

TAV. 3.29 STIME DELLA DISTRIBUZIONE DEI CONSUMI PER PROCESSI INDUSTRIALI E COGENERAZIONE NEL 1997*

Milioni di mc

CLASSI DI CONSUMO	CONSUMO TOTALE	NUMERO UTENTI	CONSUMO MEDIO
COGENERATORI			
> 100	1.010	7	136,0
50 - 100	239	3	72,5
25 - 50	817	20	41,3
15 - 25	1.075	53	20,4
5 - 15	785	154	5,1
< 5	199	101	2,0
TOTALE	**4.125**	**338**	**12,2**
INDUSTRIALI			
> 100	1.885	9	209,4
50 - 100	419	6	69,8
25 - 50	1.309	34	38,5
15 - 25	1.021	57	17,9
5 - 15	4.529	375	12,1
1 - 5	3.927	2.006	2,0
< 1	8.011	65.486	0,1
TOTALE	**21.100**	**67.973**	**0,3**

TAV. 3.30 QUOTA DEL MERCATO ITALIANO PROGRESSIVAMENTE LIBERALIZZATA SOTTO DUE DIVERSE IPOTESI*

Percentuali

SOGLIE MINIME DI IDONEITÀ PREVISTE DALLA DIRETTIVA	CONSUMI > 25 MILIONI MC/ANNO	CONSUMI > 15 MILIONI MC/ANNO	CONSUMI > 5 MILIONI MC/ANNO
SONO DEFINITI CLIENTI "IDONEI":			
IPOTESI A • i clienti finali ed i cogeneratori che soddisfano le soglie minime di idoneità • gli impianti di produzione elettrica	27	31	40
IPOTESI B • i clienti finali che soddisfano le soglie minime di idoneità • tutti i cogeneratori • gli impianti di produzione elettrica	31	33	41
Per memoria:			
Quota di apertura minima (art. 18 commi 3 e 4)	*20*	*28*	*33*
Quota di apertura minima in caso di superamento dei livelli indicati risultante dall'applicazione delle soglie minime di idoneità (art. 18 commi 5 e 6)	*30*	*38*	*43*

* Proiezioni inerziali della distribuzione dei consumi 1997.

Il riconoscimento dell'idoneità a tutti i cogeneratori, indipendentemente dai loro consumi, assicura il superamento della quota di apertura più ampia prevista per l'anno 2000, pari al 30 per cento. La previsione per quell'anno, ormai accreditata, di un ulteriore significativo aumento dei consumi del settore termoelettrico, lascia margini ancora più ristretti per i clienti finali, nell'ipotesi di apertura al livello minimo del 30 per cento.

INNOVAZIONE E TECNOLOGIE PRODUTTIVE

Le possibilità di rigassificazione

Le opportunità per lo sviluppo di un mercato più concorrenziale offerte dal gas naturale liquefatto (Gnl) sono connesse con la diversificazione delle fonti e l'approvvigionamento diretto.

La minore rigidità di percorso che caratterizza il trasporto di Gnl rispetto al gas naturale via metanodotto è in grado di ridurre il potere negoziale delle attuali controparti esportatici verso l'Europa (e verso l'Italia in particolare), facilitando il processo di liberalizzazione attraverso un'offerta più flessibile. Forniture concentrate in singoli siti costieri (grandi centrali termoelettriche) sono realizzabili con Gnl indipendentemente dalle strutture di trasporto esistenti. L'utilizzatore finale può quindi rifornirsi dal produttore senza l'intermediazione del gestore della rete di trasporto, superando in tal modo l'elemento di monopolio naturale della filiera del gas, che è appunto la rete.

La complessità della tecnologia impiegata (cicli frigoriferi per basse temperature, leghe speciali, misure di sicurezza, navi metaniere dalla tecnologia sofisticata) rende però più costoso il trasporto e lo stoccaggio del Gnl, rispetto al trasporto in condotta e allo stoccaggio sotterraneo di gas non liquefatto. I progetti per l'importazione del Gnl vengono impostati, come gli altri progetti di approvvigionamento di gas naturale, con durate lunghe (20-25 anni) e con impegni definiti di consegna e di ritiro. Il trasporto in forma di Gnl risulta competitivo solo per distanze molto grandi (oltre 3.000 km, indicativamente) o laddove i costi degli impianti siano già ammortizzati (come nel caso del trasporto di Gnl dall'Algeria verso la Spagna). Anche nel caso di distanze inferiori ai 3.000 km l'esigenza di accrescere la competitività nei mercati di consumo impone al produttore una riduzione del prezzo della materia prima, a parziale compensazione del maggior costo di trasporto, rispetto al gas importato con gasdotto.

L'attuale tendenza all'allungamento della vita utile delle navi metaniere (fino a 35-40 anni) apre nuovi spazi allo sviluppo competitivo del Gnl, con l'aumento della disponibilità di vettori e con la diminuzione del costo di trasporto.

Il commercio internazionale

Gli scambi mondiali di Gnl sono in aumento: secondo i dati Aie tra il 1994 e il 1996 le importazioni mondiali di Gnl sono cresciute del 15,5 per cento, passando da 90 a 104 miliardi di mc.

Secondo i dati *Cedigaz* l'Europa ne importa annualmente 14 milioni di tonnellate (equivalenti a 19 miliardi di mc standard), vale a dire il 9 per cento circa del suo consumo totale di gas naturale. Il Giappone, che acquista il 64 per cento degli scambi mondiali di Gnl, ne importa 57 milioni di tonnellate all'anno equivalenti a circa 62 miliardi di mc (pari alla quasi totalità del fabbisogno giapponese di gas naturale).

Negli ultimi anni gli scambi di Gnl per contratti *spot* (inclusi i contratti a breve) sono aumentati notevolmente da 2,3 miliardi di mc nel 1994 a 4,7 miliardi di mc nel 1995 e a 7,0 miliardi di mc nel 1996. Una parte significativa di questi scambi è costituita da contratti di breve termine (cioè della durata di qualche anno) soprattutto fra Indonesia e Corea del Sud. Tali scambi a breve ammontavano a 2,0, 3,1 e 4,7 miliardi di mc negli anni 1994, 1995 e 1996. La tendenza in questo segmento dovrebbe rafforzarsi per il rallentamento della crescita degli scambi di lungo periodo: nel 1998 l'offerta di Gnl sul mercato *spot* è infatti aumentata in modo notevole grazie al calo della domanda in Giappone e in Corea. Secondo alcune fonti anche nei prossimi anni le minori importazioni del Giappone dovrebbero rendere disponibili quantitativi di Gnl nell'ordine di almeno 2-5 miliardi di mc annui.

Anche l'Italia ha recentemente iniziato ad acquistare Gnl sui mercati *spot*. Rientra infatti tra i contratti *spot* l'acquisto di Edison di 925 milioni di mc di Gnl provenienti da Abu Dhabi, valido per il biennio 1998-99. Il trasporto viene effettuato con navi di Snam attraverso il terminale di Panigaglia.

I vantaggi del gas naturale liquefatto

Il vantaggio del Gnl rispetto al gas trasportato in condotta è dato dalla minore dipendenza dalla rete di trasporto e da un fornitore unico. Il Gnl è in grado di offrire maggiori garanzie agli utenti sul fronte della sicurezza degli approvvigionamenti: l'impianto di rigassificazione e le navi metaniere, infatti, sono impiegabili – in linea di principio – con una pluralità di impianti di liquefazione (non così i gasdotti *upstream*). Viceversa nel trasporto in condotta l'intero investimento (il gasdotto) è indissolubilmente legato alla sua fonte originaria di approvvigionamento. Questo vantaggio può compensare in parte i costi più elevati.

Dalla maggiore dipendenza, rispetto al fornitore, del trasporto in condotta deriva inoltre una più elevata vulnerabilità del compratore (che solitamente è anche il finanziatore diretto o indiretto dell'opera, almeno per i casi che riguardano l'Italia). Una volta posato il gasdotto, l'acquirente rimane infatti esposto alle

richieste di rinegoziazione del venditore: nel caso in cui queste divengano molto onerose, non ha altra scelta che accettarle (magari aumentando i prezzi ai propri clienti) o perdere l'investimento sulle condotte che ha costruito.

Un esempio di tale vulnerabilità e delle ripercussioni negative che questa può avere sull'acquirente - e indirettamente sugli utenti finali si ebbe all'inizio degli anni ottanta. Appena terminato, il gasdotto per l'importazione di gas dall'Algeria (che ha richiesto un investimento cospicuo) rimase inattivo per circa un anno e mezzo, periodo durante il quale Snam tentò di opporsi alla richiesta della società esportatrice algerina *Sonatrach* di rinegoziare il prezzo della fornitura. La questione si risolse con intese intergovernative italo-algerine con il riconoscimento a Snam di un'integrazione finanziaria dello Stato (legge 2 maggio 1983, n. 151) per tre anni a compensazione dell'aumento del prezzo rispetto a quello inizialmente pattuito. Anche la negoziazione delle *royalties* di transito in Tunisia sembra aver risentito della totale irreversibilità dell'investimento ormai effettuato.

Casi simili sono meno frequenti nelle forniture di Gnl, dove l'indipendenza da un metanodotto permette di sfruttare il vantaggio che risulta tanto maggiore quanto più diversificate sono le fonti alternative di approvvigionamento che esso rende fruibili e quanto più elevata è la loro disponibilità residuale.

La diversificazione dei flussi

Attualmente le importazioni europee provengono in massima parte da Russia e Nordafrica. In prospettiva, la diversificazione delle fonti può riguardare il Golfo Persico, i Caraibi e la Nigeria. In queste aree sono programmati nuovi impianti di liquefazione per una capacità produttiva annua di circa 30 milioni di tonnellate (corrispondenti a quasi 40 miliardi di mc).

Con riferimento alla situazione italiana l'accordo Enel-Snam-Golf per la consegna a Montoir-de-Bretagne di gas algerino inizialmente destinato alla Francia, in cambio di gas russo, offre un esempio della flessibilità offerta da un sistema integrato di gasdotti e di impianti di Gnl.

Note

1 Nel paniere dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati con base 1995=100, dal quale sono tratti i valori commentati nel testo, l'Istat rilevava mensilmente tre prezzi del gas, posti all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione": (i) gas per cottura cibi e produzione di acqua calda, (ii) gas per riscaldamento individuale e (iii) gas in bombole. Soltanto le prime due voci riguardavano il gas per usi civili distribuito a mezzo rete urbana, il cui prezzo è regolato dall'Autorità. La metodologia di rilevazione è stata illustrata nella *Relazione* dello scorso anno, alla quale si rimanda. Dal gennaio 1999, tuttavia, l'Istat ha completamente rivisto il sistema di rilevazione dei prezzi al consumo e la sua architettura. La descrizione del nuovo e complesso sistema non viene affrontata in questa sede in quanto - in mancanza della presentazione dei nuovi dati - esula dagli scopi di questa *Relazione*.

2 Nel paniere con base 1995=100 la voce "Gas per cottura cibi e produzione di acqua calda" incideva per lo 0,0901 per cento sul calcolo dell'indice generale (compresi i tabacchi), mentre l'incidenza del gas per riscaldamento era dell'1,3780 per cento. Nel nuovo paniere per le famiglie di operai e impiegati l'incidenza percentuale dell'insieme delle voci relative al servizio gas è diminuita, passando da 1,6796 a 1,5189.

3 Per una descrizione puntuale del metodo tariffario attualmente vigente si rimanda alla *Relazione annuale sul 1997*.

4 Calcolato sulla base del rapporto tra il totale delle calorie vendute e il numero di utenti.

5 Le cifre riportate per questa tariffa costituiscono il risultato di una media ponderata in cui si sono aggregate tutte le numerose sotto-tipologie previste per la T3 utilizzando come pesi le vendite di gas effettuate nel 1995.

6 Calcolata in percentuale del prezzo lordo.

7 Nelle tavole sono riportate i valori dell'imposta di consumo per il 1998, anno a cui si riferisce la struttura tariffaria descritta, insieme a quelli in vigore dal 16 gennaio 1999, modificati per l'introduzione della *carbon tax* (*cfr.* Capitolo 1).

8 Si veda la *Relazione* dello scorso anno.

9 I dati comunicati all'Aie sono relativi alle sole forniture della Snam (Italgas per le utenze civili e Snam per le utenze industriali) che rappresentano rispettivamente circa il 30 e l'80 per cento del totale. Pertanto si è ritenuto opportuno evidenziare per l'Italia anche i dati raccolti dall'Autorità oltre a quelli pubblicati dall'Aie.

10 Provvedimento 6926 del 25/02/99.

11 Ai fini della normativa della Carta dei servizi, per utenti civili si intendono gli utenti residenziali e del terziario.

12 *Cfr. Rapporto sulla qualità del servizio gas nel 1997, Quaderni dell'Autorità*, Collana *Documenti* n.1, Autorità per l'energia elettrica e il gas, gennaio 1999.

13 Sulla metodologia e gli elementi della valutazione del rispetto degli standard specifici si veda il Capitolo 2.

14 I risultati di tale indagine verranno pubblicati nei *Quaderni dell'Autorità* nella collana *Documenti*.

15 Ggas utilizzato allo scopo di permettere il prelievo del gas dagli impianti di stoccaggio, che deve restare *in situ* per mantenere in pressione il giacimento.

4. L'ATTIVITÀ SVOLTA AI SENSI DELLA LEGGE N. 481/95: IL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA

L'attività svolta dall'Autorità nel settore dell'energia elettrica nel corso del 1998 è stata caratterizzata dalla definizione dei primi provvedimenti di attuazione del disegno di riordino tariffario, delineato nel corso dell'anno precedente[1], e dalla segnalazione al Governo e al Parlamento ai fini del recepimento e dell'attuazione nel quadro legislativo nazionale della Direttiva 96/92/CE.

La definizione dei corrispettivi di vettoriamento dell'energia elettrica è uno dei prerequisiti per garantire un accesso equo e non discriminatorio alle reti da parte di tutti gli operatori che ne facciano richiesta e una condizione necessaria per lo sviluppo della concorrenza nelle fasi della generazione e della fornitura. Date le limitazioni e distorsioni del regime precedentemente in vigore, l'Autorità, contestualmente all'approvazione del decreto legislativo per l'attuazione della Direttiva 96/92/CE, ha definito nuove condizioni tecnico-economiche per il servizio di vettoriamento e scambio.

Tenendo conto delle osservazioni e proposte raccolte in risposta alla diffusione del documento *Linee guida per la regolamentazione delle tariffe dei servizi di vettoriamento e di fornitura dell'energia elettrica e per i contributi di allacciamento* nel marzo del 1998, l'Autorità ha definito gli aspetti metodologici propedeutici alle nuove proposte per le tariffe di fornitura dell'energia elettrica. L'aggiornamento bimestrale delle tariffe elettriche, la gestione del graduale ripianamento di alcuni oneri di sistema pregressi e le modifiche ai contributi in tariffa rientrano anch'esse fra quelle attività volte a rendere coerente il nuovo disegno di ordinamento tariffario che va delineandosi.

L'attività svolta dall'Autorità in materia di promozione della concorrenza è stata significativa e ha condotto alla presentazione di un documento di osservazioni e proposte al Governo in materia di riassetto del settore elettrico e di una memoria al Parlamento sullo schema iniziale di decreto per l'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE.

Le attività di stimolo all'introduzione della concorrenza comprendono l'attività preparatoria per la definizione di direttive di separazione amministrativa e contabile, l'intervento in materia di contratti pluriennali di fornitura a utenti con elevati consumi e di cessione di energia da parte di piccoli e piccolissimi impianti idroelettrici, la diffida all'Enel Spa in relazione al ritiro delle eccedenze elettriche e le proposte per la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate.

Fra le attività di revisione normativa e funzionale si segnalano la riorganizzazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico, la chiusura del provvedimento relativo al riconoscimento degli oneri nucleari ammessi a reintegrazione, le pro-

poste di aggiornamento e adattamento dei contributi previsti per la produzione di energia da fonti rinnovabili ai sensi dei provvedimenti Cip 29 aprile 1992, n. 6 e Cip 14 novembre 1990, n. 34 e le tariffe speciali per le zone terremotate.

L'attività di verifica e controllo ha conosciuto una forte espansione che ha condotto a interventi in materia di violazione della normativa tariffaria vigente, a controlli presso le imprese elettriche minori nonché a numerosi accertamenti tecnici in relazione alla verifica degli impianti e iniziative sottostanti al regime definito dai già citati provvedimenti Cip n. 34/90 e n. 6/92.

RIFORMA DELL'ORDINAMENTO TARIFFARIO

Nuovo regime per i servizi di vettoriamento dell'energia elettrica

Per vettoriamento si intende l'utilizzo del sistema di trasmissione nazionale e delle reti di distribuzione per il trasporto dell'energia elettrica da un punto di immissione ad un punto di prelievo. L'elemento qualificante del vettoriamento è la simultaneità di immissione e prelievo da parte dell'utilizzatore del servizio di vettoriamento. Qualora invece immissione e prelievo avvengano in ore diverse l'energia elettrica si considera scambiata.

Il regime in vigore prima della delibera dell'Autorità

I servizi del vettoriamento e dello scambio di energia elettrica erano già presenti nella normativa vigente limitatamente a specifiche destinazioni dell'elettricità (ad esempio autoproduzione/autoconsumo e energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate)[2] e altre condizioni vincolanti. Nel 1997 l'energia vettoriata o scambiata rappresentava l'1-2 per cento dell'elettricità complessivamente consumata.

I corrispettivi per il vettoriamento dell'energia elettrica e i parametri relativi allo scambio, fissati nel provvedimento Cip n. 6/92, non riflettevano in maniera adeguata i costi del servizio poiché:

- i pedaggi aumentavano in maniera proporzionale alla distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna dell'energia elettrica, mentre tale distanza non concorre in generale a formare il costo del vettoriamento;
- i parametri di scambio non riflettevano in modo trasparente i costi dovuti alla compensazione intertemporale fra immissione e prelievo;
- nei corrispettivi non era individuabile alcuna componente riferita ai cosiddetti servizi "ancillari".

Inoltre il vuoto normativo dovuto all'assenza di una disciplina del vettoriamento sulle reti a bassa tensione è stato causa di un continuo contenzioso tra

l'Enel Spa e i soggetti richiedenti il servizio di vettoriamento.
L'impatto di queste limitazioni è stato probabilmente trascurabile stante le modeste quantità di energia vettoriata o scambiata. Tali limitazioni rendevano tuttavia inadeguata la disciplina prevista dal provvedimento Cip n. 6/92 nella prospettiva della progressiva liberalizzazione del sistema elettrico che si ritiene sia destinata a produrre un aumento rilevante dei quantitativi di energia elettrica vettoriata e scambiata.

Il processo decisionale

Nel novembre 1998, facendo seguito ai documenti per la consultazione *Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario* del giugno 1997 e *Linee guida per la regolamentazione delle tariffe dei servizi di vettoriamento e fornitura dell'energia elettrica e dei contributi di allacciamento* del marzo 1998, l'Autorità ha sottoposto a consultazione uno schema di delibera contenente nuove condizioni tecnico-economiche per il servizio di vettoriamento e per alcuni altri servizi di rete.
Le osservazioni formulate dagli operatori hanno indotto l'Autorità ad apportare alcune revisioni dello schema proposto, con particolare riferimento al servizio di riserva di potenza e allo scambio di energia elettrica.
Con riferimento al servizio di riserva di potenza, alcuni operatori hanno suggerito l'opportunità di renderne facoltativo l'acquisto dal gestore del sistema, mentre nello schema sottoposto a consultazione esso era obbligatorio. Con riferimento allo scambio, i commentatori hanno sottolineato l'opportunità di rinnovare la disciplina di tale istituto contestualmente a quella relativa al vettoriamento.

La nuova disciplina del vettoriamento e scambio

L'Autorità con la delibera 18 febbraio 1999, n. 13 ha adottato una nuova *Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete.*
La nuova disciplina si prefigge di adeguare la regolamentazione dei servizi di vettoriamento e scambio al loro utilizzo per la fornitura sul mercato libero dei clienti idonei, destinati a costituire un segmento rilevante e in progressiva espansione della domanda. La nuova disciplina potrà essere integrata in seguito a una più precisa definizione delle modalità organizzative del mercato concorrenziale dell'energia elettrica in Italia in attuazione del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
La nuova disciplina persegue tre finalità:

- predisporre condizioni non discriminatorie per l'accesso alle reti da parte di tutti gli operatori abilitati e un sistema di corrispettivi quanto più possibile

neutrale rispetto alla scelta fra ricorso al mercato libero e ricorso al mercato vincolato;

- indurre gli esercenti dei sistemi di rete a gestire e sviluppare le infrastrutture in condizioni di efficienza;
- prevenire l'esercizio di potere di mercato da parte del soggetto monopolista dei servizi di vettoriamento e scambio.

La disciplina di vettoriamento stabilisce le modalità tecniche ed economiche che permettono ai clienti liberi, identificati dal decreto di recepimento della Direttiva elettrica, di richiedere al gestore della rete il servizio di trasporto dal punto di immissione al punto di prelievo. Esse saranno soggette, dal 2000, al meccanismo di indicizzazione parziale (*price cap*) previsto dalla legge istitutiva dell'Autorità.

Il costo del servizio di vettoriamento, espresso dalle tariffe stabilite dall'Autorità, verrà incorporato nei contratti bilaterali che saranno stipulati sul mercato libero; il suo effettivo trasferimento in capo al generatore o al cliente idoneo, o la sua ripartizione tra i due soggetti anche per il tramite di un operatore intermedio, rifletterà le relazioni contrattuali che si stabiliranno in questo segmento di mercato. Il ricavo tariffario sarà corrisposto ai gestori delle reti di trasmissione e di distribuzione come remunerazione dei servizi forniti.

Il costo del servizio di vettoriamento viene determinato sulla base di un corrispettivo di potenza e di un corrispettivo per l'uso del sistema, entrambi di entità variabile nel corso del tempo. La quantità effettiva di energia consegnata viene decurtata per tenere conto delle perdite di rete attraverso un pedaggio espresso in termini percentuali dell'energia elettrica immessa in rete: l'aggiustamento contabile avviene annualmente, al momento della riconciliazione fra i flussi di energia. I pedaggi sono differenziati a seconda della regione in cui l'impianto di generazione è situato e hanno una struttura simile a quella dei corrispettivi di potenza.

Stante la difficoltà di definire esattamente l'effettivo percorso compiuto dall'elettricità consegnata al cliente finale, i corrispettivi di potenza e i pedaggi a copertura delle perdite verranno riferiti agli elementi di un "percorso convenzionale". Tale percorso consiste di una sequenza convenzionale di distanze e di trasformazioni di tensione: la prima è determinata sulla base della distanza in linea d'aria tra i punti di immissione e di prelievo, la seconda dai livelli predefiniti di tensioni di immissione e di prelievo. La componente della tariffa connessa alla distanza convenzionale riflette anche il grado di utilizzo del sistema di trasporto dell'energia elettrica in alta tensione, distinguendo tra fasce orarie di utilizzo del sistema: ore di punta, ore di alto carico, ore di medio carico, ore vuote.

L'articolazione dei corrispettivi e le modalità di determinazione del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata danno luogo a una struttura del corrispettivo di potenza di tipo "a francobollo" - ossia indipendente dalla distanza effettivamente percorsa - per ciascun livello di tensione; viene tuttavia prevista una riduzione qualora la distanza convenzionalmente percorsa su reti ad alta tensione sia inferiore a soglie predeterminate. L'indipendenza dalla distanza non penalizza la fornitura di energia nelle aree meno sviluppate del paese, dove più acuto è lo sbilancio fra domanda e offerta di energia, e contribuisce pertanto ai processi di riequilibrio territoriale.
Sono inoltre previsti sconti ai corrispettivi di potenza per l'utilizzo del servizio di vettoriamento da parte di alcune categorie di impianti di generazione a fonti rinnovabili e assimilate.

Il corrispettivo per l'uso del sistema è suddiviso in cinque componenti: a) servizi dinamici (regolazione della frequenza); b) regolazione della tensione; c) dispacciamento; d) misurazione; e) riserva di potenza. La componente relativa ai servizi dinamici si applica anche agli autoproduttori che non utilizzano il servizio di vettoriamento.
Ai corrispettivi di vettoriamento sono applicate maggiorazioni per la copertura degli oneri derivanti dall'abbandono del programma nucleare e dal sostegno della generazione di energia elettrica con fonti rinnovabili e assimilate. La struttura per livelli di tensione e l'entità di tali maggiorazioni sono analoghi a quelle applicate, con lo stesso scopo, alle tariffe regolamentate di fornitura con corrispondenti caratteristiche di prelievo.
Con riferimento allo scambio di energia elettrica, sono fissati i rapporti di scambio tra eccessi di immissioni rispetto al prelievo in un'ora e eccessi di prelievo rispetto all'immissione in un'ora differente, che dipendono dalle fasce orarie in cui tali eccessi hanno luogo e dalla programmabilità o meno dell'impianto di generazione che utilizza lo scambio. Viene anche definito il metodo di valorizzazione degli eccessi di produzione e consumo non compensati su base annua.

Attività preparatorie per la definizione delle tariffe del servizio di fornitura dell'energia elettrica

L'Autorità, contestualmente alla definizione da parte del Governo e del Parlamento del nuovo assetto del settore elettrico e coerentemente con le *linee guida* presentate nel marzo del 1998, ha svolto un'intensa attività preparatoria orientata alla messa a punto di nuove proposte per le tariffe di fornitura. Questa ha riguardato, in particolare, l'articolazione dei vincoli alle tariffe di

fornitura di energia elettrica agli utenti finali e la perequazione dei costi della fornitura del servizio elettrico nei diversi ambiti territoriali, necessaria per l'applicazione di tariffe uniformi sul territorio nazionale.
L'articolazione dei vincoli alle tariffe di fornitura agli utenti finali richiede da un lato l'individuazione di tutti i costi connessi all'esercizio elettrico sostenuti dal fornitore dell'utenza finale e, dall'altro, la determinazione dei criteri di attribuzione di tali costi alle diverse tipologie di utenza.

I costi dell'esercizio elettrico

La prestazione del servizio elettrico comporta costi di generazione, trasmissione, distribuzione e vendita. Nel regime anteriore all'approvazione del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 i costi di tali attività erano trasferiti nel loro insieme agli utenti attraverso le tariffe. Nel regime che risulta dal decreto n. 79/99 sono individuati soggetti economici distinti per lo svolgimento delle diverse attività. Di conseguenza alcune transazioni che nell'assetto precedente avvenivano all'interno di imprese elettriche verticalmente integrate, avverranno tra soggetti distinti e potranno essere oggetto di regolamentazione. Queste transazioni riguardano:

- la cessione di energia elettrica dai generatori all'Acquirente unico, che acquisterà l'energia elettrica utilizzata per la fornitura agli utenti vincolati;
- la cessione di energia elettrica dall'Acquirente unico ai fornitori, limitatamente alle forniture per gli utenti vincolati e a quelli idonei che non ricorrano al mercato libero;
- i servizi di affitto e la manutenzione delle infrastrutture della rete nazionale di trasmissione forniti dai proprietari delle infrastrutture stesse al gestore della rete di trasmissione nazionale;
- la fornitura dei servizi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete nazionale di trasmissione da parte del gestore ai fornitori, limitatamente alle forniture e agli utenti vincolati e a quelli idonei che non ricorrano al mercato libero[3].

I costi sostenuti direttamente dal fornitore di energia elettrica, oltre al costo di acquisto di energia elettrica dall'Acquirente unico di cui al punto b) comprendono anche i costi che si generano direttamente nella fase di distribuzione e in quella di vendita (stipulazione contratti di fornitura, misurazione dell'energia, fatturazione ed esazione).

I criteri di attribuzione

Ai fini dell'articolazione dei vincoli alle tariffe di fornitura dell'energia elettrica agli utenti finali l'insieme dei costi delle fasi del servizio elettrico deve essere attribuito alle diverse tipologie di utenza. Le caratteristiche tecniche dell'e-

nergia elettrica fanno si che la maggior parte delle risorse del settore, di personale e di capitale, vengano impiegate in ciascuna attività per offrire congiuntamente il servizio a tutta l'utenza. Essendo quindi impossibile individuare direttamente i costi del servizio elettrico riferibili a ciascuna classe di utenza, occorre definire criteri di imputazione alle diverse classi dei costi comuni. I criteri generali che l'Autorità intende utilizzare per l'attribuzione dei costi comuni delle diverse fasi del servizio alle diverse tipologie di utenza possono essere sintetizzati come segue.

La generazione di energia elettrica comporta costi fissi, che dipendono dal dimensionamento della capacità di generazione (per questo chiamati anche costi "di potenza") e costi variabili, determinati in larga misura dall'acquisto del combustibile impiegato nella generazione termoelettrica (detti anche costi "di energia"). Essendo l'energia elettrica un bene non immagazzinabile, la capacità di generazione deve essere dimensionata in modo da soddisfare la massima domanda del sistema. Quindi i costi fissi di generazione dipendono dal livello massimo della domanda e ciascun utente dovrebbe contribuire a tali costi sulla base della sua responsabilità alla formazione della punta. Inoltre i costi variabili risultano differenti in ogni istante temporale, poiché il *mix* dei combustibili utilizzato varia nel tempo in funzione della disponibilità degli impianti di generazione e del livello della domanda. In generale, in un mercato competitivo della generazione di energia elettrica basato sul dispacciamento secondo l'ordine di merito economico degli impianti, entrambe le tipologie di costo sono coperte attraverso un prezzo dell'energia, espresso quindi in lire/kWh, determinato di ora in ora dall'interazione di domanda e offerta di energia elettrica.

Il trasporto di energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione comporta costi in larga parte dipendenti dal dimensionamento delle infrastrutture, a sua volta dipendente dal grado di utilizzo delle stesse da parte dell'utenza. Le infrastrutture di trasmissione e distribuzione sono caratterizzate dalla possibilità di utilizzo simultaneo da parte di più utenti. Il livello di condivisione varia tuttavia a seconda del tipo di infrastruttura. I due estremi sono: da un lato un sistema di trasmissione caratterizzato dal massimo livello di condivisione in quanto su di esso transita l'energia elettrica prelevata da tutti gli utenti; dall'altro il segmento di linea che collega ciascun utente alla rete, che non è condiviso in quanto trasporta solo l'energia elettrica fornita a quell'utente. La responsabilità dell'utente nel causare il costo di una infrastruttura ha quindi natura diversa a seconda che tale infrastruttura sia specifica all'utente oppure "condivisa" tra più utenti che la utilizzano simultaneamente.

Il dimensionamento delle infrastrutture utilizzate per la fornitura congiunta a

più utenti, e quindi il loro costo, dipende dalla richiesta massima di potenza espressa congiuntamente da tutti gli utenti per la cui fornitura tali infrastrutture sono impiegate; un utente è quindi responsabile (di una quota) del costo di quell'infrastruttura solo se (ovvero nei periodi di tempo in cui) l'astensione dall'utilizzo dell'infrastruttura da parte di quell'utente consentirebbe una riduzione del dimensionamento e quindi del costo totale di quell'infrastruttura.
Il dimensionamento delle infrastrutture utilizzate per la fornitura ad un solo utente, e quindi il loro costo, dipende invece dalla richiesta di potenza massima da parte di quell'utente.

Il meccanismo di perequazione

Aspetto centrale nel disegno del meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione e vendita sostenuti dai distributori operanti in diversi ambiti territoriali è l'individuazione delle determinanti di tali costi che non sono sotto il controllo dei distributori e che pertanto devono essere perequati. A questo riguardo l'Autorità ha condotto una raccolta di informazioni circa i costi e le caratteristiche del territorio dei diversi distributori ed ha avviato l'analisi dei dati ottenuti, utilizzando anche tecniche econometriche.

Aggiornamento bimestrale delle tariffe elettriche

Il favorevole andamento dei prezzi internazionali del petrolio e la rivalutazione della lira nei confronti del dollaro hanno portato nel corso del 1998 a una riduzione del costo riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici (Ct), che ha comportato una diminuzione della parte B della tariffa.
La riduzione non si è riflessa in una contestuale diminuzione della tariffa per gli utenti finali. Sulla base di quanto disposto dal comma 8.3 della delibera 26 giugno 1997, n. 70, ogni aggiornamento in diminuzione della parte B della tariffa ha comportato un contestuale aumento della componente inglobata A1 della tariffa, componente destinata al ripianamento del conto per l'onere termico relativo agli anni 1994, 1995 e 1996 e primo semestre 1997.
L'operare di questo meccanismo ha permesso di completare il ripianamento del conto per l'onere termico entro la fine del 1998. A seguito di ciò l'Autorità ha ritenuto opportuno procedere a un riordino delle componenti inglobate nella parte A della tariffa.
In particolare, con la delibera 22 dicembre 1998, n. 161, l'Autorità ha provveduto a:

- sopprimere la componente tariffaria A1 destinata al ripianamento del conto per l'onere termico, la cui aliquota media effettiva aveva raggiunto un valore pari a circa 19,3 lire/kWh;

- adeguare la componente tariffaria A2 al fine di accelerare il rimborso degli oneri pregressi[4] connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura, innalzando l'aliquota media da 1,9 lire/kWh a 8 lire/kWh;
- adeguare la componente tariffaria A3 in connessione con le esigenze di gettito per la copertura dei contributi erogati dal Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, innalzando l'aliquota media da 9,6 lire/kWh a 11,2 lire/kWh;
- razionalizzare l'articolazione per classi di utenza delle componenti tariffarie A2 e A3.

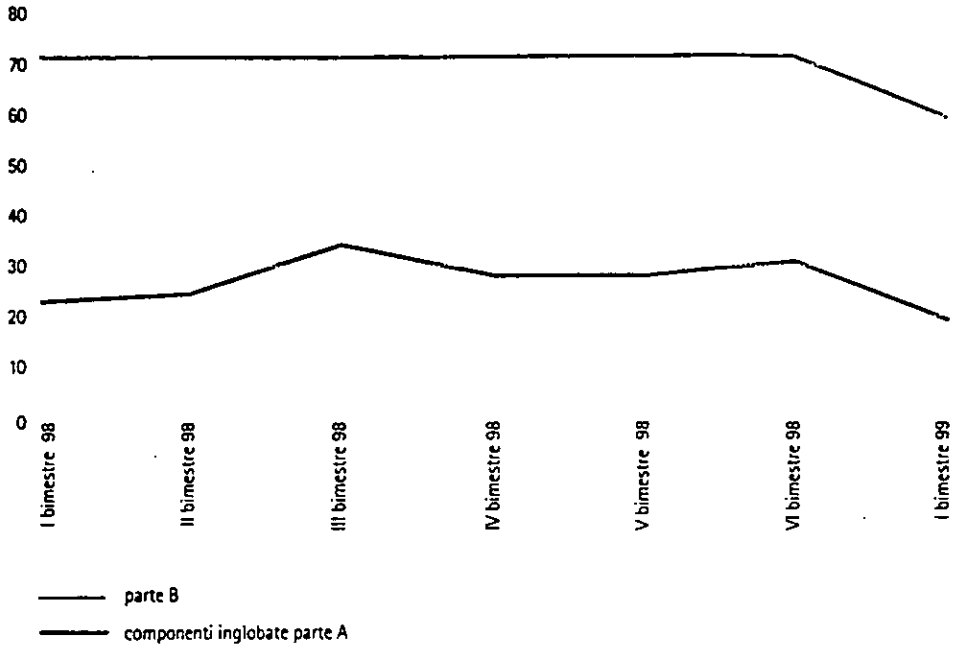
La nuova articolazione delle componenti A2 e A3 prevede che l'aliquota applicabile a ciascuna classe di utenza sia proporzionale alla quantità di energia elettrica che deve essere immessa in rete per garantire la fornitura di 1 kWh agli utenti appartenenti alla classe stessa, tenuto conto delle perdite di energia elettrica sulla rete.

Inoltre, a partire dall'1 marzo del 1999, con la medesima delibera n. 161/98, è stata modificata la struttura delle componenti tariffarie A2 e A3, distinguendo, per ciascuna componente tariffaria, una parte riferita alla potenza impegnata e una parte riferita all'energia elettrica fornita. In questo modo le due componenti tariffarie fanno riferimento a entrambi i principali parametri che definiscono il costo di fornitura di energia elettrica, distribuendo l'onere tra gli utenti sulla base di una più completa caratterizzazione della fornitura.

Gli effetti delle modificazioni sopra descritte sono evidenziati dalla figura 4.1 che presenta i valori medi delle componenti inglobate nella parte A della tariffa e della parte B della tariffa per l'anno 1998 e per il primo bimestre del 1999. La figura evidenzia l'invarianza dell'aliquota media complessiva durante il 1998, in ragione del ricordato meccanismo di ripianamento del conto onere termico, e la diminuzione delle tariffe all'utenza finale (pari ad un valore medio di circa 12 lire/kWh) che si è verificato in occasione del completamento di tale ripianamento e della soppressione della componente tariffaria A1.

Negli aggiornamenti successivi, le diminuzioni della parte B della tariffa hanno dato luogo a corrispondenti variazioni della tariffa per l'utente finale.

FIG.4.1 **ANDAMENTO DELLA PARTE B E DELLE COMPONENTI INGLOBATE NELLA PARTE A DELLA TARIFFA ELETTRICA**



Note
Le aliquote medie sono calcolate considerando l'energia fatturata 1997 (stima sulla base dei dati Cese del 1996). In particolare l'aliquota media è calcolata nel seguente modo: sommatoria (aliquota applicata alla classe di utenza energia fatturata della classe di utenza)/ somma di energia.
Il totale aliquote medie corrisponde al totale del gettito di ciascuna aliquota diviso per il totale dell'energia.

Modifiche dei contributi bimestrali in tariffa

Con delibera dell'Autorità 24 giugno 1998, n. 74, contestualmente all'aggiornamento della tariffa elettrica per il quarto bimestre (luglio-agosto) 1998, sono stati modificati alcuni aspetti della delibera n. 70/97 e della delibera 28 ottobre 1997, n. 108. Le modifiche si riferiscono alle competenze dei conti gestiti dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico e alla gestione dei contributi alle imprese distributrici-acquirenti a copertura delle componenti del prezzo di cessione delle eccedenze di energia elettrica. Si tratta di due aggiustamenti tecnici, con un impatto nullo o estremamente contenuto sulla bolletta elettrica degli utenti.

La prima modifica ha riguardato i contributi relativi alle fonti rinnovabili e assimilate e il pareggio del conto costi energia[5]. Con la delibera n. 74/98 l'Autorità ha disposto:

- l'inclusione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate tra quella considerata ai fini della determinazione dei contributi ai costi di energia, equiparandola a tal fine alla produzione termoelettrica;
- l'attribuzione al conto costi energia della competenza su una quota del contributo spettante all'energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate, pari

al contributo riconosciuto alla produzione termoelettrica, lasciando a carico del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili o assimilate l'eventuale ulteriore quota.

Questo ha comportato la variazione, di uguale ammontare e di segno opposto, delle aliquote della componente A3 e della parte B della tariffa.

L'intervento dell'Autorità ha permesso di ovviare all'inconveniente insito nelle modalità di calcolo dei contributi che affluiscono al conto costi energia, conseguente alla delibera n. 70/97, per cui all'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate corrispondeva un aumento, ingiustificabile in base ai costi, dei contributi erogati alle imprese produttrici-distributrici. Ciò a fronte di una contemporanea crescita di contributi finanziati dal conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili o assimilate, con necessità di adeguamenti tariffari. Prima delle modifiche introdotte infatti, un aumento della quota della produzione nazionale di energia elettrica ottenuta da fonti rinnovabili o assimilate comportava una diminuzione del rapporto tra energia elettrica ammessa al contributo ai costi di energia ed energia elettrica assoggettata alla parte B della tariffa, da cui tale contributo è finanziato. Il comma 6.14 della delibera n. 70/97 prevedeva inoltre l'assorbimento dell'eventuale eccesso di gettito rispetto ai contributi da erogare dal conto costi energia tramite l'aumento dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici. Al fine di ridurre l'incertezza per le imprese produttrici-distributrici relativamente ai contributi ai costi di energia a queste riconosciuti è stato, con lo stesso provvedimento, soppresso il comma 6.14 della delibera n. 70/97. Dopo tale modifica eventuali deficit o eccessi di gettito del conto costi energia sono compensati in sede di aggiornamento bimestrale della parte B della tariffa da parte dell'Autorità.

La seconda modifica ha riguardato le modalità di determinazione dei parametri Qt^* e Qi^* per impianti nuovi o ammodernati, entrati in funzione da meno di tre anni[6]. A questo proposito, occorre ricordare che il meccanismo di riconoscimento dei contributi ai costi di energia previsto dall'art. 6 della delibera n. 70/97 si basa, per una parte significativa, sui livelli di produzione nei tre anni precedenti.

In questo contesto, l'entrata in servizio di un nuovo impianto introduce una discontinuità nell'assetto produttivo dell'impresa e deve essere pertanto considerata specificatamente. A tale fine opera il comma 6.13 che, nella versione anteriore alle modifiche della delibera n. 74/98, poteva portare all'erogazione di contributi non giustificati sulla base dei costi sostenuti dall'impresa. Con la delibera n. 74/98 tale possibilità viene esclusa modificando le modalità di calcolo dei coefficienti di Qt^* e Qi^*.

PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E NUOVI ASSETTI DEL SERVIZIO

Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'attuazione della Direttiva 96/92/CE

Con la delibera 21 ottobre 1998, n. 127 l'Autorità ha trasmesso al Governo e al Parlamento un documento contenente osservazioni e proposte per l'attuazione della Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'elettricità.

Nel documento si pone l'attenzione sui principali fattori di criticità per l'avvio, in tempi ravvicinati e certi, di un reale processo di liberalizzazione volto a stimolare l'efficienza e la modernizzazione del settore elettrico nel rispetto dei diritti dei consumatori e della tutela dell'ambiente. Nel processo di riorganizzazione del settore elettrico si ravvisa l'esigenza di adottare decisioni capaci di rafforzare la competitività delle imprese elettriche italiane nel contesto del mercato unico europeo e, allo stesso tempo, volte a definire un quadro di regole certe a garanzia dell'universalità, della qualità e della sicurezza del servizio.

I punti salienti del nuovo disegno di assetto su cui il documento si sofferma sono:

- La liberalizzazione del settore dovrebbe essere accompagnata dallo sviluppo di condizioni concorrenziali nella generazione di energia elettrica. Ciò richiede, tra l'altro, una pluralità di operatori, ciascuno caratterizzato da una quota di mercato e un portafoglio di impianti di generazione tali da promuovere la concorrenza ai diversi livelli di domanda che caratterizzano i vari periodi del giorno e dell'anno. L'Autorità propone che sia introdotto un limite massimo alla quota della capacità complessiva di generazione nazionale e di importazione che ciascun soggetto avrebbe potuto controllare, direttamente o indirettamente. Questo limite, suggerisce l'Autorità, dovrebbe essere fissato al 50 per cento entro la fine del 2001 e al 30 per cento entro i tre anni successivi. Inoltre, in considerazione dell'attuale concentrazione della capacità di generazione in capo ad un unico soggetto dominante, il rispetto di questo vincolo richiederebbe la dismissione di impianti da parte del soggetto dominante, da attuarsi in tempi rapidi e con procedure chiare e trasparenti.
- La garanzia di neutralità della gestione delle infrastrutture di trasporto dell'energia elettrica, soprattutto quelle funzionali alla fornitura a clienti idonei. In questo senso la creazione di un gestore della rete di trasmissione nazionale indipendente fornisce le migliori garanzie di accesso paritetico alla rete, a condizioni trasparenti e non discriminatorie. Questo soggetto dovrebbe essere responsabile del dispacciamento degli impianti di generazione e delle linee di trasmissione, nonché della gestione unificata, della

manutenzione e dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale; quest'ultima dovrebbe essere definita, a meno di limitate eccezioni (ad esempio, gli anelli in alta tensione della distribuzione in aree metropolitane) come l'insieme di linee ad alta ed altissima tensione e delle relative stazioni di trasformazione. Per consentire una sua maggiore funzionalità, a questo soggetto dovrebbe essere trasferita la proprietà di quella parte di rete nazionale di trasmissione attualmente posseduta dell'Enel, mentre nel caso delle linee possedute da altri soggetti dovrebbe essere previsto un sistema di convenzioni per regolare i rapporti tra gestore e proprietari.

- La creazione di una pluralità di zone di distribuzione, ciascuna di dimensione non superiore a quella media delle attuali direzioni distribuzione dell'Enel (14 sul territorio nazionale), garantirebbe che, anche in mancanza di concorrenza diretta in un'attività con caratteristiche di monopolio naturale, la concorrenza di tipo comparativo (*yardstick competition*) possa creare stimoli agli incrementi di efficienza. Allo stesso modo, misure di razionalizzazione dell'attività di distribuzione potrebbero non essere limitate esclusivamente alle aree metropolitane, come previsto nella legge delega, ma estese anche a quelle situazioni locali ove la eccessiva frammentazione della gestione della distribuzione da luogo a realtà ben inferiori alle soglie dimensionali di efficienza.
- Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica dovrebbe essere organizzato attraverso una borsa obbligatoria nella quale, almeno in una prima fase, verrebbe scambiata tutta l'energia elettrica prodotta o importata in Italia. A questa borsa si affiancherebbero due altri mercati, per i quali però non sarebbe previsto l'obbligo di concentrazione degli scambi. Nel primo verrebbero trattati contratti, anche di lungo periodo, sulla capacita di generazione; questi contratti darebbero diritto, a chi li acquistasse, alla garanzia di riserva di potenza di generazione, ovvero di ricevere energia elettrica anche qualora l'offerta nella borsa elettrica fosse insufficiente a soddisfare tutta la domanda. Nel secondo verrebbero scambiati contratti finanziari per la gestione e copertura del rischio di prezzo sulla borsa dell'energia.
- Per quanto riguarda la definizione dei clienti idonei, fra gli elementi qualificanti per un reale avvio di una domanda di elettricità libera vi sarebbero il rispetto delle quote di apertura fissate dalla Direttiva al netto delle quote degli autoproduttori, l'inclusione fra i clienti liberi dei soggetti giuridici con più punti di prelievo e consorzi o società consortili di imprese e l'attribuzione al cliente libero della facoltà, ma non dell'obbligo, di approvvigionamento sul mercato libero.

Il 27 ottobre 1998 il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha trasmesso al Governo uno schema di decreto di riassetto del settore elettri-

co, in attuazione della delega parlamentare della Direttiva 96/92/CE, che recepiva sostanzialmente molte delle osservazioni e proposte dell'Autorità. Lo schema è stato approvato dal Consiglio dei ministri, in via preliminare, in data 10 novembre 1998 e rinviato al Parlamento il 23 novembre per la raccolta di pareri e proposte dalle Commissioni competenti.

Il 26 gennaio 1999 l'Autorità, nel corso dell'audizione nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sul riassetto del settore elettrico davanti alle Commissioni riunite industria, commercio e turismo del Senato della Repubblica e attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, ha presentato una memoria in cui venivano formulate proposte di integrative del testo legislativo predisposto dal Governo.

Nella memoria l'Autorità ha identificato nello schema di decreto presentato una tappa decisiva per la trasformazione del sistema elettrico italiano nel contesto europeo, rilevando che molte delle indicazioni formulate nel documento contenente le osservazioni e proposte dell'Autorità dell'ottobre 1998 avevano trovato riscontro nel testo governativo.

Il Governo, tenuto conto del parere delle Commissioni parlamentari e di altri organi istituzionali, ha modificato il testo e deliberato il decreto legislativo il 19 febbraio 1999. Tale decreto, firmato dal Capo dello Stato il 16 marzo (n. 79/99) è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il 31 marzo ed è entrato in vigore il giorno successivo, 1 aprile 1999.

Separazione contabile e amministrativa delle attività del servizio elettrico

Con la delibera 22 settembre 1997, n. 99, l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione di una direttiva in materia di separazione contabile e amministrativa delle imprese elettriche verticalmente integrate, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera f), della legge n. 481/95.

Le consultazioni

Coerentemente con la procedura che l'Autorità ha definito per la formazione di atti normativi e di atti a contenuto generale è stato diffuso un documento per la consultazione al fine di sollecitare osservazioni e pareri dalle parti interessate. Apposite audizioni sono state tenute nei mesi di maggio e giugno 1998. Il documento di consultazione è stato anche trasmesso alla Consob, di cui si è acquisito il parere.

Le osservazioni acquisite hanno nel loro insieme consentito di definire uno schema di articolato che, alla data di chiusura della presente *Relazione*, si prevede venga approvato dall'Autorità nel corso delle prossime riunioni.

Al termine delle audizioni è stata avviata la stesura di una proposta di direttiva.

Considerato l'impatto che la direttiva potrà avere sull'organizzazione delle imprese e tenuto conto dell'esigenza di garantire agli operatori un quadro normativo di riferimento certo, armonico e integrato, l'emanazione della direttiva è stata rinviata in vista della definitiva approvazione del decreto legislativo n. 79/99.
Le principali osservazioni acquisite sul documento di consultazione riguardano: l'opportunità di garantire la riservatezza ai dati aziendali distinguendo il grado di dettaglio dei documenti da pubblicare da quelli da sottoporre unicamente all'Autorità; la necessità di predisporre un sistema di separazione in linea con le norme del diritto societario (con particolare riferimento a quanto contenuto nel documento di consultazione riguardo alla nomina di un gestore per ciascuna attività); l'opportunità di chiedere a tutti gli operatori del settore elettrico di applicare le norme di separazione contabile e amministrativa.
Nell'elaborazione della proposta di direttiva dell'Autorità è stata dedicata particolare attenzione al problema della riservatezza dei dati aziendali, questione di primaria importanza specie in contesti concorrenziali, come sottolineato anche dalla Consob nel suo parere.
Altre osservazioni riguardano la definizione delle esenzioni all'applicazione delle norme di separazione contabile e amministrativa, l'identificazione delle singole attività e dei servizi comuni, la valutazione dei prezzi di trasferimento fra attività appartenenti al medesimo soggetto giuridico, la ripartizione dei costi e dei ricavi delle singole attività, soprattutto riguardo alle poste inerenti la gestione finanziaria.

La proposta di direttiva

Per quanto riguarda i contenuti, la proposta di direttiva dell'Autorirtà rispecchia l'impostazione contenuta nel documento di consultazione diffuso nel corso del 1998.
La proposta di direttiva prevede che le imprese integrate costituiscano apposite strutture amministrative, denominate "attività", alle quali devono essere attribuiti costi, ricavi, attività e passività. Le tipologie di attività sono definite in accordo con il contenuto del decreto legislativo n. 79/99, e costituiranno insieme ai servizi comuni le unità elementari delle rilevazioni di contabilità generale. L'unità contabile "servizi comuni" risponde all'esigenza di allocare poste economiche, finanziarie e patrimoniali non ripartibili.
Le attività devono essere gestite in modo autonomo, come se fossero imprese separate, e i sistemi di controllo ad esse relativi devono consentire la rilevazione di informazioni riguardanti eventi e situazioni che possano produrre effetti sui risultati economici della singola attività.
Quanto agli obblighi di natura contabile imposti ai soggetti operanti nel settore è prevista la redazione di due rendiconti: rendiconti analitici per l'Autorità e rendiconti più sintetici e caratterizzati dalla presentazione di risultati lordi e dal

limitato ricorso alla ripartizione delle poste patrimoniali, da pubblicare nella relazione sulla gestione. Gli obblighi di revisione imposti dalla normativa di settore si intendono estesi anche ai bilanci separati, che devono essere certificati.
La proposta di direttiva dell'Autorità stabilisce le regole per la ripartizione delle poste attribuite ai servizi comuni e criteri per la determinazione dei prezzi di trasferimento nel caso di transazioni infra-societarie o infra-gruppo.
Per evitare oneri eccessivi per le imprese di dimensioni medio-piccole sono state previste soglie di esenzione, basate sulle quantità di energia elettrica annualmente cedute a terzi e sul grado di integrazione orizzontale dell'impresa. È prevista una graduazione degli obblighi per le imprese di medie dimensioni, in particolare per la determinazione dei prezzi di trasferimento.

Contratti pluriennali di fornitura di energia elettrica a utenti con elevati consumi

Nel maggio 1998 l'Unione nazionale aziende produttrici e consumatrici di energia elettrica (Unapace) ha richiamato l'attenzione dell'Autorità sul rischio che, attraverso la definizione di rapporti contrattuali pluriennali per la fornitura di energia elettrica ad utenti industriali caratterizzati da elevati consumi, l'Enel Spa procedesse ad una possibile occupazione preventiva del costituendo mercato libero dell'energia elettrica.
Il problema sollevato dall'Unapace aveva una portata più generale essendo emerso, nell'ambito di altri procedimenti istruttori, che anche altri operatori sembravano porre in essere comportamenti del tipo sopra richiamato nei confronti di alcuni grandi consumatori di energia elettrica. L'Autorità, con delibera 21 maggio 1998, n. 49, ha deciso di avviare un'istruttoria conoscitiva finalizzata ad acquisire elementi di valutazione per verificare se da parte di imprese produttrici ritenute in grado di operare sul futuro mercato libero fosse in atto il ricorso a pratiche contrattuali che avrebbero potuto rappresentare un impedimento alla prossima apertura del mercato elettrico prevista dalla Direttiva 96/92/CE.

Il documento per la consultazione

In data 29 luglio 1998, l'Autorità avviava il procedimento per l'adozione di un provvedimento (ai sensi dell' articolo 2, comma 12, lettera h) della legge n. 481/95) volto a disporre precise modalità di impostazione dei contratti di fornitura di energia elettrica ad utenti con consumi superiori a 15 GWh annui. Contestualmente diffondeva il documento per la consultazione *Esito dell'istruttoria conoscitiva su contratti pluriennali di fornitura di energia elettrica ad utenti con elevati consumi e prefigurazione di possibili interventi in via amministrativa*, su cui i soggetti interessati erano invitati ha presentare osservazioni scritte entro 30 giorni.

Al fine di evitare il precostituirsi di situazioni di fatto o di diritto tali da creare ostacoli all'effettiva apertura del mercato elettrico prevista dalla Direttiva 96/92/CE, il documento prospettava l'adozione, da parte dell'Autorità, di una direttiva che avrebbe potuto imporre nei confronti ai soggetti esercenti il servizio elettrico l'inserimento, nei contratti con potenziali clienti idonei, di una clausola di recesso unilaterale a favore del cliente.

Nel documento per la consultazione l'Autorità rilevava che alcuni produttori stavano ponendo in essere contratti o proposte contrattuali di durata triennale con clienti industriali caratterizzati da elevati consumi e che la possibilità per la controparte di recedere dal contratto prima della sua scadenza, anche se prevista, era condizionata alla dimostrazione a carico del cliente di aver ricevuto un'offerta da parte di un terzo a condizioni più vantaggiose. Tale comportamento innovando la prassi sino ad oggi seguita di contratti di fornitura di energia elettrica di durata annuale, tacitamente rinnovabili di anno in anno, avrebbe potuto condizionare la transizione verso il mercato libero. Infatti la definizione da parte di produttori di rapporti contrattuali di fornitura di energia elettrica con possibili clienti idonei rischiava di introdurre un vincolo all'accesso ad altri fornitori e pertanto avrebbe comportato la conseguenza di posticipare l'effettivo avvio di un mercato concorrenziale. Il rischio era aggravato dalla durata particolarmente lunga di tali contratti, che eccedeva di molto la data prevista di apertura del mercato.

In esito al processo di consultazione le parti interessate, con l'eccezione di Enel Spa, hanno espresso un sostanziale accordo con l'analisi svolta dall'Autorità e gli interventi prospettati nel documento di consultazione. Altri soggetti hanno anche richiesto interventi più incisivi, quali la decadenza automatica di tutti i contratti indipendentemente dalla loro durata e/o la loro rescindibilità automatica all'entrata in vigore delle nuove norme di riassetto del settore. Enel Spa ha formulato alcune riserve circa l'estensione ed i limiti del potere attribuito all'Autorità, la proposta di rinegoziare le condizioni contrattuali e la facoltà di recesso riconosciuta al cliente, il principio di "conservazione" del contratto e la facoltà, riservata al legislatore, in sede di recepimento della direttiva sul riassetto del settore elettrico, di emanare le disposizioni per la fase transitoria.

Al termine della consultazione, con delibera 23 settembre 1998, n. 120 l'Autorità ha stabilito che i contratti stipulati dopo il 30 gennaio 1997, con durata superiore all'anno e scadenza successiva al 19 febbraio 1999, aventi ad oggetto la fornitura di energia elettrica a clienti idonei, avrebbero dovuto con-

tenere il riconoscimento al cliente della facoltà di recesso unilaterale, con onere di preavviso al fornitore non superiore a sei mesi. Tale facoltà dovrà essere riconosciuta dal fornitore ai clienti idonei per un anno a decorrere dalla data di acquisizione della qualifica.

Cessioni di energia da produttori indipendenti con impianti idroelettrici di piccola dimensione

Con una produzione media annua di circa 1,1 TWh, il segmento del cosiddetto 'mini-idro' (impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW) rappresenta - nell'ambito delle fonti rinnovabili "pure" - una significativa realtà economica locale e riguarda diverse centinaia di produttori, in gran parte privati.
Al 31 dicembre 1998 risultavano in scadenza le convenzioni di cessione destinata all'Enel Spa relative ad alcune centinaia di impianti, che sarebbero quindi passati dal regime di prezzi previsti dal provvedimento Cip n. 6/92 a quello stabilito per le eccedenze dalla delibera dell'Autorità n. 108/97. In seguito alle segnalazioni degli operatori, gli uffici dell'Autorità hanno avviato un'indagine e rilevato che i prezzi di cessione delle eccedenze stabiliti da tale delibera risultavano mediamente insufficienti a coprire i costi di produzione degli impianti di taglia piccola e piccolissima che, peraltro, difficilmente avrebbero beneficiato, almeno inizialmente, dei vantaggi della imminente liberalizzazione del settore elettrico.

Con delibera 22 dicembre 1998, n. 162, l'Autorità ha modificato i prezzi di cessione all'Enel Spa e alle imprese produttrici e distributrici (di cui all'articolo 22, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 9) delle eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW. Con questo provvedimento l'Autorità ha inteso riconoscere e salvaguardare il particolare valore ambientale della produzione 'mini-idro', nell'ambito di criteri generali di efficienza ed economicità, in attesa che anche questi impianti possano trovare un nuovo ruolo nel mercato libero dell'energia.
Con il nuovo sistema dei prezzi in vigore dall'1 gennaio 1999 (ai sensi della delibera n. 162/98), i prezzi di cessione previsti dalla delibera n. 108/97 vengono integrati, per la summenzionata tipologia di impianti, da un'ulteriore quota di prezzo differenziata per dimensione delle macchine e per tipologia (entità e durata) degli incentivi eventualmente già percepiti. Sono stati individuati cinque scaglioni di potenza convenzionale (definita come media ponderata delle potenze installate delle singole unità, con pesi proporzionali alle potenze stesse) e tre classi di impianti. La prima classe si riferisce ad impianti completamente ammortizzati, con costi di produzione pari a quelli operativi di esercizio. La

seconda classe si riferisce agli impianti che hanno usufruito dei contributi alla produzione prevista dai provvedimenti Cip n. 15/89, n. 34/90 o dell'ulteriore componente prevista dal provvedimento Cip n. 6/92. La terza classe include gli impianti di nuova realizzazione o quelli non inclusi nelle due classi precedenti. Per gli impianti che abbiano percepito anche contributi in conto capitale da vari organismi statali nazionali, sovranazionali o dagli enti locali, è prevista una riduzione dei prezzi di cessione, in misura proporzionale al rapporto tra il valore attualizzato del contributo ricevuto ed il valore a nuovo dell'impianto.

Diffida all'Enel Spa in relazione agli obblighi di ritiro delle eccedenze di energia elettrica

Alcuni produttori hannosegnalato il rifiuto dell'Enel Spa di ritirare l'energia elettrica che eccedeva la quota da essi consumata e di corrispondere i relativi prezzi di cessione, come definiti nella delibera dell'Autorità n. 108/97[7]; condotta che si palesava in contrasto con la disciplina vigente in materia e con le previsioni contenute nella convenzione di concessione delle attività elettriche dell'Enel Spa[8].

L'Autorità ha avviato un'istruttoria, conoscitiva prima e formale poi, finalizzata all'adozione di provvedimenti ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d), della legge n. 481/95[9], in materia di ritiro delle eccedenze di energia elettrica.

Al fine di richiamare Enel Spa al rispetto della disciplina vigente, l'Autorità ha adottato la delibera 23 settembre 1998, n. 121 in cui la società elettrica viene diffidata dal porre in essere comportamenti in violazione degli obblighi in materia di cessione di eccedenze di energia elettrica e di corresponsione dei prezzi di cessione come definiti dalla delibera n. 108/97.

L'Autorità ritiene che, a fronte dell'obbligo[10] per i produttori di energia elettrica di cedere all'Enel Spa e alle imprese produttrici e distributrici tutta la produzione che eccede l'eventuale quota da essi consumata, sussista l'obbligo, per l'Enel Spa e per le suddette imprese produttrici e distributrici, di ritirare tale produzione ai prezzi di cessione definiti dalla delibera n. 108/97.

L'Autorità ha segnalato che l'inottemperanza ai suddetti obblighi avrebbe costituito presupposto per l'adozione di eventuali ordini di cessazione di comportamenti lesivi degli utenti (art. 2, comma 20, lettera d)) e, in caso di inosservanza degli stessi, di ricorso a sanzioni amministrative pecuniarie (art. 2, comma 20, lettera c)).

Studi per l'incentivazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili

Con delibera 29 luglio 1998, n. 93, l'Autorità ha costituito una Commissione di studio a cui è stato assegnato il compito di formulare proposte riguardo a provvedimenti che l'Autorità stessa potrà assumere in materia di fonti rinnovabili per la generazione di energia elettrica. In particolare, alla Commissione è stato chiesto di definire meccanismi di incentivazione basati su procedure di gara mediante le quali la generazione di elettricità da fonte rinnovabile possa essere promossa, in condizioni di competizione tra produttori e di minimizzazione dei costi per gli utenti.

La Commissione di studio ha compiuto pertanto:

- una valutazione, a livello internazionale, delle tecnologie disponibili nel settore delle fonti rinnovabili e del loro grado di maturità tecnico-economica;
- una ricognizione delle iniziative messe in atto in altri paesi dell'UE per la promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili. In particolare sono stati messi a confronto gli strumenti economici e di regolazione adottati nei diversi paesi con i risultati conseguiti in termini di energia elettrica da fonti rinnovabili effettivamente prodotta;
- un'analisi dei progetti e obblighi che vanno profilandosi in materia di fonti rinnovabili nel nostro paese, con particolare riferimento a quanto previsto dal decreto legislativo di recepimento della Direttiva 96/92/CE.

La Commissione di studio ha concentrato la propria attenzione sull'avvio eventuale di procedure di gara per la selezione di soggetti ai quali assegnare quote di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile a condizioni economiche incentivate rispetto alla produzione da fonte convenzionale.

ATTIVITÀ DI REVISIONE NORMATIVA E FUNZIONALE

Riorganizzazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico

Nel maggio 1998 l'Autorità, a seguito dei rilievi espressi dalla Sezione di controllo della Corte dei conti sulla delibera 16 dicembre 1997, n. 14, d'intesa con il Ministro del tesoro, del bilandio e della programmazione economica, ha deliberato lo scioglimento del Comitato di gestione di Ccse e l'istituzione di un Collegio commissariale (delibera 21 maggio 1998, n. 47).

Al Collegio, composto dal dott. Enzo Berlanda, Presidente, dal prof. Franco Pontani e dal dott. Gianfrancesco Vecchio, sono state attribuite, per il periodo di un anno, le funzioni del Comitato di gestione e il compito di adottare disposizioni disciplinanti l'assetto organizzativo e contabile della Ccse, previa approvazione dell'Autorità.

Con successive relazioni il Collegio ha dato informazione all'Autorità dell'attività svolta. Detta attività ha riguardato attività di rendicontazione e istruttorie inerenti gli esercizi passati, il cui compimento è stato giudicato un necessario passo preliminare per poter procedere e rendere pienamente efficaci gli interventi di riforma dell'attuale sistema di gestione della stessa Ccse. In tale ambito, sono da segnalare l'integrazione dei rendiconti dal 1994 al 1996, già predisposti dal Comitato di gestione, la redazione del rendiconto dell'esercizio 1997 e, in linea più generale, la riorganizzazione dei sistemi informativi e di contabilità interna in modo tale da giungere entro pochi mesi alla redazione del rendiconto 1998. In secondo luogo, particolare importanza assume l'organizzazione, effettuata con la collaborazione dell'Avvocatura generale dello Stato e dell'Avvocatura distrettuale di Milano, di un archivio interno sul contenzioso amministrativo e civile e lo svolgimento di alcune istruttorie in tema di integrazioni tariffarie e di fonti rinnovabili e assimilate.

In terzo luogo nel corso del 1998 e del primo trimestre 1999, il Collegio ha dedicato la propria attività anche alla gestione ordinaria di Ccse. Dal 25 maggio 1998 al 31 marzo 1999 sono stati deliberati pagamenti per oltre 1.400 miliardi di lire. In particolare, è stato dato avvio ai pagamenti dal conto di gestione per costi energia, istituito con la delibera 26 giugno 1997, n. 70 dell'Autorità. Inoltre, dopo aver proceduto ai conteggi necessari per l'applicazione della delibera 12 giugno 1998, n. 58 dell'Autorità in tema di oneri nucleari, sono stati effettuati i relativi pagamenti in acconto. Sempre in tema di erogazioni alle imprese, è stata inoltre data applicazione alla delibera 21 maggio 1998, n. 48 dell'Autorità, che ha determinato le integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori per gli anni dal 1991 al 1995.

Il Collegio ha rivolto particolare attenzione ai rilievi formulati dalla Corte dei conti e, a tal proposito, ha individuato e in parte adottato, nel corso dei primi mesi di attività commissariale, le misure rese necessarie da quanto rilevato dalla Corte. Inoltre, sono stati avviati, in data 5 novembre, i procedimenti relativi alla rideterminazione dei compensi dei membri del Comitato per la valutazione degli oneri nucleari e della segreteria tecnica e amministrativa e relativi alla rideterminazione degli interessi maturati sul conto per la compensazione tariffaria. In data 21 dicembre 1998, è stato chiuso il primo dei due procedimenti appena citati; il relativo provvedimento è all'esame della Sezione di controllo di Corte dei conti.

Diminuzione di oneri nucleari ammessi a reintegrazione

Facendo seguito all'attività istruttoria intrapresa nel corso del 1997 e nei primi mesi del 1998, il 13 maggio 1998 l'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione in cui sono state presentate proposte in merito alla verifica di congruità dei criteri adottati per determinare i rimborsi degli oneri nucleari.

Il processo di consultazione

Nel documento per la consultazione, diffuso in data 13 maggio 1998, sono state presentate le proposte dell'Autorità in merito alla verifica di congruità dei criteri adottati per determinare i rimborsi degli oneri nucleari. In particolare, nel documento l'Autorità ha ritenuto congrui i criteri posti alla base delle determinazioni dei provvedimenti di liquidazione adottati dal Comitato oneri nucleari, istituito dal Cip per la loro valutazione (si veda la *Relazione* dell'Autorità sul 1997), salvo che nel caso di:

- oneri per la mancata utilizzazione del combustibile nucleare approvvigionato, sia per quanto riguarda il dimensionamento delle scorte sia per quanto riguarda la valutazione delle immobilizzazioni a magazzino;
- interessi per differito pagamento.

Nel caso del combustibile inutilizzato, l'Autorità ha ritenuto che i quantitativi di servizi di arricchimento in magazzino riconosciuti dal Comitato oneri nucleari ai fini della determinazione dell'onere dovessero considerarsi eccedentari rispetto ai fabbisogni su base decennale, periodo già al tempo ritenuto congruo per l'approvvigionamento dei servizi di arricchimento.

Relativamente alla valutazione del magazzino, l'Autorità non ha ritenuto i criteri contabili adottati dal Comitato aderenti alle condizioni prevalenti sui mercati internazionali dei diritti di arricchimento dei combustibili nucleari.

Per quanto riguarda gli interessi per differito pagamento, l'Autorità rilevava una incorretta applicazione di quanto disposto dai provvedimenti del Cip (in particolare, il provvedimento 26 febbraio 1992, n. 3) con riferimento all'attribuzione dei versamenti effettuati in corso d'anno dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico a favore dell'Enel Spa e delle imprese appaltatrici. In particolare, l'Autorità ha indicato di ritenere che tali versamenti non potessero imputarsi, come invece fu fatto, agli interessi maturati nel corso dello stesso anno, e come tali non ancora esigibili, ma unicamente agli interessi maturati in anni precedenti e già capitalizzati e al capitale.

Infine, il documento di consultazione prospettava l'opportunità di separare la contabilità relativa agli oneri riconosciuti per lo smantellamento degli impianti nucleari e il trattamento e smaltimento del combustibile nucleare irraggiato da quella relativa agli oneri connessi alle attività nucleari pregresse imputando a quest'ultima i versamenti finora erogati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

L'Autorità ha tenuto audizioni speciali in data 29 maggio 1998 e acquisito memorie scritte dai soggetti interessati. Fra le osservazioni ricevute veniva fatto presente che le quantità di combustibile nucleare approvvigionato erano coerenti con gli standard del settore e che la valutazione di tali scorte, ai fini del riconoscimento degli oneri, era da ritenersi congrua. Inoltre, veniva affermata la validità del metodo seguito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico nell'attribuzione dei versamenti in corso d'anno, anche in rapporto a quanto previsto dai provvedimenti Cip in materia.

La delibera 12 giugno 1998, n. 58

Sulla base del processo di consultazione il 12 giugno 1998 l'Autorità, in esecuzione di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, della legge n. 481/95[11], ha adottato la delibera n. 58/98 in materia di *Verifica di congruità dei criteri adottati per determinare i rimborsi degli oneri ammessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura e determinazione di oneri ammessi a reintegrazione.*

Nel procedere alla verifica di congruità, l'Autorità ha proceduto all'esame dei criteri adottati a suo tempo dal Cip definendo:

- un "criterio di connessione", in base al quale è stata affermata la pertinenza, o afferenza, del singolo onere ai fini del rimborso;
- un "criterio di quantificazione", in base al quale, in relazione ai singoli oneri riconosciuti come connessi, è stata definita la delimitazione del diritto al rimborso e si è proceduto a verificare e stimare gli importi ammessi a reintegrazione.

L'Autorità ha ritenuto che il "criterio di connessione" adottato dal Cip dovesse essere rivisto secondo termini più restrittivi, dovendosi fare riferimento non già agli oneri comunque collegati al programma nucleare, bensì unicamente a quelli afferenti alle centrali nucleari in esercizio e per le quali fu decisa la chiusura definitiva o alle centrali i cui lavori di costruzione furono sospesi o interrotti.

Sulla base del criterio così rivisto, l'Autorità non ha ritenuto ammissibili per la reintegrazione gli oneri relativi a studi di localizzazione in Puglia e Lombardia che non erano direttamente riferibili a centrali nucleari chiuse, o i cui lavori di realizzazione furono interrotti. Parimenti, non sono stati ritenuti ammissibili i costi relativi ad attività di certificazione, effettuata da società specializzate per conto dell'Enel Spa, della documentazione presentata dalle imprese appaltatrici.

Per quanto riguarda il "criterio di quantificazione" adottato dal Cip, l'Autorità ha ritenuto di ridefinire i quantitativi di servizi di arricchimento del combustibile nucleare ammessi a reintegrazione, riconoscendo unicamente quelli riconducibili alle prevedibili necessità per il funzionamento delle centrali nucleari su un periodo decennale.

Infine, in merito agli interessi riconosciuti all'Enel Spa e alle imprese appaltatrici per differito pagamento dei rimborsi, l'Autorità ha rilevato che, benché il "criterio di connessione" e il "criterio di quantificazione" adottati dal Cip dovessero ritenersi congrui, la normativa emanata dal Cip in materia non sia stata sufficientemente chiara, e abbia dato origine ad una incorretta applicazione. L'Autorità ha pertanto integrato la disciplina, in particolare per quanto riguarda le modalità di imputazione dei rimborsi a favore dell'Enel Spa e delle imprese appaltatrici in corso d'anno, disponendo il ricalcolo degli interessi maturati sugli oneri da reintegrare.

Proposte per l'aggiornamento dei prezzi di cessione e dei contributi relativi al provvedimento Cip n. 6/92

In data 5 febbraio 1999 l'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione concernente *Linee guida e proposte ai fini dell'aggiornamento dei prezzi di cessione di energia elettrica all'Enel Spa e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici per la nuova energia prodotta da impianti utilizzanti fonti rinnovabili ed assimilate*. Il documento è stato predisposto ai fini della formazione di provvedimenti che, ai sensi degli articoli 20, comma 1, e 22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, erano di competenza del Comitato interministeriale dei prezzi e che oggi sono tra le funzioni attribuite all'Autorità.

Il provvedimento Cip n. 6/92 definisce la corresponsione in tariffa di un compenso, a carico degli utenti, volto a reintegrare i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate dei maggiori costi da loro sostenuti. Le risorse finanziare destinate a coprire il fabbisogno dei contributi Cip n. 6/92 si stima che ammontino, per il 1999, a circa 2.500 miliardi di lire/anno (finanziati in tariffa dagli utenti con una quota pari a 11,2 lire/kWh). Questi sono destinati a crescere considerevolmente nei prossimi anni: stime di massima valutano, infatti, che l'esborso dovrebbe superare i 4.000 miliardi di lire nel 2001 (17-18 lire/kWh per l'utenza) a seguito della progressiva entrata in funzione dei nuovi impianti programmati.

Con la proposta presentata l'Autorità intende giungere alla definizione di un sistema di aggiornamento più coerente con le mutate condizioni economiche e tecnologiche del settore elettrico. Il meccanismo di aggiornamento proposto dall'Autorità dovrebbe completare quello attualmente in vigore (che assume i caratteri del meccanismo di indicizzazione) applicato dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Le proposte di aggiornamento non comportano modifiche della struttura dei prezzi e dei contributi oggi disciplinata dal provvedimento Cip n. 6/92, come

modificato e integrato da successive norme e decreti ministeriali. L'Autorità intende dare attuazione, nel rispetto di quanto disposto dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, ad una previsione di aggiornamento espressamente contenuta nella legge n. 9/91 (dove si fa riferimento a un aggiornamento, almeno biennale richiamata nello stesso provvedimento Cip n. 6/92, quando dispone che i prezzi e i contributi siano aggiornati sulla base dell'evoluzione tecnologica.

Il meccanismo di aggiornamento proposto

Al fine dell'aggiornamento dei prezzi di cessione e dei contributi[12] l'Autorità ritiene che occorra tenere conto di tre fattori derivanti dall'evoluzione tecnologica che ha interessato il settore degli impianti di generazione elettrica. Vale a dire:

- la riduzione in conseguenza del progresso tecnologico del costo dell'investimento dell'impianto a ciclo combinato a gas vapore, preso a riferimento per la determinazione della componente di costo evitato di impianto. Tale riduzione non trova riscontro nel valore convenzionalmente utilizzato per il riconoscimento dei costi di investimento, che è anzi passato, dal 1992 ad oggi, da 1.400.000 lire/kW a 1.800.000 lire/kW per effetto di un meccanismo di indicizzazione ancorato all'indice Istat dei prezzi al consumo;
- l'aumento del rendimento energetico delle centrali a ciclo combinato a gas, che ha portato ad una riduzione dei consumi specifici: il guadagno di efficienza non si è riflesso in una diminuzione dell'onere a carico dei consumatori bensì in un aumento (dalle 37 lire/kWh rimborsate nel 1992 alle 47,2 lire/kWh attuali) a seguito degli aggiornamenti del costo evitato di combustibile in funzione dell'andamento del prezzo medio del gas naturale previsto dal contratto Snam/Unapace;
- il miglioramento della convenienza relativa delle tecnologie di generazione dell'energia elettrica prodotta con impianti che utilizzano fonti rinnovabili, come gli impianti eolici, che in alcuni casi hanno costi del kWh confrontabili con quelli ottenuti dalle fonti convenzionali. Le proposte dell'Autorità tengono, peraltro, conto del fatto che altre tecnologie, come l'energia fotovoltaica, presentano ancora costi tali da suggerire un aumento del loro sostegno.

In base a queste considerazioni, nel documento per la consultazione si propone di rivedere le quattro componenti che determinano i prezzi e i contributi.

Numerose associazioni di imprese, associazioni ambientaliste e di consumatori ed imprese elettriche direttamente interessate hanno inviato commenti e suggerimenti in merito alle proposte di aggiornamento formulate dall'Autorità.
La maggior parte delle osservazioni riguarda gli aspetti giuridici inerenti l'interpretazione dell'art. 3, comma 7, della legge n. 481/95, e in particolare i

poteri dell'Autorità ad intervenire nell'aggiornamento dei prezzi previsti dal provvedimento Cip n. 6/92 per le "iniziative prescelte" inserite nelle prime sei graduatorie utili per la cessione destinata all'Enel.

Altre osservazioni rilevano che, in base all'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, di attuazione della Direttiva 96/92/CE, non risulta più condivisibile la distinzione tra gli impianti dei produttori terzi e quelli delle imprese produttrici-distributrici in quanto viene prevista anche per questi ultimi la stipula di una convenzione con il gestore della rete di trasmissione nazionale limitata ai primi otto anni di esercizio dell'impianto nonché la corresponsione dei costi evitati di produzione.

Erogazione di contributi relativi al provvedimento Cip n. 34/90 in materia di energia prodotta da fonti rinnovabili

Nel 1998 l'Autorità è intervenuta per sanare una situazione di vuoto normativo legata a disposizioni concernenti l'incentivazione di alcune tipologie di impianti alimentati a fonti rinnovabili. Il provvedimento Cip 14 novembre 1990, n. 34 (che a sua volta modifica e integra il provvedimento Cip 12 luglio 1989, n. 15) affidava al Comitato tecnico per l'energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate (istituito ai sensi del provvedimento Cip n. 15/89) il compito di determinare "per ciascun impianto idroelettrico a serbatoio e a bacino e ad acqua fluente con potenza nominale di concessione superiore a 3 MW, per gli impianti di cogenerazione con teleriscaldamento, nonché per gli impianti alimentati da rifiuti o biomasse, i prezzi di cessione all'Enel Spa e i contributi alle imprese produttrici-distributrici", nonché le date di decorrenza e di scadenza dell'erogazione di contributi. Le determinazioni avrebbero dovuto essere definite in un provvedimento del Ministero dell'industria, commercio e dell'artigianato. Nelle more di tale provvedimento è stato attribuito alle sopracitate tipologie di impianti un acconto di lire 45 al kWh prodotto in ore piene.

Nel 1992 il Cip con il provvedimento n. 6/92, nel definire i prezzi e contributi per le tipologie di impianti sopracitati e considerati nuovi, ai sensi dei provvedimenti Cip n.15/89 e n. 34/90, ha concesso ai titolari degli stessi la facoltà di optare per i prezzi e contributi prevista da quegli stessi provvedimenti.

Nel 1998 sedici impianti[13] appartenenti a 8 imprese produttrici-distributrici risultavano avere optato per il regime normativo previsto dal Cip n. 34/90 ed erano ancora in attesa dell'emissione del provvedimento formale da parte del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato contenente sia la determinazione dell'importo che la durata del contributo; essi continuavano pertanto a percepire unicamente l'acconto stabilito dallo stesso provvedimento Cip n. 34/90.

Ai sensi dell'art. 3, comma 1, della legge n. 481/95, l'Autorità con delibera 10 luglio 1998, n. 79, ha fissato la durata del periodo di erogazione del contributo in otto anni e affidato ai propri uffici il compito di determinare il valore del contributo sulla base dei criteri già previsti dai provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi.

Tariffe speciali per le zone terremotate

Facendo seguito agli eventi sismici verificatisi dopo il 26 settembre 1997 in alcune aree delle regioni Marche e Umbria, nel novembre 1998 l'Autorità, su richiesta del Dipartimento della protezione civile della Presidenza del Consiglio dei ministri, con delibera 23 novembre 1998, n. 134 ha definito tariffe speciali per la fornitura di energia elettrica di tutti gli utenti ospitati nei moduli *container* installati nelle zone terremotate.

Il provvedimento, che prevede condizioni più favorevoli di quelle applicabili alla generalità dell'utenza, si è reso necessario poiché l'utilizzo abitativo dei *container* impone, per ragioni di struttura e di sicurezza, maggiori consumi elettrici anche in sostituzione di fonti energetiche nella circostanza meno affidabili sotto il profilo della sicurezza. Il consistente aumento dei livelli di utilizzo dell'energia elettrica per soddisfare elementari esigenze abitative, sociali e commerciali (quali il riscaldamento dei locali, riscaldamento acqua, uso di cucina), avrebbe quindi determinato una spesa, in presenza di una tariffa progressiva, molto maggiore rispetto a quella media in condizioni abitative normali.

ATTIVITÀ DI CONTROLLO

Interventi su violazioni della normativa tariffaria vigente

Nell'ambito dell'attività di controllo sull'applicazione della normativa vigente l'Autorità è intervenuta nei casi di controversia tra operatori del settore. Le materie più frequentemente oggetto di segnalazione sono state i servizi di vettoriamento e scambio e la cessione di energia elettrica.

Nel corso del 1998 sono pervenute complessivamente all'Autorità circa trenta segnalazioni relative all'osservanza da parte dell'Enel Spa, in quanto concessionario delle attività per l'esercizio del pubblico servizio di fornitura dell'energia elettrica nel territorio nazionale, delle obbligazioni di interesse economico generale derivanti dalle disposizioni della legge 9 gennaio 1991, n. 9 in materia di scambio, vettoriamento e cessione dell'energia elettrica prodotta da imprese diverse dall'Enel. Circa dieci ulteriori segnalazioni hanno riguardato la

normativa tariffaria e le condizioni generali di fornitura.

Nella maggioranza dei casi alla segnalazione si è dato seguito con note di chiarimento agli operatori sull'applicazione della normativa vigente. In quattro casi, però, le fattispecie segnalate erano di natura più complessa, e l'Autorità ha avviato procedimenti di carattere individuale volti all'adozione di un provvedimento ai sensi dell'art. 2 comma 20, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481[14]. Tre di tali procedimenti si sono conclusi nel 1998 e nei primi mesi del 1999 con l'emanazione nei confronti dell'esercente di un ordine di cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti. Per altri cinque casi sono in corso gli accertamenti preliminari volti a verificare eventuali comportamenti difformi rispetto alla normativa vigente.

Accertamenti tecnici

Nel corso del 1997, l'Autorità si è dotata di strutture in grado di:

- verificare la sussistenza nel corso dell'esercizio della condizione tecnica per l'assimilabilità degli impianti assimilati a quelli utilizzanti fonti energetiche rinnovabili;
- svolgere gli accertamenti tecnici previsti dai titoli II e V del provvedimento Cip n. 6/92 e successive modifiche e integrazioni.

Nel 1998 gli uffici dell'Autorità hanno iniziato ad operare per portare a una rapida risoluzione delle pratiche ereditate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Le principali attività svolte comprendono:

- analisi preliminare delle istruttorie relative ad accertamenti tecnici già conclusi dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e delle istanze ancora in attesa di esame (all'1 gennaio 1998 risultavano essere in numero di 95 di cui 30 relative agli anni 1992-1996), provvedendo anche alla costruzione di una banca dati integrata che consentisse un più agevole monitoraggio di tali impianti;
- definizione di criteri e metodologia istruttoria per il riconoscimento delle richieste di accertamento tecnico di impianto. A tal fine si è tenuto conto della metodologia seguita dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato;
- conduzione delle istruttorie relative ad istanze presentate entro il 31 dicembre 1996 e attivate alcune istanze relative ai primi mesi del 1997;
- esecuzione di controlli tecnici sugli impianti, in prevalenza relativi a istanze di riconoscimento di rifacimento e potenziamento idroelettrico.

Per quanto riguarda la verifica nel corso dell'esercizio dell'impianto della condizione tecnica di assimilabilità, il decreto del Ministro dell'industria, del commer-

cio e dell'artigianato 4 agosto 1994, a modifica e integrazione del provvedimento Cip n. 6/92, stabiliva che il produttore comunicasse all'Enel, riferiti all'anno solare antecedente, i quantitativi di energia utile, termica ed elettrica prodotti ed il corrispondente consumo di combustibile fossile commerciale; il medesimo decreto stabiliva inoltre che l'Enel controllasse il rispetto della condizione tecnica di assimilabiltà e del trattamento economico, e comunicasse al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato l'esito di tale controllo.

Con delibera 25 febbraio 1999, n. 27 l'Autorità ha definito una nuova procedura per il controllo della sussistenza della condizione tecnica per l'assimilabilità degli impianti che utilizzano fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili, ai fini del riconoscimento del trattamento economico di cui al provvedimento Cip n. 6/92.

La procedura definita dall'Autorità prevede l'invio da parte dei soggetti produttori di una attestazione del valore dell'indice energetico dell'impianto relativo all'anno solare precedente, accompagnata da dati e informazioni sulle caratteristiche tecniche e funzionali dell'impianto stesso, che consentano, anche attraverso sopralluoghi, una indagine sulla veridicità della dichiarazione resa dal produttore all'Autorità, sul rispetto del valore dell'indice energetico assegnato in sede di progetto dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ai sensi del titolo I, del provvedimento Cip n. 6/92 e sugli effetti di eventuali variazioni intervenute nel tipo di impianto.

Controlli sulle imprese elettriche minori

Le imprese elettriche minori fruiscono di integrazioni tariffarie erogate dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Nel 1998, le integrazioni erogate a tali imprese sono ammontate a quasi 60 miliardi di lire.

Il sistema in vigore ha una duplice origine . Da un lato la legge di nazionalizzazione del settore elettrico (legge 6 dicembre 1962, n. 1643) ha esonerato dal trasferimento all'Enel le imprese elettriche che, nel biennio 1959-60, avevano mediamente prodotto e distribuito quantitativi di energia elettrica inferiori ai 15 GWh/annui (20 GWh/annui per le imprese operanti nelle isole minori; art. 4 comma 8).

Dall'altro lato, il provvedimento Cip 29 agosto 1961 n. 941, concernente l'unificazione della tariffe per l'energia elettrica in tutto il territorio nazionale, al capitolo 10, ha istituito un *Fondo di compensazione*, assegnandovi il compito di erogare alle imprese elettriche "*...le integrazioni che saranno ritenute necessarie (...) per compensare le perdite derivanti dall'applicazione delle tariffe unificate*". Con provvedimenti successivi, il Cip ha individuato e ammesso ai contributi a valere sul *Fondo* le imprese elettriche minori. Infine, il provvedimento Cip

n. 34/74 ha ridenominato il *Fondo* in *Conto per le integrazioni tariffarie.*

Attualmente, le cosiddette imprese elettriche minori sono diciotto. Dodici operano nelle isole minori, una in Sardegna e le restanti sul continente; quattro imprese, oltre a produrre energia elettrica, effettuano acquisti dall'Enel. Tre imprese dispongono di impianti idroelettrici, mentre negli altri casi l'energia è prodotta unicamente da fonti convenzionali. Complessivamente, nel 1998, le diciotto imprese minori hanno venduto circa 200 GWh di energia elettrica, con un'incidenza trascurabile sul totale dell'energia distribuita.

L'Autorità con la delibera 21 maggio 1998, n. 48 ha determinato, per sedici delle diciotto imprese minori, le aliquote definitive delle corresponsioni a carico della Cassa conguaglio, relativamente agli anni 1991-95. In un caso, la stessa delibera ha determinato le aliquote definitive solo per gli anni 1991 e 1992, rinviando quelle relative al triennio successivo all'esito dell'istruttoria svolta dalla stessa Cassa. Infine, per quanto riguarda un'altra impresa, in base a quanto segnalato da Cassa conguaglio, l'Autorità ha deliberato di svolgere approfondimenti ulteriori con cui accertare il perdurare delle condizioni circa l'ottenimento delle erogazioni integrative.

Si è reso necessario effettuare controlli tecnici *in loco*, al fine di acquisire elementi informativi sulla congruità e la fondatezza dell'integrazione tariffaria, verificando anche le modalità di fornitura e la qualità del servizio reso.

La varietà delle localizzazioni (penisola, Sardegna e isole minori), la diversità delle strutture proprietarie ed organizzative e la possibile coesistenza di altre attività estranee alla produzione e distribuzione elettrica richiedono accertamenti che non possono esaurirsi con l'esame della documentazione inviata, ma richiedono un esame diretto delle attività dell'azienda e delle sue infrastrutture. Il programma di controlli ha condotto alla visita di undici imprese su diciotto, incluse quelle di maggior dimensione in termini di utenti e di energia distribuita.

Dall'esame delle scritture contabili del passato decennio e dei contratti è emerso un quadro di costi elevati, rispetto a situazioni comparabili, dei servizi, dei combustibili, delle locazioni, delle manutenzioni, del personale e degli amministratori. In alcuni casi, gli atti di proprietà e dei soggetti giuridici controllanti e controllati lasciano trasparire legami tra la proprietà dell'impresa e quella di fornitori o titolari di attività connesse.

Per le imprese di maggiore dimensione è stato rilevata l'elevata esposizione debitoria verso la Cassa conguaglio, già segnalata da quest'ultima. In un caso sono stati acquisiti gli elementi necessari per un provvedimento dell'Autorità per la cessazione dell'erogazione dell'integrazione tariffaria. In un altro caso è stato necessario procedere ad un esposto alla Procura della Repubblica per infrazione all'art. 24 del dPR 24 maggio 1988 n. 203, recante *Norme in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di*

inquinamento prodotto dagli impianti industriali.

Le informazioni acquisite sul funzionamento degli impianti e lo svolgimento del servizio verranno impiegate dall'Autorità per formulare una proposta di regolamento al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato circa il funzionamento delle piccole reti isolate, come previsto dall'art. 7 del decreto legislativo di attuazione della direttiva elettrica.

Note

1 *Linee guida per la regolamentazione delle tariffe dei servizi di vettoriamento e di fornitura e per i contributi di allacciamento*, Capitolo 4, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e l'attività svolta*, 30 aprile 1998.

2 In particolare quelle consentite dagli artt. 20, 22 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

3 I ricavi derivanti al gestore della rete di trasmissione nazionale ed ai distributori dalla fornitura dei servizi di trasporto agli utilizzatori del servizio di vettoriamento sono già stati regolamentati dall'Autorità con la deliberazione n. 13/99, descritta nel paragrafo precedente.

4 Oneri diversi da quelli relativi al riprocessamento del combustibile irraggiato e alla messa in sicurezza ed allo smantellamento delle centrali nucleari.

5 L'intervento ha implicato la modifica dei commi 5.3, 6.11, 6.12, 6.14 e 6.17 della delibera n. 70/97 e del comma 5.1 della delibera n. 108/97.

6 L'intervento ha implicato la modificazione del comma 6.13 della delibera dell'Autorità n. 70/97

7 Pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997.

8 Approvata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 dicembre 1995, pubblicato sulla G.U., Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996.

9 *"d) ordina al soggetto esercente il servizio la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti, imponendo, ai sensi del comma 12, lettera g), l'obbligo di corrispondere un indennizzo"*.

10 Di cui all'articolo 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1642, come modificato dall'articolo 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308, nel caso di energia prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili e assimilate,

11 Il quinto periodo dell'articolo 3, comma 2, della legge n. 481/95, dispone che: *"L'Autorità [per l'energia elettrica e il gas] verifica la congruità dei criteri adottati per determinare i rimborsi degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura, anche per l'esercizio delle competenze di cui al comma 7 del presente articolo"*. Il primo periodo del comma 7 dello stesso articolo dispone che: *"I provvedimenti già adottati dal Comitato interministeriale prezzi e dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato in materia di energia elettrica e di gas conservano piena validità ed efficacia, salvo modifica o abrogazione disposta dal Ministro, anche nell'atto di concessione, o dalla Autorità competente"*.

12 I prezzi di cessione ed i contributi riconosciuti agli operatori si basano sulle quattro com-

ponenti di: costo evitato di impianto; costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali; costo evitato di combustibile ed un'ulteriore componente correlata ai maggiori costi di investimento delle fonti rinnovabili, alle quali, in base all'articolo 1 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, sono stati "assimilati" anche gli impianti di cogenerazione in virtù degli elevati rendimenti energetici.

13 Si tratta di quattordici impianti di cogenerazione con teleriscaldamento, di cui tre turbogas e undici con motori a combustione interna, e due impianti idroelettrici di cui uno ad acqua fluente ed uno a serbatoio, per una potenza complessiva istallata superiore ad 80 MW.

14 Si prevede: *"Per lo svolgimento delle proprie funzioni, ciascuna Autorità: [...] d) ordina al soggetto esercente il servizio la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti, imponendo, ai sensi del comma 12, lettera g), l'obbligo di corrispondere un indennizzo."*

5. L'ATTIVITÀ SVOLTA AI SENSI DELLA LEGGE N. 481/95: IL SETTORE DEL GAS

Nel corso del 1998 si è ridotto il peso degli interventi di sistemazione di situazioni pregresse e si sono corrispondentemente accresciute le attività dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas rivolte ad avviare la riforma tariffaria e a preparare il recepimento della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale.

Per quanto concerne la riforma dell'ordinamento tariffario, è stato possibile cogliere gli effetti della modifica, adottata nell'aprile 1998, del criterio di adeguamento periodico delle tariffe a seguito di variazioni dei prezzi della materia prima. Essendo quel provvedimento a carattere transitorio, il 1998 è servito per mettere a punto un nuovo sistema di indicizzazione, le cui linee guida sono state illustrate in un documento per la consultazione, diffuso nel febbraio 1999. A seguito delle osservazioni raccolte nel processo di consultazione l'Autorità, con delibera 22 aprile 1999, n. 52, ha adottato nuovi criteri per l'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nel servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane.

Nell'anno trascorso ha preso avvio il processo di recepimento della Direttiva gas che dovrà concludersi al più tardi entro l'agosto del 2000. Sono stati raccolti elementi per formulare proposte e segnalazioni sull'assetto del mercato da trasmettere agli organi competenti. Nella seconda parte del 1998 e all'inizio del 1999 l'Autorità, avvalendosi dei suoi poteri, ha provveduto a segnalare al Parlamento e alle autorità di Governo le proprie osservazioni sui temi della promozione della concorrenza e dei nuovi assetti di mercato nel servizio del gas. L'avvio della procedura per la formazione di un provvedimento ai fini della separazione contabile e amministrativa delle aziende esercenti il servizio gas si colloca anch'esso nell'attività svolta in materia di promozione della concorrenza e dei nuovi assetti di mercato. Le attività dell'Autorità si sono concentrate sulla definizione delle fasi da sottoporre a separazione e sulla verifica delle procedure di contabilità analitica e industriale in uso presso gli esercenti.

Nel 1998 è poi proseguita l'attività di revisione normativa e funzionale del mercato, che ha visto l'avvio e la conclusione di alcune istruttorie a carico dei soggetti regolati.

L'istruttoria conoscitiva sul prezzo del gas nelle forniture ospedaliere ha messo in luce come il meccanismo per la sua determinazione attualmente in vigore non risponda al principio di aderenza dei prezzi ai costi, e non preveda parità di trattamento tra utenti. L'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione al fine di adottare criteri per la definizione del prezzo delle forniture che evitino la discriminazione tra utenze ospedaliere e utenze industriali con ana-

loghe caratteristiche di prelievo, e che riflettano il principio di rispondenza ai costi effettivamente sostenuti.

Nell'ambito dell'attività istruttoria l'Autorità ha emesso due provvedimenti individuali a carico di altrettanti distributori del servizio gas, dopo aver constatato l'irregolarità delle procedure da questi applicate nella determinazione delle tariffe ai propri clienti.

È proseguita l'attività di controllo dell'Autorità circa le condizioni di svolgimento del servizio, che ha ulteriormente arricchito la banca dati ed ha avviato l'informatizzazione dei controlli. L'esito dei controlli ha messo in luce nelle schede tariffarie difformità dalle norme vigenti in circa il 30 per cento delle situazioni esaminate e ha dato luogo a rettifiche delle tariffe nel 5 per cento dei casi. Nei casi in cui l'errore o la difformità riscontrati comportavano una variazione del livello tariffario, l'Autorità ha chiesto chiarimenti e interventi correttivi alle aziende erogatrici del servizio e, ove necessario, l'applicazione di conguagli a favore degli utenti.

VERSO LA RIFORMA DELL'ORDINAMENTO TARIFFARIO

Adeguamento periodico delle tariffe del gas metano

Con delibera 23 aprile 1998, n. 41 l'Autorità ha modificato il metodo di adeguamento periodico delle tariffe del gas naturale distribuito a mezzo di reti urbane per la parte relativa ai costi della materia prima. L'intervento si era reso necessario per eliminare un'anomalia del meccanismo in vigore di adeguamento del prezzo del gas. La progressiva marginalizzazione del mercato del gasolio in Italia aveva infatti condotto il prezzo rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato – e di conseguenza anche le tariffe del gas – a registrare scostamenti al rialzo sempre maggiori rispetto ai prezzi praticati sui mercati internazionali rilevanti per l'Italia.

Con la delibera n. 41/98 l'Autorità ha stabilito che l'adeguamento periodico delle tariffe del gas naturale distribuito nella rete cittadina, con esclusione delle tariffe per usi domestici di cottura dei cibi e produzione di acqua calda, doveva essere 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 del gasolio *cif* Mediterraneo, ritenuto quest'ultimo l'indicatore più rappresentativo delle tendenze internazionali prevalenti sul mercato.

L'introduzione di un prezzo internazionale del gasolio nel calcolo degli adeguamenti bimestrali delle tariffe del gas (diverse dalla T1), in vigore dal primo

maggio 1998, ha permesso agli utenti del servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti urbane di trarre vantaggio dal calo dei prezzi internazionali del petrolio e dei suoi derivati (Tav. 5.1).

TAV. 5.1 **ADEGUAMENTI BIMESTRALI DELLE TARIFFE DEL GAS DIVERSE DALLA T1**

DELIBERA AUTORITÀ	DECORRENZA DAL:	VARIAZIONE TARIFFARIA LIRE/MC
n. 41 del 23 aprile 1998	1 maggio 1998	-12,8
n. 75 del 24 giugno 1998	1 luglio 1998	-17,7
n. 104 del 28 agosto 1998	1 settembre 1998	-16,9
n. 133 del 27 ottobre 1998	1 novembre 1998	-8,4
n. 166 del 29 dicembre 1998	1 gennaio 1999	-7,1

L'accordo stipulato in data 29 aprile 1998 tra Snam Spa e associazioni dei soggetti distributori, ha introdotto dal primo luglio 1998 un aumento del componente fisso del prezzo del metano di 0,7 lire/mc, che è stato trasferito integralmente dalle aziende distributrici su tutte le tariffe del gas naturale. Secondo gli accordi stipulati su base nazionale tra Snam Spa e associazioni dei soggetti distributori di gas naturale, il prezzo di cessione del gas naturale si articola in una quota fissa - che su base forfetaria tiene conto dell'utilizzazione degli impianti - e una quota variabile proporzionale ai volumi di gas effettivamente prelevati.

L'effetto combinato di questi adeguamenti ha portato a una riduzione delle tariffe per uso riscaldamento e altri usi (artigianato, piccola e media industria) di 62,9 lire/mc rispetto al gennaio 1998, con una riduzione della tariffa media, al netto delle imposte, pari a circa l'11 per cento.

Considerando la minore incidenza dell'IVA, che viene applicata su una tariffa base più bassa, la riduzione sulla bolletta è stata di 74,6 lire/mc. Ciò equivale a un risparmio sulla spesa per riscaldamento dell'utente medio italiano con un consumo di circa 1400 metri cubi, pari a 104 mila lire/anno, ovvero pari al 7 per cento circa in meno (imposte comprese), come risulta dalla tavola 5.2.

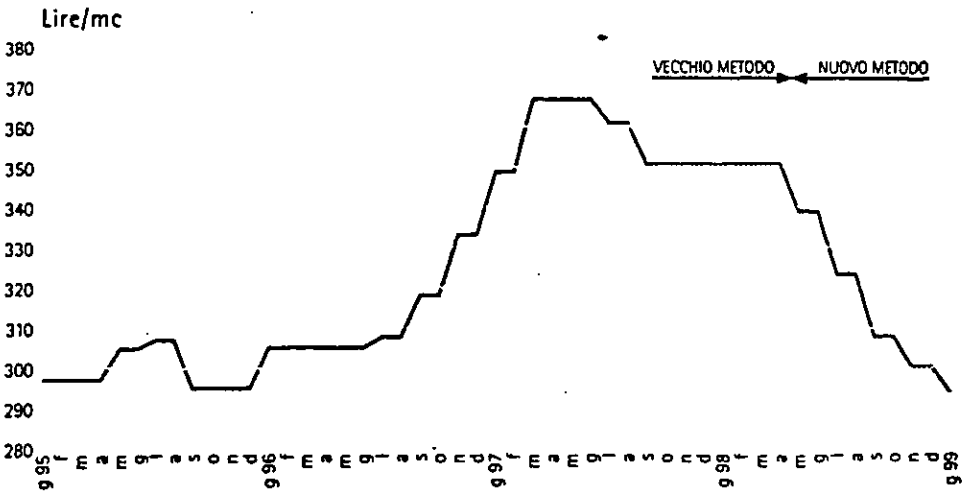
TAV. 5.2 **SPESA ANNUA PER RISCALDAMENTO DELL'UTENTE MEDIO ITALIANO**

Lire; utente medio con un consumo di 1400 mc/anno.

	SPESA MEDIA AL 1/1/1998	SPESA MEDIA AL 1/1/1999	DIFFERENZA
PER TARIFFA (T2)	706.000	619.000	-87.000
PER IMPOSTE:			
- di consumo e addizionale regionale	464.000	464.000	0
- IVA (aliquota 20%)	234.000	217.000	-17.000
TOTALE	1.404.000	1.300.000	-104.000

Le riduzioni tariffarie nel periodo 1998-99 sono in larga misura una conseguenza del calo dei prezzi internazionali sui mercati petroliferi che, in virtù del meccanismo definito, si è riflesso in un minor prezzo di cessione del gas naturale alle aziende distributrici e, indirettamente, sui prezzi all'utenza finale. Il prezzo di cessione nel periodo gennaio 1998 - gennaio 1999, si è infatti ridotto da 350,5 lire/mc a 293,7 (con una variazione di -56,8 lire/mc pari al 16,2 per cento) tornando, come illustra la figura 5.1, ai livelli dell'ultimo trimestre 1995.

FIG. 5.1 **ANDAMENTO DEL PREZZO DI ACQUISTO DEL METANO DA PARTE DELLE AZIENDE DISTRIBUTRICI**



Criteri per l'indicizzazione delle tariffe dei gas distribuiti a mezzo di reti urbane

Il meccanismo di adeguamento delle tariffe gas deliberato nell'aprile 1998 era stato fissato in via sperimentale per un periodo transitorio in modo tale da consentire all'Autorità la definizione di un sistema di aggiornamento bimestrale della parte delle tariffe legata alla materia prima più efficace e volto a offrire agli operatori un riferimento stabile e coerente con i cambiamenti del mercato. Dall'1 maggio 1999 sono infatti entrati in vigore i nuovi criteri per l'indicizzazione delle tariffe nel servizio di distribuzione dei gas a mezzo rete urbana, per la parte relativa al costo della materia prima, fissati nella delibera 22 aprile 1999, n. 52. L'Autorità ha definito la delibera tenendo conto delle osservazioni e proposte inviate dai soggetti operanti nel settore del gas che sono giunte in seguito alla presentazione di un apposito documento per la consultazione nel febbraio 1999 (*cfr.* il documento *Criteri per l'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nei servizi di fornitura dei gas attraverso le reti urbane*, 8 febbraio 1999). L'intervento costituisce il primo passo della riforma delle tariffe dei gas distribuiti nelle reti cittadine e fa riferimento all'aggiornamento delle tariffe in relazione alle variazioni dei costi di acquisto della materia prima (gas naturale, per circa il 99 per cento, e altri tipi di gas) sostenuti dalle aziende distributrici.

Il nuovo criterio per l'indicizzazione è finalizzato al trasferimento in tariffa della sola variazione delle quote di costo influenzate dall'andamento dei mercati internazionali. Esso pertanto individua, all'interno del costo della materia prima riconosciuto in tariffa, una quota corrispondente al costo di acquisto del gas di origine estera.

Gli indicatori scelti per l'indicizzazione della quota energetica del gas naturale sono quelli del mercato del metano - prezzi dei greggi, del gasolio e degli oli combustibili - e riflettono il criterio di indicizzazione adottato nella quasi generalità dei contratti internazionali. Per i sistemi distributivi che utilizzano gas di petrolio liquefatto il riferimento è invece ai mercati di origine del propano commerciale.

Con questa scelta si perseguono obiettivi di sicurezza di approvvigionamento dei combustibili importati, nonché di garanzia sia per i soggetti importatori, che si vedono riconosciuti costi in linea con l'andamento delle quotazioni internazionali, sia per i produttori italiani, che trovano condizioni certe per lo sviluppo delle risorse nazionali.

Le quotazioni internazionali del greggio e dei prodotti petroliferi per l'indicizzazione vengono rilevate da fonti internazionalmente riconosciute come le pubblicazioni curate da *Platt's*, che costituiscono un riferimento nella quasi totalità delle transazioni internazionali di prodotti petroliferi.

La verifica dell'andamento dei prezzi internazionali avviene ogni bimestre, uti-

lizzando per il calcolo dell'adeguamento tariffario le variazioni degli indicatori individuati, rilevate tra due valori medi semestrali distanti un bimestre. Il periodo semestrale garantisce una relativa stabilità al prezzo del gas, tenuto conto che i prezzi del gasolio e degli oli combustibili sono soggetti a elevata variabilità, in concomitanza di forti tensioni sui mercati e in relazione alla domanda stagionale. La periodicità semestrale è inoltre coerente con i ritardi temporali, generalmente compresi tra tre e sei mesi, che caratterizzano la dinamica dei contratti di importazione.

Prezzi delle forniture ospedaliere

L'Autorità ha avviato[2] con delibera 11 marzo 1999, n. 29 un procedimento per la definizione di nuovi criteri per la determinazione dei prezzi del gas naturale per i complessi ospedalieri e che contestualmente escluda dal regime amministrato i complessi ospedalieri le cui forniture di gas siano superiori a 200.000 mc/anno, in analogia con la soglia esistente per le utenze industriali. A tal fine l'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione ai soggetti interessati. La definizione di nuovi criteri e delle nuove soglie di consumo per i prezzi amministrati sono volte a evitare discriminazioni tra utenze ospedaliere e industriali con analoghe caratteristiche di prelievo, sulla base del principio di rispondenza ai costi effettivamente sostenuti.

L'attuale prezzo di fornitura ospedaliera non risponderebbe né all'articolo 2, comma 12, lettera c) della legge 14 novembre 1995, n. 481, relativamente al principio di aderenza dei prezzi ai costi, né all'articolo 2, comma 12, lettera n), che prevede la parità di trattamento degli utenti. Inoltre, non risponde allo spirito della delibera Cipe 20 settembre 1974, che auspica il coinvolgimento di rappresentanze degli utenti nella contrattazione tra le parti.

Il procedimento ha preso avvio su una segnalazione dell'azienda ospedaliera Ospedale San Martino di Genova e Cliniche universitarie convenzionate all'Autorità. L'azienda faceva notare come il prezzo applicato alle forniture di gas metano per uso ospedaliero fosse penalizzante in relazione alle sue caratteristiche di consumo (equiparabili per quantità a quelle di un'industria di medie dimensioni, ma con un esborso nettamente superiore), e avanzava su questa base la richiesta di un riesame delle condizioni tariffarie applicate al fine di una equiparazione con i prezzi applicati al settore industriale.

Avendo rilevato, sulla base della documentazione fornita, che il caso può costituire il presupposto per interventi ai sensi della legge n. 481/95[3], l'Autorità, con delibera 31 luglio 1997, n. 87, ha avviato una istruttoria in merito alla questione esposta al fine di consentire una verifica circa l'effettiva sussistenza delle condizioni per un intervento.

Il prezzo pagato dall'Ospedale S. Martino, definito nel contratto di fornitura di gas con l'Azienda Mediterranea Gas Acqua di Genova (Amga Spa), rientra nel quadro dei prezzi di fornitura ai complessi ospedalieri con consumi superiori ai 300.000 mc/anno[4]. Secondo il regime di sorveglianza sancito dalla delibera Cipe del 20 settembre 1974, tali prezzi devono essere "preferibilmente concordati con le organizzazioni più rappresentative degli utenti". Coerentemente, i prezzi per le forniture alle utenze industriali superiori a 200.000 mc/anno anch'essi soggetti al regime di sorveglianza, vengono determinati dalle trattative tra Snam, Confindustria e Confapi in rappresentanza dei consumatori industriali (l'ultimo accordo è dell'11 novembre 1997). In contrasto con la delibera Cipe, il prezzo della fornitura di gas per utenze ospedaliere e i margini di competenza dei distributori è invece fissato dalla trattativa tra Snam e le associazioni dei distributori Anci, Anigas, Assogas e Federgasacqua; in assenza quindi di interlocutori rappresentativi degli interessi degli ospedali e in regime di monopolio dell'offerta (l'ultimo accordo è del 14 ottobre 1996).

Durante l'istruttoria conoscitiva gli uffici dell'Autorità hanno chiesto informazioni ed hanno svolto approfondimenti e incontri con i diversi soggetti interessati. Inoltre, per verificare le effettive condizioni di prelievo di gas da parte dei singoli ospedali e le relative condizioni di fornitura, nel mese di agosto 1998 gli uffici dell'Autorità hanno avviato una *Indagine sulla distribuzione di gas nelle strutture di ricovero nel 1997* attraverso un questionario inviato ai soggetti esercenti il servizio di distribuzione del gas.

L'indagine ha permesso di concludere che i prezzi del gas ai complessi ospedalieri vengono determinati con riferimento a parametri medi che non riflettono l'estesa variabilità delle condizioni di fornitura, caratteristica dei complessi ospedalieri, sia in termini di consumo annuo sia di grado di utilizzo della capacità impegnata. Basti pensare che nel 1997 si sono avute, ad esempio, forniture di gas agli ospedali da un minimo inferiore ai 300.000 mc a un massimo di 8,4 milioni di mc; così come i coefficienti di utilizzo hanno oscillato tra un minimo di 0,36 e un massimo di 0,77. I prezzi alle utenze ospedaliere risultano inoltre sempre molto superiori a quelli per le forniture di tipo industriale, senza che siano riscontrabili differenze apprezzabili in termini di costo di fornitura da parte delle aziende distributrici, anche con riferimento alla fascia compresa tra 200.000 e 300.000 mc/anno. I margini di vettoriamento riconosciuti ai distributori a carico dei complessi ospedalieri assumono valori che non trovano riscontro nei corrispondenti margini - assai inferiori - riconosciuti da Snam per le forniture a utenze industriali allacciate alle reti cittadine. Peraltro, l'attuale regime per il riconoscimento del margine di vettoriamento ai distributori si configura come un vero e proprio sconto che Snam pratica agli utenti industriali ma non agli utenti ospedalieri a parità di servizio reso.

Pertanto, i prezzi di fornitura ai complessi ospedalieri previsti nell'accordo contrattuale tra Snam e le associazioni dei distributori presentano la specificità, non riscontrabile per nessun'altra categoria di consumatori, di un prezzo deciso unilateralmente dal distributore finale insieme al fornitore della materia prima, l'uno operante in regime di monopolio di fatto, gli altri in regime di esclusiva, con evidente pregiudizio degli interessi degli utenti.

PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E NUOVI ASSETTI DI MERCATO

Il processo di recepimento della Direttiva 98/30/CE: le osservazioni dell'Autorità

Dai primi mesi del 1999 è stata all'attenzione del Parlamento la definizione della delega al Governo per l'attuazione, attraverso uno o più decreti delegati, della Direttiva europea 98/30/CE concernente norme comuni per il mercato interno del gas naturale. Al fine di accelerarne il recepimento, tale delega è stata inserita nell'art. 41 del disegno di legge collegato alla legge Finanziaria per il 1999 sugli incentivi all'occupazione (il cosiddetto collegato "ordinamentale").
Il 12 maggio 1999 il Parlamento ha approvato in via definitiva il testo dell'articolo 41 che definisce termini e criteri entro cui il Governo dovrà esercitare la delega per l'attuazione della Direttiva europea. Tale delega, nel prevedere il recepimento entro un anno dall'entrata in vigore della legge e la presentazione dei relativi schemi di decreti legislativi entro il termine perentorio dei nove mesi successivi, definisce alcuni principi di riferimento per la liberalizzazione del mercato del gas naturale, in particolare:

- l'apertura del mercato in un quadro di regole che garantiscano, nel rispetto dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il servizio pubblico e universale, la qualità, la sicurezza, l'interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi;
- l'eliminazione di disparità normative tra i diversi operatori nel sistema gas per garantire a tutte le imprese un trattamento non discriminatorio nella prospettiva dell'apertura del mercato;
- l'introduzione di misure nei programmi relativi alle opere di trasporto, di importazione e di stoccaggio volte a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, a promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture di produzione, stoccaggio e importazione, a favorire lo sviluppo della concorrenza e l'utilizzo razionale delle infrastrutture esistenti;
- la costituzione, quando funzionale allo sviluppo del mercato, di società separate da parte delle imprese integrate del mercato del gas, assicurando in ogni caso l'obbligo di tenere nella contabilità interna conti separati per le

attività di importazione, trasporto, distribuzione e stoccaggio e conti consolidati per le attività estranee al settore del gas;

- la garanzia di condizioni trasparenti e non discriminatorie per l'accesso, di tipo regolato, al sistema del gas;
- il varo di misure per permettere che l'apertura del mercato nazionale del gas avvenga nel quadro dell'integrazione economica europea sia per quanto riguarda la definizione dei criteri per i clienti idonei su base di consumo per località, sia per facilitare la transizione del settore italiano del gas ai nuovi assetti (tenendo anche conto dei contratti di approvvigionamento già stipulati all'atto di entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE), sia infine per assicurare alle imprese italiane uguali termini di competizione sul mercato europeo del gas, mediante condizioni di reciprocità con gli altri Stati membri;
- le dichiarazioni di pubblica utilità, di urgenza e di indifferibilità per le opere infrastrutturali del sistema del gas.

Le osservazioni dell'Autorità Nel marzo del 1998 le Commissioni riunite industria, commercio e turismo del Senato e attività produttive della Camera dei deputati, in vista della definizione di un parere sui contenuti della delega da trasmettere alle Commissioni bilancio e lavoro, hanno udito rappresentanti dei principali soggetti pubblici, privati e istituzionali coinvolti nel processo di recepimento e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il 24 marzo 1999 l'Autorità ha presentato una memoria contenente una premessa sul quadro legislativo in cui si inserisce la delega relativa alla Direttiva europea, alcune osservazioni sul testo della delega stessa e una descrizione di alcune caratteristiche del sistema nazionale del gas naturale. Nella memoria dell'Autorità sono stati richiamati aspetti connessi con l'uguaglianza di trattamento dei diversi operatori, gli obblighi di servizio pubblico e la sicurezza degli approvvigionamenti, i profili di separazione contabile e societaria, le condizioni di accesso al sistema e alle reti nonché la definizione dei clienti idonei.

Separazione contabile e amministrativa

Allo scopo di attuare quanto previsto dall'articolo 2, comma 12, lettera f) della legge 14 novembre 1995, n. 481, l'Autorità ha avviato con delibera 10 luglio 1998, n. 80, la procedura per la formazione di un provvedimento ai fini della separazione contabile e amministrativa da parte dei soggetti esercenti il servizio nel settore del gas. È stato costituito un gruppo di consultazione informale, composto da rappresentanti dei soggetti esercenti il servizio nel settore, che ha il compito di recepire istanze e proposte riguardanti la predisposizione dei

criteri guida della separazione contabile e amministrativa.

Le attività dell'Autorità, si sono concentrate sui criteri di definizione delle fasi da sottoporre alla separazione contabile e amministrativa e sulla verifica delle procedure di contabilità analitica e industriale in uso presso i soggetti esercenti il servizio gas, prevedendo anche fasi successive per l'adozione delle procedure per la separazione contabile e amministrativa.

Gli uffici dell'Autorità stanno esaminando proposte per la separazione contabile provenienti dalle associazioni dei distributori e hanno promosso verifiche empiriche ai fini dell'applicazione di una procedura di separazione contabile su sei aziende di dimensioni medio - grandi con l'adozione di metodi riconducibili alla contabilità analitica e industriale.

Con l'emanazione della Direttiva 98/30/CE, il quadro normativo si è arricchito di disposizioni comunitarie che devono essere raccordate con il disposto della legge n. 481/95[5].

La Direttiva 98/30/CE stabilisce che le imprese del gas tengano conti separati per le attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio, come sarebbero tenute a fare se tali attività fossero svolte da imprese separate (articolo 13.3). Essa inoltre distingue tra le attività di: distribuzione, ovvero il trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali o regionali per la consegna ai clienti, e fornitura, ovvero la consegna e/o la vendita ai clienti di gas naturale (articolo 2.5 e 2.7). Tale distinzione è fondamentale nella prospettiva dell'accesso di fornitori terzi alle reti per la vendita di gas naturale ai clienti idonei. Le spese di conduzione, manutenzione tecnica e gli ammortamenti degli impianti generalmente fanno riferimento all'attività di distribuzione, mentre le spese per l'attività di *marketing* e per i rapporti con la clientela sono proprie della fase di vendita. Nei consuntivi economici attuali queste voci confluiscono nella stessa linea di attività. Con l'apertura del mercato l'esigenza di trasparenza per l'accesso di terzi richiede che esse vengano identificate in linee di attività separate.

L'attribuzione delle voci di costo alle diverse linee di attività è possibile e affidabile sulla base di una contabilità industriale (*Activity Based Costing* o *contabilità basata sulle attività*) strutturata in modo tale da riflettere l'effettiva separazione in attività contendibili, vale a dire esercitabili in condizioni concorrenziali.

La definizione di procedure di contabilità adeguate a tale scopo offre importanti opportunità per il conseguimento di razionalità ed efficienza nella gestione delle imprese di distribuzione, ma richiede significative risorse organizzative che sono spesso fuori della portata delle più piccole tra queste. In prospettiva pare quindi opportuno che le aziende introducano procedure di separazione contabile basate sul metodo *Activity Based Costing*. Tuttavia, nell'immediato solo poche aziende sono in grado di applicare tali metodologie e sarà probabilmente necessario proporre - in via temporanea - un sistema di separa-

zione che integri le rilevazioni derivate dalla contabilità generale (o analitica) con attribuzione delle voci residue basata su opportuni elementi di determinazione dei costi (*drivers*) oppure, quando la voce di bilancio è disponibile solo in termini aggregati, su parametri convenzionali quali numero di addetti, metri quadri, tempo di utilizzo ecc.

PROVVEDIMENTI DI REVISIONE NORMATIVA E FUNZIONALE

Istruttorie avviate e concluse

Sag Adriatica Gas Spa

Nel novembre 1997 il Comune di Albignasego (Padova), avendo affidato in concessione alla società SAG Adriatica Gas Spa il servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti urbane nell'ambito dell'esercizio di Selvazzano Dentro, di cui lo stesso Comune di Albignasego fa parte, ha segnalato all'Autorità che le schede tariffarie, elaborate dalla società SAG, evidenziavano difformità di calcolo rispetto alla metodologia definita con l'ultima revisione tariffaria.

A seguito della segnalazione, gli uffici dell'Autorità hanno sottoposto a verifica la scheda di calcolo tariffario. Nell'effettuare la suddetta verifica sono stati altresì confrontati i dati ricavabili dalla scheda tariffaria con i dati esposti dalla stessa SAG in sede di compilazione del questionario inviato dall'Autorità a tutte le aziende di distribuzione del gas attraverso reti urbane, nell'ambito dell'indagine conoscitiva avviata con propria delibera 31 luglio 1997, n. 83.

Dall'esame è risultato che ai fini del calcolo del costo standard nella scheda tariffaria la SAG ha considerato tra i contributi, diversamente da quanto fatto ai fini della compilazione del questionario, le sole erogazioni degli enti locali, nazionali e comunitari con esclusione dei contributi versati dagli utenti, compresi i contributi di allacciamento.

Gli uffici dell'Autorità hanno richiesto chiarimenti alla SAG che ha provveduto a rappresentare la propria posizione inviando documentazione a supporto.

Con delibera 18 marzo 1998, n. 27, l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale sul caso in oggetto. Nell'ambito di tale istruttoria è stato effettuato un controllo tecnico da parte di funzionari dell'Autorità presso la sede della SAG ai sensi dell'art. 2, comma 22, della legge n. 481/95. La società, infine, ha presentato una memoria scritta, richiedendo, nel contempo, un'audizione finale presso l'Autorità. Nell'audizione, tenutasi nel giugno 1998, la società SAG ha ribadito le argomentazioni esposte nella documentazione inviata in precedenza.

Sulla base degli elementi raccolti e sviluppati nell'ambito del procedimento, nonché dell'analisi della consuetudine applicativa uniforme nel settore della distribuzione di gas, l'Autorità ha concluso che la SAG non ha applicato correttamen-

te, nell'esercizio di Selvazzano Dentro, la normativa tariffaria in vigore per il servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti urbane, poiché non ha provveduto a dedurre i contributi di allacciamento dagli investimenti esposti nella scheda tariffaria. L'Autorità ha quindi diffidato la società chiedendo la rettifica delle tariffe del gas per l'esercizio di Selvazzano Dentro.

Agea

Nell'ambito delle verifiche del costo standard l'Ufficio provinciale industria commercio e artigianato (Upica) di Ferrara ha rilevato che l'Azienda Gas Energia e Ambiente di Ferrara (Agea), società concessionaria del servizio gas nel Comune di Bondeno, ha addebitato alle utenze di quel Comune, a partire dal 1993, 4.000 lire a bolletta con la causale spese di riscossione.

Constatando l'irregolarità di tale addebito, nel marzo 1997 l'Upica ha inviato all'Agea una diffida per la sospensione e il rimborso delle relative somme all'utenza. Successivamente, con nota del 19 novembre 1997, l'Upica di Ferrara ha segnalato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas che l'Agea aveva sollecitamente sospeso l'addebito ma che, alla data della segnalazione, non aveva ancora provveduto a rimborsare le somme indebitamente percepite.

Nel corso di un incontro tenutosi nel gennaio 1998 presso la sede dell'Autorità, l'Agea ha precisato che l'addebito di 4.000 lire era stato imputato mantenendo un onere in precedenza già imposto dallo stesso Comune, quando questo gestiva direttamente il servizio di distribuzione del gas nel territorio comunale. Tale onere serviva a compensare l'Agea, almeno in parte, per gli elevati costi relativi alla gestione del servizio gas nel Comune di Bondeno. Secondo le modalità precisate nel contratto di concessione, l'azienda deve infatti riconoscere mensilmente al Comune una consistente somma del costo mensile di acquisizione del gas dalla Snam Spa. In quel momento la società era anche in attesa dell'esito di un lodo arbitrale nel quale chiedeva la risoluzione, o la revisione a suo favore, del contratto di concessione stipulato con il Comune. Nel giugno 1998 l'Agea ha trasmesso all'Autorità l'esito negativo del lodo.

Nel gennaio 1999, il Comune di Bondeno ha comunicato all'Autorità che a tale data l'Agea non aveva ancora provveduto a rimborsare le somme indebitamente percepite.

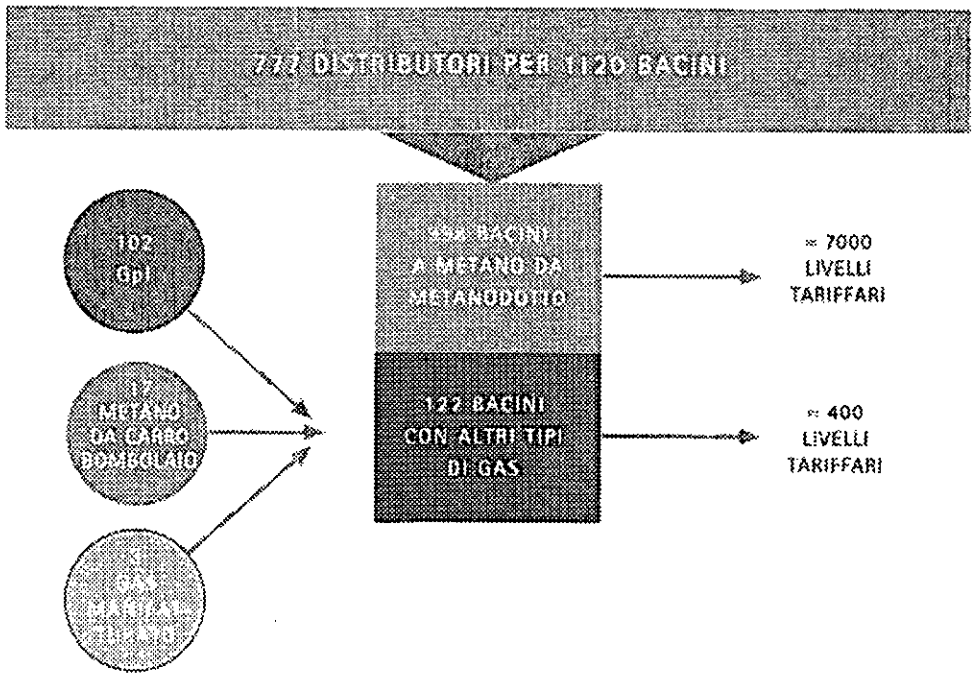
L'addebito imposto dall'Agea all'utenza è in contrasto con quanto previsto dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n.16[6], che include le spese di riscossione nella componente tariffaria dei costi di gestione. Vi è pertanto un mancato rispetto delle condizioni previste dalla metodologia tariffaria[7]. L'elevato corrispettivo che essa deve corrispondere al Comune di Bondeno in base al contratto di concessione non costituisce un elemento che possa tradursi in alcun modo in condizioni tariffarie imposte all'utente diverse da

quelle determinate dall'applicazione della metodologia tariffaria.
L'Agea ha quindi adottato, nel determinare gli importi delle bollette a carico degli utenti del Comune, un'interpretazione non conforme alla disciplina tariffaria vigente comportando esborsi più elevati del dovuto a carico degli utenti. Il mancato rimborso da parte dell'azienda configura un comportamento lesivo dei diritti degli utenti.
Per questi motivi l'Autorità ha aperto[8], con delibera del 18 febbraio 1999, n.14 un'istruttoria formale, nei confronti dell'Agea, ai fini dell'adozione di un provvedimento di diffida volto al rimborso delle somme indebitamente percepite nel Comune di Bondeno.

ATTIVITÀ DI CONTROLLO

Con il trasferimento delle funzioni in precedenza esercitate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato[9] e dagli Uffici provinciali industria, commercio e artigianato (Upica)[10], i compiti di verifica e di controllo delle tariffe del gas applicate agli utenti civili dalle aziende distributrici sono stati attribuiti all'Autorità.
Al 31 dicembre 1998 il servizio di distribuzione del gas naturale a mezzo di reti urbane conta 777 soggetti distributori che gestiscono 1120 bacini di cui 998 alimentati con metano da metanodotto e 122 con altri tipi di gas. Questi ultimi sono composti da 102 bacini alimentati con gas di petrolio liquefatto (Gpl), 17 con metano tramite carro bombolaio e 3 con gas manifatturato (Fig. 5.2).
Nell'ambito dei 1120 bacini totali, 122 sono di recente definizione: nel biennio 1997-98, infatti, è iniziata la distribuzione di gas in 57 bacini alimentati con metano da metanodotto, 12 con metano trasportato a mezzo carro bombolaio e 53 con Gpl.
Relativamente alla distribuzione di metano da metanodotto, i livelli tariffari applicati nei 998 bacini sono circa 7000, mentre poco più di 400 sono quelli applicati nei 122 bacini alimentati da altri tipi di gas.
Le distribuzioni con Gpl canalizzato, un tempo marginali e realizzate in attesa della metanizzazione, hanno mostrato negli ultimi anni una certa vivacità di crescita, diffondendosi in quelle località dove, per ragioni orografiche, difficilmente può arrivare il metano.

FIG.5.2 **LA DISTRIBUZIONE DEL GAS IN ITALIA**



Monitoraggio delle tariffe gas

Per lo svolgimento e il coordinamento delle attività di verifica e di controllo l'Autorità ha innanzitutto effettuato una ricognizione dell'attività di controllo affidata dal Ministero dell'industria, il commercio e l'artigianato, agli Upica, al fine di conoscere modalità e condizioni di svolgimento. Essa ha evidenziato, nella maggioranza dei casi, una preoccupante carenza di risorse dedicate a queste funzioni, sia in termini di personale con specifica professionalità, sia di mezzi idonei, che non ha permesso un efficace svolgimento dell'attività stessa. La legge 14 novembre 1995, n. 481 ha assegnato all'Autorità anche compiti di verifica di conformità ai criteri stabiliti dalla legge delle proposte di aggiornamento delle tariffe presentate annualmente dai soggetti distributori.

Per lo svolgimento dei compiti di verifica già attribuiti al Ministero dell'industria, il commercio e l'artigianato e di quelli previsti dalla legge n. 481/95, si è reso necessario ampliare e integrare il sistema informativo basato sull'archivio documentale esistente, attraverso un costante monitoraggio del settore mirato a tutti gli aspetti connessi con le tariffe.

L'insieme delle informazioni raccolte è stato organizzato dagli uffici dell'Autorità in una banca dati da cui è possibile estrarre una descrizione aggiornata della realtà distributiva sul territorio nazionale suddivisa per aziende distributrici, bacini e località alimentate, tipo di gas distribuito, tariffe e fiscalità applicate.

Un'altra attività ha riguardato l'assistenza informativa a utenti e operatori del settore in merito al servizio di distribuzione del gas e alle tariffe applicate dalle aziende. Gli uffici dell'Autorità sono stati chiamati, con maggiore frequenza, a fornire consulenze a utenti, aziende, associazioni e amministrazioni locali, riguardanti le strutture tariffarie, la loro evoluzione storica e l'imposizione fiscale. Tale attività appare necessaria a motivo della complessità dell'attuale sistema tariffario, caratterizzato dalla numerosità dei livelli tariffari presenti sul territorio nazionale e dalla loro grande diversificazione.

Interventi su violazioni della normativa tariffaria vigente

I controlli esercitati dall'Autorità sui livelli tariffari in vigore consistono nella verifica della corretta applicazione da parte delle aziende distributrici della normativa vigente nella determinazione e nell'aggiornamento periodico delle tariffe. L'informatizzazione dei controlli e la realizzazione della banca dati dell'Autorità hanno consentito una verifica dei dati forniti dalle aziende per ogni singola unità distributiva. Sono emerse difformità nelle schede tariffarie (dovute a eterogeneità dei dati trasmessi, a errori di calcolo, all'applicazione di parametri diversi da quelli previsti dalla metodologia) che nel loro insieme hanno coinvolto il 30 per cento circa delle situazioni esaminate. Nei casi in cui l'errore o la difformità riscontrati comportavano una variazione del livello tariffario, l'Autorità ha chiesto chiarimenti e rettifiche alle aziende erogatrici del servizio e, ove necessario, l'applicazione di conguagli a favore degli utenti.

TAV. 5.3 **DISTRIBUZIONE GEOGRAFICA DEGLI UTENTI CHE HANNO BENEFICIATO DELLA RIDUZIONE**

AREA	LOCALITÀ		UTENTI	
	NUMERO	%	NUMERO	%
NORD	122	77,2	179.084	57,2
CENTRO	12	7,6	61.954	19,8
SUD	24	15,2	71.854	23,0
TOTALE	158	100	312.892	100

In seguito alle richieste di rettifica dell'Autorità si sono avute riduzioni di tariffe in 158 località. Delle riduzioni hanno beneficiato circa 313.000 utenti con un risparmio annuo sulla spesa di gas di circa 14.500 lire IVA compresa. La tavola 5.3 mostra la suddivisione per area geografica degli utenti che hanno beneficiato della riduzione.

Gli interventi dell'Autorità su violazioni della normativa tariffaria vigente sono stati avviati anche in seguito a segnalazioni di associazioni e singoli utenti. In alcuni casi l'Autorità ha effettuato controlli tecnici "in loco". È questo il caso di due attività di distribuzione di Gpl delle quali non esisteva alcuna traccia negli archivi documentali. Le due aziende non avevano mai applicato la normativa tariffaria in vigore ritenendo che i prezzi del servizio di distribuzione in rete del Gpl non fossero regolati amministrativamente, ma fossero liberi come quelli dello stesso prodotto distribuito in bombole.

Anche per alcune aziende di distribuzione di gas metano è stato necessario effettuare un controllo tecnico "in loco" non esistendo agli atti documentazione circa la determinazione delle tariffe applicate.

L'esito dei controlli ha posto in evidenza sia l'esistenza di tariffe superiori a quelle determinate dalla normativa in vigore, sia l'applicazione in alcuni casi di oneri impropri, come le spese per la spedizione della bolletta, dei quali è stata chiesta l'eliminazione.

Note

1 Di cui si è dato conto anche nella *Relazione Annuale* sul 1997.

2 Ai sensi del combinato disposto degli articoli 2, comma 14 e 32, e 3, comma 1 e 7 della legge n. 481/95.

3 I presupposti formali dell'intervento si trovano nell'articolo 2, comma 14 e 32, e nell'articolo 3, comma 1 della legge n. 481/95.

4 Sono escluse dalla distribuzione per usi civili (il cui prezzo è sottoposto alla metodologia tariffaria) le grandi forniture, cosiddette in deroga, per usi industriali con consumi superiori a 200.000 mc/anno e ospedaliere con consumi superiori a 300.000 mc/anno.

5 Mentre la Direttiva europea impone la separazione contabile delle attività, l'art.2 comma 12 lett. f) della legge n. 481/95 precisa che l'Autorità "*emana le direttive per la separazione contabile e amministrativa ...*". L'articolato della legge n. 481/95 individua quindi un intervento che può assumere una portata più ampia rispetto a quello imposto dalla Direttiva europea.

6 L'addebito è in contrasto con il punto 1, lett. b) del provvedimento Cip 23 dicembre 1993, n. 16, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie Generale, n. 303 del 28 dicembre 1993.

7 Condizioni che sono state riconfermate dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 19 novembre 1996.

8 Ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d) della legge n. 481/95.

9 Per una descrizione dei compiti e delle funzioni che il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha trasferito all'Autorità si veda la *Relazione Annuale* sul 1997.

10 In materia di tariffe del gas i compiti degli Uffici provinciali dell'industria, del commercio e dell'artigianato (Upica) sono stati ridefiniti nel decreto 4 agosto 1994 del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Le funzioni principali riguardavano:

- la verifica delle concessioni agli esercizi distributivi relativamente al monitoraggio del potere calorifico superiore del gas distribuito;
- la raccolta dei valori numerici utilizzati dagli esercizi per il calcolo del costo standard, corredati della relativa documentazione giustificativa, nonché dei valori aggiornati delle tariffe, nei bacini di competenza territoriale;
- la verifica, anche a campione, della conformità rispetto alle disposizioni vigenti del calcolo del costo standard e della conseguente struttura tariffaria (con potere di richiedere ulteriori informazioni e documentazione);
- la diffida alle imprese esercenti il servizio ad applicare tariffe corrette, ove si fossero rilevate difformità tra le tariffe pubblicate e applicate e le relative disposizioni, e in caso d'inadempienza la promozione dell'adozione dei provvedimenti previsti dall'ordinamento per le violazioni delle disposizioni dell'autorità competente in materia di prezzi.

6. L'ATTIVITÀ SVOLTA AI SENSI DELLA LEGGE N. 481/95: QUALITÀ DEL SERVIZIO E TUTELA DI CONSUMATORI E UTENTI

Nel corso del 1998 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha proseguito l'attività di rilevazione sistematica della qualità del servizio anche ai fini del controllo della Carta dei servizi e delle attività di regolamentazione. Le conclusioni delle indagini svolte, per il servizio dell'energia elettrica e del gas, sono state pubblicate in due *Quaderni dell'Autorità*.

Allo scopo di tutelare gli interessi dei consumatori e degli utenti dei servizi di elettricità e gas l'Autorità ha provveduto a raccogliere informazioni sul grado di soddisfazione degli utenti, a promuovere interventi mirati a migliorare la trasparenza, a valutare i reclami pervenuti, a diffondere conoscenze sulle condizioni di erogazione del servizio e sui diritti degli utenti e a vigilare sul rispetto delle norme vigenti. È stata conclusa la prima indagine nazionale sul grado di soddisfazione e le aspettative degli utenti dei servizi di energia elettrica e gas. È stato definito un primo intervento volto allo stimolo della trasparenza verso l'utenza finale che stabilisce i criteri di trasparenza per i documenti di fatturazione del gas.

Nell'ambito della regolamentazione della qualità del servizio elettrico l'Autorità ha diffuso nel mese di marzo 1998 un documento di proposte e avviato la consultazione con i soggetti interessati. La raccolta di contributi scritti e le audizioni, tenute nei mesi di aprile-maggio 1998, hanno completato questa fase di prima definizione delle proposte di regolazione.

Gli interventi di regolamentazione della qualità del servizio elettrico promossi dall'Autorità nel corso del 1998 tengono conto di osservazioni e suggerimenti forniti dai soggetti interessati e riguardano la messa a punto di misure per la rilevazione della continuità del servizio elettrico e l'individuazione di standard specifici di qualità.

Nell'ambito delle funzioni di vigilanza sul rispetto delle norme vigenti, l'Autorità ha raccomandato agli esercenti la modifica di prassi ritenute non rispettose degli interessi degli utenti e proceduto a un esame degli aspetti critici del rapporto di utenza in vista della definizione di direttive che modifichino le condizioni di erogazione del servizio.

La valutazione dei reclami e delle segnalazioni e la gestione delle richieste di informazione avanzate da consumatori singoli o associati è stata volta alla risoluzione di controversie sui livelli qualitativi e tariffari dei servizi. L'attività di valutazione, anche laddove non ha condotto alla risoluzione del singolo caso, ha avuto un ruolo determinante nell'individuazione degli aspetti critici del rapporto tra soggetti erogatori dei servizi e gli utenti.

REGOLAMENTAZIONE E CONTROLLO DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO

La rilevazione della qualità del servizio

Nel corso del 1998 l'Autorità ha effettuato una seconda rilevazione sui livelli di qualità raggiunti nel 1997 a fronte degli standard dichiarati dagli esercenti nelle loro Carte dei servizi. I risultati della rilevazione sono stati pubblicati nel *Rapporto sulla qualità del servizio elettrico* e nel *Rapporto sulla qualità del servizio gas* nella collana dei *Quaderni dell'Autorità* (per una sintesi dei principali risultati si vedano i Capitoli 2 e 3).

La rilevazione della qualità del servizio per l'anno 1998 è stata avviata nei primi mesi del 1999.

La rilevazione della qualità del servizio, ai fini del controllo sulle Carte dei servizi, viene condotta dall'Autorità attraverso l'invio agli esercenti di modelli unificati di raccolta dei dati. In attesa di una definizione di misure condivise da tutti gli operatori per la rilevazione della qualità del servizio, le istruzioni di compilazione contengono le definizioni degli indicatori da utilizzare. Gli esercenti indicano se nella propria prassi si discostano da queste definizioni, allegano note di chiarimento e segnalano eventuali ulteriori standard di qualità di cui verificano il rispetto oltre a quelli richiesti dall'Autorità.

I dati vengono forniti dagli esercenti sotto la propria responsabilità. Gli uffici dell'Autorità hanno effettuato nel corso del 1998 verifiche dei dati forniti dagli esercenti. Queste verifiche sono di due tipi:

- verifiche di coerenza, volte ad accertare la completezza dei dati forniti e a eliminare dati palesemente inattendibili;
- visite e sopralluoghi presso gli esercenti, volte a verificare l'affidabilità dei dati forniti e le modalità con cui i dati relativi alla qualità vengono registrati dagli esercenti.

Un problema ricorrente riguarda l'eterogeneità delle informazioni e dei dati. Per quanto riguarda gli standard specifici di qualità, le principali differenze si riferiscono a:

- *separazione delle cause di responsabilità*: non tutti gli esercenti sono in grado di distinguere tra cause di mancato rispetto imputabili agli esercenti stessi e cause imputabili agli utenti o a terzi, come per esempio i ritardi nell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie all'esecuzione dei lavori;
- *tipologia degli interventi*: non sempre la terminologia utilizzata dagli esercenti è omogenea, nonostante le istruzioni fornite;
- *calcolo dei tempi effettivi di rilascio delle prestazioni*: non tutti gli esercenti identificano con le stesse modalità i momenti effettivi di inizio e di termine di una prestazione;

- ***rilevazione della continuità del servizio***: il numero di utenti alimentati in bassa tensione interessati da un'interruzione e la durata delle interruzioni non sono rilevati o stimati con le medesime procedure da tutti gli esercenti.

Definizione degli indicatori di continuità del servizio elettrico

Oggi la continuità del servizio non è rilevata in modo completo né omogeneo dai soggetti esercenti il servizio elettrico: la necessità di completare e uniformare le definizioni e le modalità di misurazione della continuità del servizio costituisce quindi uno gli obiettivi preliminari alla regolazione della qualità del servizio elettrico[1]. L'uniformazione dei criteri e delle modalità di rilevazione della continuità del servizio costituisce infatti una condizione necessaria per introdurre meccanismi di regolamentazione, quali ad esempio indennizzi automatici a carattere generale e/o meccanismi di collegamento tra livelli di continuità e livelli tariffari.

Il documento di consultazione

L'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione (*Indicatori di continuità del servizio di fornitura dell'energia elettrica per utenti alimentati in media o in bassa tensione*) nel quale viene presentata una versione preliminare di provvedimento recante la metodologia per l'elaborazione degli indicatori di continuità del servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica. Nella metodologia vengono fissate le regole per l'elaborazione degli indicatori di continuità e per la comunicazione degli stessi all'Autorità.

Gli indicatori di continuità del servizio attualmente in uso, definiti dallo *Schema generale di riferimento per la Carta dei servizi del settore elettrico* (decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 18 settembre 1995), sono il numero medio annuo per utente e la durata media delle interruzioni accidentali "lunghe" (cioè di durata superiore a 3 minuti), e il numero medio annuo per utente e la durata media delle sospensioni programmate, indicatori tutti riferiti agli utenti allacciati in bassa tensione. Fra i principali limiti degli indicatori in uso vi sono il mancato riferimento agli utenti alimentati in media tensione e le difficoltà nella definizione di un quadro corretto dal punto di vista delle responsabilità delle interruzioni.

Gli indicatori proposti dall'Autorità riguardano, oltre le interruzioni "lunghe", con e senza preavviso, riferite agli utenti di bassa tensione, anche le interruzioni senza preavviso "brevi" (che costituiscono un elemento di disagio segnalato soprattutto dagli utenti industriali) e le interruzioni "lunghe", con e senza preavviso, riferite agli utenti di media tensione. Sono state adottate definizioni sostanzialmente coerenti con la normativa tecnica vigente con alcuni adat-

tamenti. Gli indicatori di continuità del servizio proposti nel documento sono quelli di utilizzo più comune a livello internazionale (la frequenza di interruzione per utente per le interruzioni con e senza preavviso "lunghe" e senza preavviso "brevi", e la durata complessiva di interruzione per utente per le interruzioni con e senza preavviso "lunghe").

Il documento propone che le interruzioni debbano essere rilevate separatamente per area urbana, semi-urbana e rurale al fine di una distinta elaborazione degli indicatori di continuità; tali aree vengono definite in modo omogeneo per tutti gli operatori.

Le interruzioni possono essere classificate per causa e per origine. Dal punto di vista delle cause, le interruzioni - ovunque siano originate - possono essere fatte risalire a cause esterne o a cause che ricadono sotto la responsabilità dell'esercente. L'Autorità ha introdotto una classificazione delle cause esterne che tende a eliminare ambiguità nell'individuazione delle cause di forza maggiore da cui possono dipendere interruzioni accidentali del servizio. Dal punto di vista dell'origine, le interruzioni possono avere origine in porzioni di rete di distribuzione a diversi livelli di tensione, dato che ciascun utente risente delle interruzioni originate su sezioni di rete con un livello di tensione superiore a quello a cui è allacciato.

La stima del numero degli utenti coinvolti nelle interruzioni è un elemento cruciale nella determinazione degli indicatori di continuità. Il documento suggerisce che si adottino soluzioni differenziate a seconda che si tratti di utenti alimentati in media tensione o di utenti alimentati in bassa tensione.

Per gli utenti in media tensione i fornitori devono individuare per ogni interruzione i singoli utenti coinvolti e la durata dell'interruzione per ciascun utente, in modo da poter elaborare indicatori di continuità relativi alla singola utenza (livelli specifici di continuità).

Per gli utenti in bassa tensione, in mancanza di una esatta rilevazione degli utenti interrotti, è stato proposto un metodo di stima uniforme del numero di utenti coinvolti nelle interruzioni.

Per quanto concerne la durata delle interruzioni è stata uniformata la stima delle durate di interruzione per i diversi gruppi di utenti progressivamente ri-alimentati, in seguito agli esiti delle ricerche di guasto e alle manovre di sezionamento e ri-alimentazione.

Il documento definisce i requisiti per la registrazione delle interruzioni e per la rintracciabilità delle informazioni registrate, in modo da permettere verifiche interne o esterne sui dati di sintesi. In particolare, la metodologia prevede alcuni requisiti minimi relativi al sistema di registrazione delle interruzioni.

Esiti della consultazione

Nel corso del processo di consultazione sono stati ricevuti numerosi contributi scritti con osservazioni da tutti i principali soggetti interessati: Enel Spa e altri esercenti il servizio di fornitura di energia elettrica, associazioni dei consumatori, degli utenti industriali e dei produttori di energia elettrica. Gli aspetti principali di carattere generale su cui vertono le osservazioni pervenute riguardano:

- *criteri per la suddivisione in aree* (urbana, semi-urbana e rurale) del territorio servito;
- *ambito di applicazione*, in particolare inserimento delle interruzioni transitorie (o micro-interruzioni inferiori al secondo) e delle interruzioni relative anche alle utenze in alta tensione;
- *requisiti minimi* dei sistemi di rilevazione della continuità del servizio;
- *cause delle interruzioni senza preavviso lunghe*: migliore specificazione delle cause di forza maggiore, includendo tra le altre le condizioni climatiche eccezionali che si verificano ogni qual volta vengano superati i dati climatici di progetto degli impianti e le dichiarazioni di stato di emergenza e di calamità naturale;

Livelli generali e specifici di qualità

In seguito alla diffusione del documento per la consultazione *Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica* (marzo 1998, Fig. 6.1), sono stati ricevuti contributi scritti con osservazioni e proposte dai principali soggetti interessati: Enel Spa e altri esercenti il servizio di fornitura di energia elettrica, associazioni dei consumatori e degli utenti industriali, associazioni ambientaliste, rappresentanze sindacali dei lavoratori. Le osservazioni pervenute riguardano in particolare :

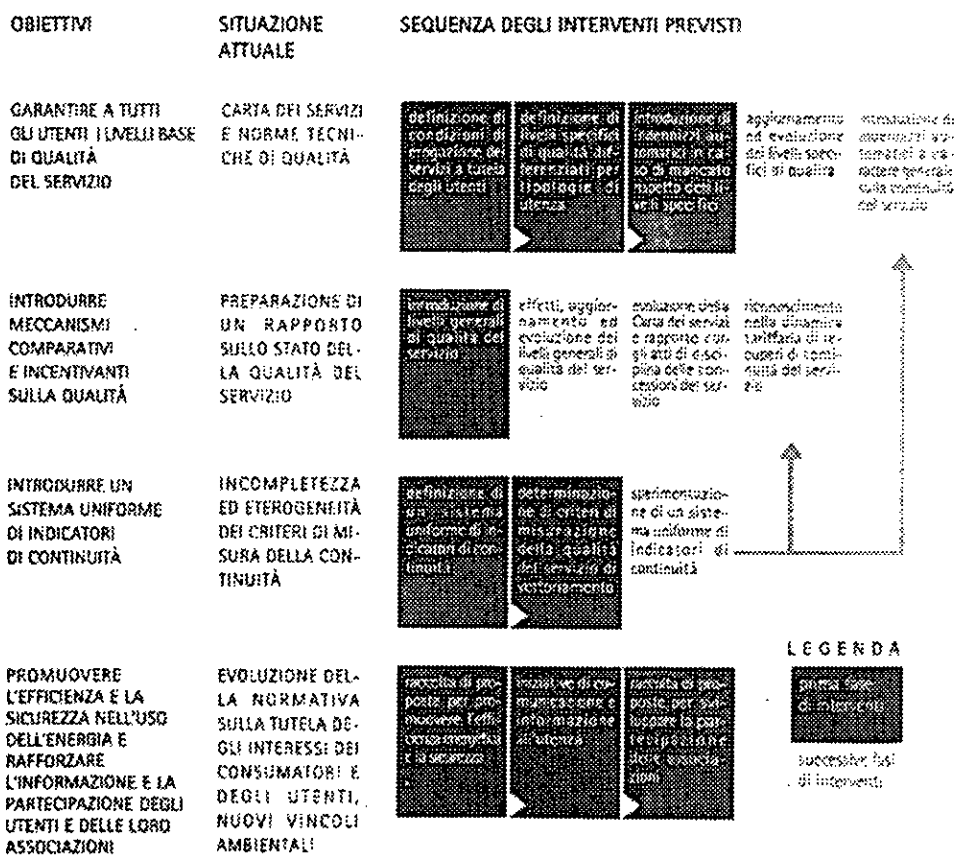
- *Gradualità di attuazione.* Gli esercenti hanno segnalato l'esigenza di differenziare i tempi di attuazione della regolamentazione della qualità del servizio in considerazione dell'entità e della tipologia di investimenti richiesti.
- *Differenze territoriali nei livelli di qualità del servizio.* È stata riaffermata la necessità di differenziare i livelli di qualità e continuità per fasce territoriali, dal momento che non può essere garantito lo stesso livello base di qualità a tutti i clienti della stessa tipologia, senza oneri ulteriori.
- *Esigenze di certificazione dei dati di qualità* forniti dagli esercenti sulla qualità del servizio, soprattutto in vista dell'introduzione dei rimborsi automatici.
- *Introduzione di indennizzi automatici per mancato rispetto dei livelli di qualità.* Sono stati segnalati potenziali costi aggiuntivi, rischi di appesantimento burocratico e di esplosione del contenzioso.
- *Opzioni tariffarie non regolamentate correlate alla qualità.* Queste hanno

sollevato perplessità da parte di alcune categorie di consumatori mentre sono state accolte con favore da parte degli esercenti.

- *Condizioni di erogazione del servizio e verifiche tecniche.* Queste riguardano la frequenza di lettura e la promozione dell'autolettura, il problema della stabilità della tensione e delle modalità e dell'attribuzione dei costi all'utenza delle verifiche tecniche sui contatori.
- *Qualità per utenti industriali e qualità del vettoriamento.* Sono state segnalate componenti specifiche della qualità del servizio per le utenze (es. distorsione armonica, perturbazioni transitorie, squilibri tra le fasi,...) ed è stato sollevato il tema dei disturbi introdotti in rete dagli utenti industriali.

FIG 6.1 **QUADRO SINOTTICO DEGLI OBIETTIVI E DELLE PROPOSTE DELL'AUTORITÀ IN MATERIA DI QUALITÀ DEL SERVIZIO**

(tratto dal documento per la consultazione *Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica*, marzo 1998)



INFORMAZIONE E TUTELA DEGLI INTERESSI DEI CONSUMATORI E DEGLI UTENTI

Risultati dell'indagine sulla soddisfazione dei consumatori

Nel corso del 1998 Autorità ha concluso la prima indagine demoscopica sulla soddisfazione e le aspettative degli utenti domestici dei servizi di distribuzione di energia elettrica e di gas. L'indagine, la prima in Italia svolta da un'amministrazione indipendente, rappresenta, assieme all'indagine sui livelli effettivi di qualità del servizio (vedi Capitoli 2 e 3), uno strumento conoscitivo fondamentale di supporto agli interventi di regolazione della qualità del servizio. La percezione delle esigenze degli utenti e la conoscenza dei dati effettivi di qualità del servizio, oltre a mostrare un grado di correlazione molto stretta (Tav. 6.1), sono infatti elementi irrinunciabili per una corretta definizione di livelli di qualità a carattere nazionale e obbligatorio.

L'indagine[2], condotta su un campione rappresentativo dell'intera utenza nazionale[3], indica in sintesi che:

- il livello generale di soddisfazione dell'utenza dei due servizi è complessivamente buono (Tav. 6.2); la differenza nei livelli di soddisfazione è in larga misura spiegata dal diverso grado di percezione da parte dell'utenza di fenomeni quali la stabilità e continuità del servizio[4] ed è confortata da un analoga differenza nel numero dei reclami e delle segnalazioni ricevuti dall'Autorità nell'anno in corso;
- all'interno di un livello globale di soddisfazione mediamente alto si nascondono situazioni squilibrate sotto il profilo geografico (Tav. 6.3) e in parte anche territoriale (Tav. 6.4);
- considerando i singoli fattori di qualità[5] si nota che le interruzioni accidentali e gli sbalzi di tensione di energia elettrica, soprattutto nelle zone centro-meridionali del paese, sono i "fattori tecnici" percepiti con maggior disagio dagli utenti; la frequenza della lettura e la comprensibilità delle bollette rappresentano il nodo di criticità dei "fattori amministrativi e relazionali" sia per il servizio elettrico che per quello del gas;
- le aspettative degli utenti per miglioramenti del servizio appaiono nel complesso "realistiche" e commisurate al tipo di prestazione di volta in volta considerata e in generale allineate con gli standard di qualità promessi dalle Carte dei servizi dei migliori esercenti; aspettative particolarmente alte vengono riservate ai possibili miglioramenti nelle modalità di distacco per morosità e alla definizione di appuntamenti per lavori con orari precisi.

L'indagine ha permesso di valutare la percezione degli utenti su altri temi di particolare interesse in vista dei cambiamenti attesi nei due settori. La qualità dell'informazione agli utenti, in particolare quella sul risparmio energetico e la

sicurezza, viene giudicata largamente insufficiente dalla maggioranza degli utenti. I prezzi dei servizi vengono giudicati elevati dal 70 per cento degli utenti anche se una quota significativa degli stessi si dice disponibile a pagare di più per una migliore o diversa qualità del servizio (letture più frequenti, maggiore protezione ambientale). I vantaggi della liberalizzazione vengono percepiti dai più in termini di riduzioni attese dei prezzi (79 per cento) e solo in parte di miglioramento della qualità (41 per cento). La presenza di un'autorità indipendente con obiettivi di tutela degli utenti è accolta con grande favore e interesse dalla maggioranza degli utenti.

TAV. 6.1 INTERRUZIONI DEL SERVIZIO ELETTRICO E LIVELLI DI SODDISFAZIONE

	LIVELLI DI SODDISFAZIONE (% utenti molto o abbastanza soddisfatti)	FREQUENZA DELLE INTERRUZIONI (n. di interruzioni all'anno per utente)	DURATA DELLE INTERRUZIONI (minuti persi all'anno per utente)
NORD	84%	2,9	133
CENTRO	70%	6,0	245
SUD E ISOLE	64%	6,2	311
ITALIA	75%	4,7	219

Fonte: Indagine sulla qualità del servizio elettrico nel 1997 e Indagine sulla soddisfazione e le aspettative degli utenti domestici di energia elettrica e gas, 1998

TAV. 6.2 LIVELLO DI SODDISFAZIONE GLOBALE PER IL SERVIZIO ENERGIA ELETTRICA E GAS

RISPOSTE	ENERGIA ELETTRICA %	GAS %
MOLTO SODDISFATTO	17,1	23,9
ABBASTANZA SODDISFATTO	57,8	61,1
COSÌ COSÌ	14,6	9,7
POCO SODDISFATTO	7,1	3,6
PER NULLA SODDISFATTO	3,2	1,5
NON INDICA	0,2	0,2
TOTALE	100,0	100,0

Fonte: Indagine sulla qualità del servizio elettrico nel 1997 e Indagine sulla soddisfazione e le aspettative degli utenti domestici di energia elettrica e gas, 1998

TAV. 6.3 VALUTAZIONE DEL SERVIZIO ELETTRICITÀ E GAS NELLE PRINCIPALI AREE GEOGRAFICHE

	UTENTI SODDISFATTI* ELETTRICITÀ %	UTENTI SODDISFATTI* GAS %
NORD-OVEST	84,4	86,1
NORD-EST	84,1	87,1
CENTRO	69,8	85,4
SUD	69,5	78,6
ISOLE	53,7	80,1

* Utenti soddisfatti è la somma delle percentuali di risposta "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

Fonte: Indagine sulla soddisfazione e le aspettative degli utenti domestici di energia elettrica e gas, 1998

TAV. 6.4 VALUTAZIONE DEL SERVIZIO ELETTRICITÀ PER TIPOLOGIA TERRITORIALE**

	UTENTI SODDIFATTI* %
AREE URBANE	78,4
AREE SEMI-URBANE	76,1
AREE RURALI	71,9

* Utenti soddisfatti è la somma delle percentuali di risposta a "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"
** La tipologia territoriale qui utilizzata rinvia alla classificazione Istat che Enel utilizza per distinguere i propri standard di qualità del servizio nella Carta dei servizi.

Fonte: Indagine sulla soddisfazione e le aspettative degli utenti domestici di energia elettrica e gas, 1998

Trasparenza delle bollette del gas

L'Autorità ha ricevuto numerose segnalazioni in cui utenti e consumatori lamentavano la scarsa comprensibilità delle bollette con cui vengono fatturati i consumi di gas distribuito a mezzo di rete urbana. Nel corso del 1998 gli uffici dell'Autorità hanno proceduto ad un esame comparativo della forma e del contenuto delle bollette emesse da 70 esercenti, per un totale di circa 6,5 milioni di utenti e di 9,2 miliardi di mc di gas erogato, rilevando problemi di comprensibilità e completezza dei documenti di fatturazione. Fino all'intervento dell'Autorità gli esercenti hanno organizzato e predisposto i contenuti della bolletta in modo discrezionale, pur attenendosi ai disposti delle normative generali sulla fatturazione.

La mancanza di normative specifiche sulla fatturazione del gas distribuito a mezzo di rete urbana, l'elevato numero di operatori, la loro eterogeneità e la variabilità delle condizioni di fornitura, definite dalle convenzioni con i comuni concedenti, hanno contribuito a determinare notevoli diversità, sia in termini di contenuto sia di quantità e dettaglio di informazioni, delle bollette ricevute dagli utenti.

Il documento per la consultazione

L'Autorità ha proposto con il documento per la consultazione *Linee guida in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di gas distribuito attraverso rete urbana* del 23 settembre 1998, un intervento in tema di trasparenza delle modalità di fatturazione per il servizio gas distribuito a mezzo di rete urbana.

Le reazioni al documento di consultazione sono state positive ed hanno mostrato apprezzamento per gli obiettivi dell'intervento dell'Autorità. Le osservazioni di carattere generale pervenute all'Autorità hanno riguardato prevalentemente la quantità delle informazioni da riportare in bolletta e i tempi di adeguamento previsti.

Tenuto conto degli esiti della consultazione l'Autorità ha adottato una direttiva relativa alla trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di gas distribuito a mezzo di rete urbana ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere h) e l) della legge 14 novembre 1995, n. 481 (delibera 14 aprile 1999, n. 42).

Con l'adozione della delibera n. 42/99 l'Autorità si è proposta un obiettivo di razionalizzazione e semplificazione dell'esistente; un obiettivo perseguito attraverso l'imposizione di requisiti minimi, comuni e inderogabili per tutti gli esercenti, che riguardano sia il contenuto sia la forma della comunicazione. L'intervento consentirà a circa 15 milioni di utenti del servizio gas (gli utenti cosiddetti civili), indipendentemente dalla loro localizzazione e dall'esercente da cui sono riforniti, di ricevere una bolletta semplice, trasparente e completa.

Le bollette del gas presentano oggi vari formati e sono sostanzialmente organizzate per documentare i consumi e i relativi importi richiesti e per fornire alcune informazioni sulle modalità e i tempi di pagamento. Si può quindi distinguere una parte della bolletta dedicata alla fatturazione dei consumi e delle relative imposte e una parte più specificamente dedicata ad altre informazioni.
I contenuti della proposta dell'Autorità sono sintetizzati nella tavola 6.5 da cui si può evincere come l'intervento sia stato volto alla semplificazione e alla trasparenza, ma anche alla completezza dell'informazione. L'Autorità ha infatti ritenuto necessario che l'utente, oltre ad avere piena consapevolezza del tipo e del costo dei suoi consumi, fosse posto nella condizione di conoscere con certezza le informazioni che attengono ai suoi doveri e ai suoi diritti e che hanno immediata rilevanza in termini di sicurezza nell'erogazione del servizio.
Da qui la semplificazione delle unità di misura adottate, ma anche i numeri di telefono a cui riferirsi in caso di problemi di sicurezza o di incertezza sulla correttezza dei consumi attribuiti, e una maggiore trasparenza sugli interessi di mora e le penalità dovuti per ritardati pagamenti o sulle procedure che vengono seguite per la sospensione della fornitura in caso di morosità. L'Autorità ha ritenuto che sebbene alcune di queste informazioni fossero già contenute in altri documenti (contratti, regolamenti d'utenza o Carte dei servizi), riportarle in bolletta non avrebbe potuto che migliorare la qualità del rapporto d'utenza dal momento che contratti e regolamenti non sempre sono resi disponibili o si presentano in forma poco trasparente per l'utente.
Misure particolari sono stabilite per gli esercenti multiservizio che, qualora fatturino congiuntamente i diversi servizi forniti, dovranno rendere possibile su richiesta dell'utente il pagamento disgiunto per il servizio del gas.

Garanzia dei diritti di consumatori e utenti

Valutazione di reclami, istanze e segnalazioni

Tra il mese di maggio 1998 e il mese di aprile 1999 l'Autorità ha ricevuto, da parte di consumatori e loro associazioni, 233 comunicazioni relative a reclami, richieste di informazioni e segnalazioni riguardanti i servizi dell'energia elettrica e del gas[6]. I reclami hanno rappresentato il 63,0 per cento dei casi, le richieste di informazione e le segnalazioni sono state rispettivamente il 21,5 per cento ed il 15,5 per cento del totale dei casi (Tav. 6.6).
Il 78,1 per cento dei casi ha riguardato il servizio elettrico e il 21,9 per cento il servizio gas. Il 73 per cento dei casi complessivamente fa riferimento a utenti domestici.

TAV. 6.5 REQUISITI MINIMI DELLE BOLLETTE DEL GAS

LA FATTURAZIONE DEI CONSUMI

Tariffe e codici d'utenza	• Le tariffe vanno citate solo ricorrendo alle denominazioni e ai codici d'utenza previsti dalla normativa vigente.
Periodo di riferimento e lettura misuratori	• Va indicato il periodo a cui si riferisce la fatturazione, le date in cui sono state effettuate le letture o le autoletture, il tipo di lettura.
Unità di misura	• I consumi vanno indicati in mc. • Le tariffe vanno indicate in lire per mc.
Addebito quota fissa	• La quota fissa va indicata in lire, se fissata indipendentemente dai consumi, e in lire/mc nel caso in cui venga definita con riferimento ai consumi.
Addebito per imposte	• Le imposte devono essere chiaramente distinte dalle tariffe e devono essere indicate, oltre ai totali, le singole aliquote, per mc.
Pagamenti relativi alle bollette precedenti	• Va evidenziata la presenza di bollette non ancora pagate.
Separazione della fatturazione dei consumi da altri oneri o spese	• Interessi di mora, spese di sollecito, anticipi o depositi di garanzia o altre spese vanno distinte dal calcolo dei consumi e delle imposte. • Per gli interessi di mora deve essere esplicitato il tasso di interesse di riferimento, il periodo di applicazione e il totale. • Per le prestazioni specifiche di altra natura (interventi per guasto, verifiche contatori, interventi per spostamento contatore, ecc) può essere richiesto dall'utente un documento di fatturazione separato.

INFORMAZIONI OBBLIGATORIE AGLI UTENTI

Informazioni sulle modalità di pagamento	• Indicazione delle modalità di pagamento della bolletta. • Numeri di telefono per informazioni sulle fatture e sui pagamenti. • Descrizione analitica dei tassi di interesse applicati sui pagamenti ritardati. • Numero di giorni minimo che intercorre tra la scadenza della bolletta e il distacco della fornitura. • Eventuali modalità di comunicazione all'esercente dei pagamenti dopo la data di scadenza (per gli utenti morosi). • Procedure e costo dei distacchi (per gli utenti morosi).
Informazioni sui diritti degli utenti	• Numeri di telefono di pronto intervento sicurezza. • Nota sull'esistenza di una copertura assicurativa (almeno 1 volta all'anno). • Richiamo alla Carta dei servizi (almeno 1 volta all'anno).
Informazioni sulle caratteristiche della fornitura	• Definizione per esteso dei codici relativi alle tariffe. • Nota sul rapporto tra mc e potere calorifico del gas erogato.

PER I SOGGETTI ESERCENTI MULTISERVIZIO

- Obbligo di adeguarsi alle linee guida nella fatturazione del gas.
- Introduzione della possibilità per gli utenti di pagare l'ammontare relativo al servizio di gas in maniera disgiunta.

TAV. 6.6 **RECLAMI, RICHIESTE DI INFORMAZIONI E SEGNALAZIONI RICEVUTI DALL'AUTORITÀ NEL PERIODO MAGGIO 1998-APRILE 1999**

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI	TOTALE
ENERGIA ELETTRICA	123	38	21	182
GAS	24	12	15	51
TOTALE	147	50	36	233

La differenza tra il numero di reclami, segnalazioni e richieste di informazioni riguardanti il servizio di erogazione di energia elettrica e di gas è dovuta alla maggiore percettibilità da parte degli utenti di alcuni disservizi di carattere tecnico (sbalzi di tensione, discontinuità del servizio) inerenti al servizio elettrico e alla più complessa articolazione della struttura tariffaria. La differenza fra i due settori è d'altronde evidenziata anche nel livello di soddisfazione globale del servizio da parte degli utenti (*cfr.* pag. 265). Occorre infine ricordare che in termini assoluti gli utenti del servizio del gas in Italia (circa 15 milioni) sono quasi la metà di quelli del servizio elettrico (circa 30 milioni). Per quanto riguarda il settore elettrico i reclami sono stati il 67,6 per cento dei casi segnalati, le richieste di informazione il 20,9 per cento e le segnalazioni l'11,5 per cento. Il 24,7 per cento dei casi ha riguardato l'applicazione delle tariffe, il 13,7 per cento le procedure ed i costi di allacciamento di nuove utenze, il 12,1 per cento ha fatto riferimento a distacchi per morosità, ai problemi connessi ai contratti e alla ricostruzione dei consumi ha fatto riferimento l'8,8 per cento dei casi e infine l'8,2 per cento ha riguardato interruzioni del servizio (Tav. 6.7). Per quanto riguarda i 45 casi che si riferiscono a problemi tariffari, le principali contestazioni provengono dagli utenti domestici e si riferiscono all'applicazione delle tariffe per utenti non residenti, mentre per gli altri utenti l'applicazione delle tariffe per usi agricoli. Fra i casi relativi alle interruzioni del servizio sono state invece frequenti le segnalazioni collettive o le richieste di risarcimento danni.

TAV. 6.7 **PRINCIPALI ARGOMENTI OGGETTO DEI RECLAMI, DELLE SEGNALAZIONI E DELLE RICHIESTE DI INFORMAZIONE RICEVUTI DALL'AUTORITÀ NEL PERIODO MAGGIO 1998 - APRILE 1999**

	TOTALE CASI (NUMERO)	TOTALE CASI (%)
ENERGIA ELETTRICA		
Tariffe	45	24,7
Allacciamenti	25	13,7
Distacchi	22	12,1
Contratti	16	8,8
Ricostruzione consumi	16	8,8
Interruzioni	15	8,2
GAS		
Imposte	11	21,6
Allacciamenti	6	11,8
Fatturazione	6	11,8
Contratti	5	9,8
Tariffe	5	9,8
Lavori	4	7,8

Nel settore del gas i reclami hanno rappresentato il 47,1 per cento del totale, le richieste di informazione il 23,5 per cento e le segnalazioni il 29,4 per cento. Gli argomenti più ricorrenti si riferiscono a imposte sui consumi (21,6 per cento dei casi), a procedure e costi di allacciamento (11,8 per cento dei casi), alla fatturazione (11,8 per cento dei casi) alle tariffe (9,8 per cento dei casi) e ai lavori (7,8 per cento dei casi). Nei casi in cui le richieste hanno riguardato l'applicazione delle imposte sui consumi e dell'imposta sul valore aggiunto, gli uffici dell'Autorità si sono limitati a fornire informazioni, non essendo le materie fiscali di competenza diretta dell'Autorità.

Nel periodo di riferimento, a seguito dei reclami degli utenti, gli uffici dell'Autorità hanno effettuato tre controlli tecnici volti ad accertare l'esistenza dei presupposti per comportamenti lesivi dei diritti degli utenti ed è stata portata a termine una istruttoria formale.

In alcune decine di casi segnalati gli esercenti hanno prontamente modificato il loro comportamento di fronte ai rilievi degli uffici dell'Autorità, convenendo, là dove necessario, in azioni di risarcimento verso gli utenti senza la necessità di un provvedimento formale dell'Autorità. Le modifiche di comportamento dei soggetti esercenti hanno riguardato non corrette procedure di rivalutazione degli anticipi di fornitura richiesti all'atto dell'attivazione del servizio, non corretta imputazione a un gruppo di utenti del servizio gas di un corrispettivo non dovuto per una copertura assicurativa, errori nelle ricostruzioni dei consumi

effettuate a seguito di rottura dei misuratori, errori nella fatturazione, errori nell'interpretazione di provvedimenti amministrativi.

Nel periodo in esame l'attività di valutazione dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazione ha consentito una puntuale interpretazione della normativa in vigore che ha concorso a dare maggiori certezze sia agli esercenti sia agli utenti. Gli interventi di tutela hanno favorito la trasparenza riducendo ad esempio i casi di arbitrarietà interpretativa dovuti all'esistenza di incertezze normative. Nel settore elettrico l'azione dell'Autorità ha riguardato i requisiti richiesti per l'applicazione delle tariffe oggi in vigore per gli usi agricoli, il diritto dell'utente di ottenere le tariffe più favorevoli con riferimento all'uso richiesto o al tipo di contributi che può essere richiesto dagli esercenti per incrementi di potenza di impianti speciali. Nel settore del gas l'azione dell'Autorità ha sollecitato il rispetto dei vincoli posti dal metodo tariffario e portato alla rimozione di prassi ingiustificatamente gravose per gli utenti.

La verifica del rispetto dei vincoli tariffari da parte degli uffici dell'Autorità sempre nel settore del gas ha portato a rilievi su circa il 30 per cento delle situazioni esaminate; in 158 località si sono quindi avute riduzioni di tariffe per complessivi 313.000 utenti. Ove necessario le rettifiche hanno comportato l'applicazione di conguagli a favore degli utenti.

La valutazione dei reclami, delle segnalazioni e delle richieste di informazioni ha altresì fatto emergere, per quanto riguarda il settore del gas, la prassi del rinvio a clausole contrattuali contenute in regolamenti vincolanti per gli utenti, ma ad essi non noti perché non allegati al contratto stesso.

Condizioni di erogazione dei servizi

Le condizioni di erogazione del servizio sono solo parzialmente regolamentate. Nel settore dell'energia elettricaesse sono definite in parte da provvedimenti amministrativi in vigore sull'intero territorio nazionale e in parte dagli esercenti e compresé nel contratto di fornitura. Altre condizioni di erogazione del servizio lasciate alla libera scelta delle aziende sono codificate solo in documenti a circolazione strettamente aziendale.

Nel settore dell'energia elettrica risultano regolamentati da provvedimenti amministrativi le procedure e i costi di allacciamento delle nuove utenze e di subentro per gli utenti che si sostituiscono ad altri già allacciati, i requisiti minimi per i documenti di fatturazione e la periodicità massima dell'invio di questi documenti. Non sono invece regolamentati la frequenza delle letture dei misuratori, il regime delle somme richieste come anticipo o garanzia al momento dell'attivazione della fornitura, gli interessi di mora in caso di ritardato pagamento, le procedure di avviso per mancato pagamento e di distacco per morosità della fornitura, le procedure di ricostruzione dei consumi in caso di

mal funzionamento dei misuratori e le procedure di preavviso in caso di sospensione programmata della fornitura. Queste condizioni vengono definite unilateralmente dagli esercenti e non sempre sono esplicitate nei contratti di fornitura anche a scapito della trasparenza del rapporto con gli utenti.

Nel settore del gas gran parte delle condizioni di erogazione del servizio sono comprese in regolamenti di utenza che discendono da convenzioni di concessione con i comuni concedenti e sono quindi diverse per ogni esercente e differenziate sul territorio nazionale.

L'Autorità ha raccolto informazioni e condotto approfondimenti, su segnalazione degli utenti e con la collaborazione degli esercenti, su alcune delle condizioni di erogazione dei servizi con l'intento di individuare priorità di intervento.

Note

1 Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica*, documento per la consultazione, marzo 1998.

2 La sintesi dei risultati dell'indagine verrà pubblicata nel terzo volume della collana *Documenti* dei *Quaderni dell'Autorità*.

3 Il campione è costituito da 3.499 interviste per il servizio elettrico e 2.148 per quello del gas con margini di stima dell'1 per cento sull'intero campione.

4 Differenze nei diversi utilizzi delle due forme di energia e caratteristiche tecniche delle stesse determinano il diverso grado di percezione di eventuali disservizi da parte degli utenti come è evidente nel caso delle interruzioni accidentali del servizio elettrico.

5 I diversi fattori di qualità sono stati distinti fra fattori tecnici (come stabilità e continuità del servizio nel caso elettrico o sicurezza nel caso del gas), amministrativi (come frequenza di lettura e chiarezza della bolletta) e relazionali (come i tempi relativi ad interventi richiesti dall'utente per nuovi contratti, allacciamenti e attivazioni).

6 La ripartizione fra reclami, richieste di informazioni e segnalazioni deriva da una scelta di classificazione, basata su normative UNI per quanto riguarda i reclami, che è stata utilizzata dall'Autorità per impostare una banca dati da cui sono tratti i dati qui illustrati. Per reclamo si intende una comunicazione scritta nella quale l'utente esprime chiaramente una lamentela motivata circa la non coerenza del servizio da lui stesso ottenuto con quanto previsto dai provvedimenti amministrativi che regolano la erogazione del servizio, dal contratto di fornitura sottoscritto, dal regolamento di servizio o dalla Carta dei servizi. Per segnalazione si intende una comunicazione scritta nella quale l'utente esprime chiaramente una lamentela generale circa la non coerenza del servizio fornito con quanto previsto dalle vigenti condizioni di erogazione del servizio o circa la non coerenza delle attuali condizioni di erogazione del servizio con gli interessi e i diritti dei consumatori.

7. RAPPORTI ISTITUZIONALI

RAPPORTI CON ALTRE ISTITUZIONI PUBBLICHE

Rapporti con il Governo e il Parlamento

Nell'ottobre del 1998 l'Autorità ha presentato al Governo un documento contenente osservazioni e proposte in merito al recepimento nell'ordinamento nazionale della Direttiva 96/92/CE (delibera 21 ottobre 1998, n. 127) in cui veniva richiamata l'attenzione su alcuni aspetti del disegno di riorganizzazione del settore. Nel corso dell'Indagine conoscitiva sul riassetto del settore elettrico avviata dal Parlamento, il 26 gennaio 1999 l'Autorità, in audizione presso le Commissioni congiunte industria, commercio e turismo del Senato della Repubblica, e attività produttive, commercio e turismo della Camera dei Deputati, ha presentato una memoria contenente alcuni commenti allo schema di decreto di attuazione approvato in via preliminare dal Consiglio dei ministri, in attuazione della delega del Parlamento della legge 21 aprile 1998, n. 128.

Il 24 marzo 1999, l'Autorità ha presentato alla Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera, nell'audizione relativa all'Indagine conoscitiva sul riassetto del settore del gas naturale, una memoria volta a illustrare i nodi critici del riordino del settore del gas naturale italiano in vista dell'attuazione della Direttiva 98/30/CE. La memoria presentata muove dalla formulazione dell'articolo relativo a "Norme per il mercato del gas naturale" del decreto legislativo ordinamentale collegato alla legge Finanziaria 1999, che contiene la delega al Governo per l'attuazione, attraverso uno o più decreti delegati, della Direttiva 98/30/CE.

Nell'ambito dei lavori parlamentari volti alla predisposizione del testo del disegno di legge governativo n. 4816 "Legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico" l'Autorità è stata chiamata a illustrare le problematiche connesse al finanziamento della tutela sanitaria dall'esposizione ai campi elettromagnetici. Nel corso dell'audizione presso la Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera, svoltasi il 26 maggio 1998, l'Autorità ha prodotto e illustrato una memoria e risposto ad alcune domande dei Commissari.

Rapporti con altre istituzioni

Con l'Autorità garante per la concorrenza e per il mercato, oltre al reciproco scambio di informazioni in occasione di apertura di procedimenti in aree di comune interesse, è da segnalare lo scambio formale di informazioni in occasione dell'apertura, da parte dell'Autorità garante per la concorrenza e per il

mercato, di un'istruttoria volta a verificare il possibile abuso di posizione dominante da parte di Enel Spa sul mercato della fornitura di energia elettrica in merito ai contratti pluriennali di fornitura con utenti caratterizzati da elevati consumi, già oggetto di una deliberazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera 23 settembre 1998, n.120).

Nel corso del procedimento per la definizione di direttive per la separazione amministrativa e contabile delle imprese elettriche, secondo quanto disposto dall'art. 2, comma 12, lettera f) della legge n. 481/95, l'Autorità ha chiesto, con lettera del 22 maggio 1998, alla Commissione nazionale per la società e la borsa (Consob) un parere sul documento di consultazione diffuso il 7 maggio dello stesso anno. La Consob ha inviato, in data 30 giugno 1998, un documento contenente un parere formale sulle proposte dell'Autorità in materia.

Tenuto conto delle esigenze di approfondimento tecnico e analitico che gran parte delle attività dell'Autorità richiedono - sia nella definizione di provvedimenti generali e individuali, sia per l'espletamento di funzioni autorizzative e di controllo tecnico - e della facoltà di ricorrere alla collaborazione con altre amministrazioni pubbliche che la legge istitutiva le riconosce (art. 2, comma 22, legge n. 481/95), l'Autorità ha siglato in data 18 settembre 1998 (delibera n. 118/98) un protocollo d'intesa con l'Ente nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente (Enea). Il protocollo prevede lo scambio di informazioni e l'adozione di strumenti di collaborazione flessibile su temi di comune interesse quali l'evoluzione di normative ambientali ed energetiche nazionali, processi, impianti e componenti di interesse energetico[1], tutela dell'ambiente, valutazioni tecnico-economiche su rifiuti e combustibili da rifiuti e nuove fonti rinnovabili di energia, qualità del servizio (valutazione parametri, accertamenti tecnici, sicurezza). La collaborazione prevede sia forme di scambio di informazioni e personale senza oneri per le due istituzioni, gruppi di lavoro misti a carattere temporaneo per la raccolta di dati e informazioni tecnico-economiche relative ai settori dell'energia elettrica e del gas e incarichi specifici con oneri aggiuntivi di spesa ed eventuali vincoli di riservatezza e indipendenza nello svolgimento delle attività. Nei primi mesi del 1999 hanno avuto luogo contatti fra gli uffici per l'avvio delle prime attività di collaborazione fra cui un'iniziativa volta alla costituzione di una base dati analitica dedicata alle caratteristiche tecnologiche ed economiche degli impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili.

Nel corso del 1998 sono stati infine avviati su base più organica e ricorrente i rapporti con l'Istat in vista dell'avvio di iniziative comuni.

Nel novembre del 1998 si è tenuto presso la sede di Milano un incontro fra i vertici dell'Anpa e dell'Autorità finalizzato all'esame delle ricadute ambientali delle attività connesse al settore energetico di comune interesse, anche alla luce degli impegni internazionali di Kyoto assunti dall'Italia, e a una prima valutazione per un programma di collaborazione tecnica e scambio di informazioni.

RAPPORTI CON ISTITUZIONI INTERNAZIONALI ED ESTERE

Forum dei regolatori UE

L'Autorità è parte attiva del *Forum* europeo per la regolazione dell'energia elettrica organizzato dalla Presidenza del Consiglio europeo e dalla Commissione europea per discutere problemi connessi all'attuazione della Direttiva europea per il mercato interno dell'elettricità. Di norma si tengono due riunioni annue, in primavera e in autunno, in cui sono presenti i rappresentanti delle Autorità europee, dei ministeri competenti degli Stati membri e dei gestori delle reti di trasmissione nazionali.

Nella riunione di Firenze dell'8 e 9 ottobre 1998 sono stati affrontati temi legati alla determinazione di prezzi e tariffe di trasmissione transfrontaliere, ai servizi ausiliari, agli obblighi di servizio pubblico, alla separazione contabile e gestionale, all'identificazione e alla gestione degli *stranded cost*. L'Autorità ha presentato, congiuntamente con gli organi di regolazione spagnolo e portoghese, un documento di analisi sulla separazione proprietaria del gestore della rete di trasmissione. Contributi congiunti sono stati presentati anche sugli *stranded cost*, i prezzi e l'accesso alla rete di trasmissione e sulla separazione della rete di trasmissione.

Nella riunione prevista per il 21 e 22 maggio 1999 sarà discusso il tema del vettoriamento internazionale su cui la Commissione intende in tempi brevi pervenire alla definizione di una proposta comune condivisa da tutti gli organi di regolazione europea. L'Autorità ha prodotto un documento di posizione comune sui temi della trasmissione e dell'interscambio di energia elettrica in Europa.

Rapporti con CNSE ed ERSE e attività dei gruppi di lavoro congiunti

Il programma di collaborazione e scambio di informazioni con i regolatori indipendenti spagnolo, *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico* (CNSE) e portoghese, *Entitade Regulatora do Sistema Eléctrico* (ERSE), avviato dall'Autorità sin dalla sua costituzione si è consolidato e ulteriormente sviluppato nel corso del 1998 e dei primi mesi del 1999. I componenti dei tre organismi di regolazione si sono incontrati a Lisbona nel giugno del 1998 e a Siviglia nel gennaio del 1999. Le tematiche discusse hanno riguardato prevalentemente i nodi critici del processo di recepimento della Direttiva 96/92/CE nei tre paesi con particolare riguardo ai caratteri d'indipendenza dell'operatore del sistema di trasmissione, ai prezzi di trasmissione, alle regole di accesso alla rete, agli oneri di sistema e agli *stranded cost*, e alle tematiche legate alla separazione contabile e gestionale.

Nel corso dell'anno l'attività di collaborazione fra le tre autorità si è concen-

trata sui temi della trasmissione e dell'interscambio internazionale di energia elettrica; l'Autorità, insieme con la CNSE e l'ERSE, ha prodotto un documento congiunto sul tema *Transmission and trade of electricty in Europe* che rappresenta la posizione comune dei tre regolatori a fronte delle proposte in tema di vettoriamento internazionale discusse a livello europeo nel contesto dell'implementazione della Direttiva.

Infine, nell'incontro di Lisbona del giugno 1998 i tre regolatori hanno deciso di rafforzare ulteriormente il programma di interscambio e collaborazione tecnica attraverso il coinvolgimento diretto degli uffici. Sono stati pertanto creati tre gruppi di lavoro congiunti sui temi dei servizi ancillari, della qualità del servizio, della tassazione e ambiente.

Gruppo di lavoro congiunto sui servizi ancillari

Il gruppo di lavoro congiunto sui servizi ancillari, coordinato dagli uffici della Commissione di regolazione spagnola, la CNSE, ha iniziato le proprie attività nel mese di dicembre con una riunione a Madrid volta alla definizione degli obiettivi di lavoro e a una prima analisi delle tematiche che in ordine di priorità sono sembrate avere una rilevanza particolare ai fini della ristrutturazione dei servizi ancillari, tra cui i problemi definitori e tassonomici e quelli, di natura tecnica ed economica, legati alla creazione di un mercato di tali servizi.

Il gruppo di lavoro ha esaminato l'attuale assetto di formazione ed erogazione dei servizi ancillari nell'ambito dei settori elettrici di Italia, Portogallo e Spagna. Il monitoraggio del processo di riassetto dei servizi in atto nei tre paesi, il confronto di esperienze e lo scambio di conoscenze tecnico-economiche costituiscono il programma di lavoro per l'anno in corso. L'attività del gruppo è volta a identificare le soluzioni migliori da adottare in ambito nazionale, nel rispetto delle autonomie di ogni paese e delle differenti caratteristiche tecnico-strutturali del settore elettrico specifico.

Gruppo di lavoro congiunto sulla qualità del servizio

L'attività svolta dal gruppo di lavoro congiunto sulla qualità del servizio, coordinata dagli uffici della Commissione di regolazione portoghese, l'ERSE, ha portato nel corso del secondo semestre 1998 alla realizzazione di un rapporto comparativo sulla regolazione della qualità del servizio nei tre paesi che è stato presentato all'incontro dei tre regolatori a Siviglia nel gennaio 1999. Il rapporto esamina per ogni paese il contesto istituzionale e giuridico relativo alla regolazione della qualità del servizio, la situazione attuale e le prospettive di evoluzione. Sono state esaminate le tre principali dimensioni della qualità del servizio elettrico: le relazioni con gli utenti ("qualità commerciale"), la continuità del servizio e la qualità della forma d'onda di tensione.

L'attività svolta ha permesso di esaminare, aldilà delle significative differenze sul piano istituzionale e delle competenze delle tre autorità sulla regolazione della qualità del servizio, tematiche tecniche di interesse comune.

Gruppo di lavoro congiunto sulla tassazione e l'ambiente

Il gruppo di lavoro congiunto, coordinato dagli uffici dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha tenuto la sua prima riunione in Milano nel gennaio del 1999. In quella sede sono stati discussi gli obiettivi del gruppo, la metodologia dei lavori e un calendario degli stessi. In vista del primo incontro sono stati messi a punto documenti illustrativi sullo stato delle problematiche ambientali connesse con il settore elettrico nei rispettivi paesi, sulle politiche della tassazione nel settore ambientale e sul ruolo delle autorità di regolazione.

Nel corso del primo incontro sono state illustrate e discusse le politiche di intervento in materia di emissioni, campi elettromagnetici, incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili e interventi in materia di uso razionale dell'energia (*demand side management*) nei tre paesi, con particolare attenzione agli strumenti di tassazione ambientale e al ruolo dei regolatori e altre istituzioni nazionali. Le politiche di incentivazione dell'energia da fonti rinnovabili, gli schemi di intervento di *demand side management* e lo sviluppo di strumenti di tassazione ambientale sono stati individuati quali temi di interesse comune sui cui è stato definito un programma di collaborazione tecnica e scambio di informazioni da realizzare attraverso nuovi incontri e documenti di posizione congiunti.

Gruppi di monitoraggio sulle Direttive europee sul mercato elettrico e sul mercato del gas

L'Autorità partecipa, in qualità di osservatore, ai due gruppi di monitoraggio costituiti dalla Commissione europea per discutere problemi e temi connessi con il recepimento e con l'attuazione negli Stati membri delle Direttive sul mercato interno dell'elettricità e sul mercato interno del gas. I due gruppi riuniscono, con cadenza semestrale, i rappresentanti dei Governi degli Stati membri e gli uffici della Commissione e rappresentano un utile strumento di accompagnamento del processo di recepimento perché consentono di fare il punto su problemi interpretativi e di applicazione delle Direttive.

La Commissione ha precisato che l'obiettivo delle riunioni dei gruppi è quello di consolidare un'interpretazione comune delle disposizioni della Direttiva e di facilitare l'interpretazione dei punti più controversi.

Il gruppo di monitoraggio sulla Direttiva 96/92/CE concernente norme comuni sul mercato interno dell'elettricità si è riunito a Bruxelles due volte: il 13 e 14

maggio e il 19 novembre 1998. Nelle riunioni sono stati affrontati temi legati al sistema di trasmissione (tariffa di trasmissione transfrontaliera, import-export di elettricità dai paesi terzi) e ai principali nodi della regolazione in un contesto liberalizzato (separazione contabile, *stranded cost*, regimi transitori, obblighi di servizio universale, fonti rinnovabili).

Il gruppo di monitoraggio delle attività relative alla Direttiva 98/30/CE si è riunito per la prima volta il 22 e 23 ottobre 1999. Gli argomenti discussi hanno riguardato l'accesso allo stoccaggio, la separazione contabile, l'accesso ai gasdotti a monte, la pubblicazione delle principali condizioni commerciali nell'accesso negoziato, la cogenerazione, i contratti *take or pay* e i temi relativi alla reciprocità e all'interoperabilità delle reti.

CONSULTAZIONI CON I SOGGETTI INTERESSATI

Numerose sono state le consultazioni con i soggetti interessati e formazioni associative che ne rappresentino gli interessi in occasione dell'adozione di provvedimenti da parte dell'Autorità.

In particolare, nell'ambito del procedimento relativo ai criteri per la valutazione degli oneri connessi con il programma nucleare, l'Autorità ha diffuso nel maggio 1998 un documento di consultazione e ha tenuto audizioni speciali il 29 maggio 1998 a Roma con i soggetti interessati (Enel, associazioni dei consumatori e rappresentanti delle associazioni sindacali delle imprese).

Il 3 giugno 1998 si sono tenute audizioni speciali con i soggetti interessati in tema di separazione contabile e amministrativa in seguito alla diffusione, avvenuta il 7 maggio 1998, di un documento di consultazione. Sono state raccolte, nei mesi seguenti, osservazioni scritte da dieci soggetti.

Nel corso dei procedimenti individuali avviati dall'Autorità sono stati inoltre sentiti in audizione speciale i soggetti coinvolti nell'istruttoria formale sul caso comuni di Albisegno e Rubano contro Sag Spa il 3 giugno 1998, sul caso Federconsumatori Puglia contro Amgas di Bari il 2 ottobre 1998, sul caso Società consortile Agac contro Enel Spa il 20 ottobre 1998 e su caso Cogen Seabo contro Enel Spa il 4 novembre 1998.

Si sono svolte inoltre consultazioni scritte con tutti i soggetti interessati mediante la diffusione di documenti di consultazione e schemi di provvedimenti anche attraverso il sito *Internet* dell'Autorità e la raccolta di osservazioni scritte (Tav. 7.1).

TAV. 7.1 **SINTESI DELLE CONSULTAZIONI SCRITTE NEL PERIODO APRILE 1998 - APRILE 1999**

PROCEDIMENTO	TIPO DI DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE	N. DI SOGGETTI CHE HANNO PRESENTATO OSSERVAZIONI SCRITTE
Separazione contabile e amministrativa	consultazione	7/05/1998	10
Oneri nucleari	consultazione	13/05/1998	7
Contratti pluriennali di fornitura	consultazione	29/07/1998	7
Trasparenza bollette gas	consultazione	23/09/1998	20
Misure comuni per gli indici di continuità del servizio elettrico	consultazione con schema di provvedimento	21/10/1998	25
Condizioni tecnico-economiche per il vettoriamento e lo scambio	consultazione con schema di provvedimento	24/11/1998	53
Aggiornamento del provvedimento Cip n. 6/92	consultazione	4/02/1999	41
Criteri di indicizzazione delle tariffe del gas naturale distribuito a mezzo rete urbana	consultazione	8/02/1999	29

STATO DEL CONTENZIOSO

La legge 14 novembre 1995, n. 481 (art. 2, comma 25) prevede che chiunque possa esercitare il diritto di esperire un ricorso amministrativo davanti al Tar della Lombardia contro le decisioni dell'Autorità.

Le tavole 7.2 e 7.3 descrivono lo stato del contenzioso dall'avvio dell'attività nell'aprile 1997 al 31 dicembre 1998. Su 326 provvedimenti adottati, 20 sono stati impugnati, per un totale di 54 ricorsi pendenti innanzi al giudice amministrativo. A parte i cosiddetti utenti "energivori", sono soprattutto piccole realtà (imprese elettriche minori, piccoli produttori idroelettrici) o soggetti indirettamente sussidiati attraverso tariffe speciali a ricercare in ambito processuale l'affermazione delle proprie ragioni. Su 54 ricorsi, 9 sono stati presentati davanti al Tar del Lazio.

Il numero delle istanze di sospensiva contenute nei provvedimenti impugnati è pari a 29 sui 54 ricorsi, ossia quasi il 54 per cento. Il numero dei ricorsi in cui vi è stata almeno una udienza (cautelare o di merito) è pari a 20.

TAV. 7.2 STATO DEL CONTENZIOSO: QUADRO SINOTTICO DI RIEPILOGO

TIPOLOGIA DEI PROVVEDIMENTI	TIPOLOGIA DEI RICORRENTI	TIPOLOGIA DEI GIUDICI ADITI	TIPOLOGIA DELLE DECISIONI O DELLE RICHIESTE PROCESSUALI
Delibere di Autorità: 16 Note del Presidente: 2 Note delle Divisioni: 1	Energivori: 9 Utenti speciali: 8 Piccoli produttori idroelettrici: 7 Imprese elettriche minori: 6 Enel: 5 Associazioni di consumatori: 5 Persone fisiche: 4 Società di factoring: 3 Auto-produttori: 2 Imprese distributrici: 2 Società finanziarie: 2 Imprese siderurgiche: 1	Tar Lombardia: 41 Tar Lazio: 9 Ricorso straordinario al Presidente della Repubblica: 4	Ricorsi per i quali vi è stata almeno una udienza: 20 RICHIESTE PROCESSUALI richieste di decisioni di istanze cautelari insieme al merito: 4 TAR *Decisioni processuali:* rimessione della causa al giudice competente: 1 decisione di trasmissione atti ad altra sezione del Tar: 1 *Decisioni su istanze sospensiva:* decisioni di rigetto: 7 decisioni di accoglimento parziale: 4 *Decisioni sul merito* decisioni di rigetto: 2 decisioni di accoglimento parziale: 4 CONSIGLIO DI STATO decisione di rigetto dell'appello del ricorrente sul rigetto della sospensiva da parte del Tar: 1 decisione di dichiarazione di competenza del Tar Lombardia: 1 decisione di rinvio della discussione cautelare alla trattazione del merito: 1
TOTALE DEI PROVVEDIMENTI IMPUGNATI: 20	TOTALE DEI RICORSI: 54 (di cui 29 con istanza di sospensiva)		TOTALE DELLE DECISIONI O DELLE RICHIESTE PROCESSUALI: 26

Gli esiti dei ricorsi

Su 11 discussioni di istanze di sospensiva, 7 hanno determinato un rigetto e 4 un accoglimento parziale. Questi ultimi si riferiscono ai ricorsi presentati dalle imprese elettriche minori avverso la delibera 21 maggio 1998, n. 48.

Dall'analisi delle decisioni di merito emerge che, su 6 trattazioni, 2 hanno originato una sentenza di totale rigetto, le altre 4 una decisione di accoglimento parziale.

TAV. 7.3 STATO DEL CONTENZIOSO IN ORDINE CRONOLOGICO (GIUGNO 1997-DICEMBRE 1998)

PROVVEDIMENTO IMPUGNATO	N. DEI RICORSI	TIPOLOGIA DEI RICORRENTI	N. DEI RICORSI PER GIUDICE ADITO	ISTANZE DI SOSPENSIVA	STATO DELLA PROCEDURA
Delibera 26 giugno 1997, n. 70 - Razionalizzazione e inglobamento tariffa elettrica	8	1 associazione di consumatori; 5 utenti speciali; 1 energivoro; Enel	6 Tar Lombardia; 2 Tar Lazio	4	1 rimessione della causa al giudice competente; 1 richiesta di decisione istanza cautelare insieme al merito; 1 decisione del Tar di rigetto della sospensiva seguita da 1 decisione del C.d.S. di rigettare successivo appello del ricorrente sul rigetto della sospensiva; 1 decisione Tar di rigetto sospensiva, seguita da 1 decisione Tar di accoglimento parziale del ricorso; 1 decisione del Consiglio di Stato di rinviare la discussione cautelare alla trattazione del merito
Delibera 28 agosto 1997, n. 92 - Aggiornamento tariffa elettrica	1	1 associazione di consumatori	1 Tar Lazio	1	1 decisione del C.d.S. di dichiarazione competenza del Tar Lombardia
Delibera 21 ottobre 1997, n. 106 - Aggiornamento tariffa elettrica	2	1 utente speciale; 1 energivoro	2 Tar Lombardia	1	1 richiesta di decisione istanza cautelare insieme al merito
Delibera 28 ottobre 1997, n. 108 - Definizione prezzi cessione eccedenze	2	2 autoprodut.	2 Tar Lombardia	-	2 decisioni Tar di accoglimento parziale del ricorso
Delibera 23 dicembre 1997, n. 136 - Aggiornamento tariffa elettrica	3	1 associazione di consumatori; 1 utente speciale; 1 energivoro	1 Tar Lombardia; 1 Tar Lazio; 1 ric. str. Pr. Rep.	-	Trasmissione del ricorso straordinario alla Presidenza del Consiglio dei ministri per la relativa istruttoria
Delibera 19 febbraio 1998, n. 12 - Aggiornamento tariffa elettrica	1	1 energivoro	1 ric. str. Pr. Rep.	-	Trasmissione del ricorso straordinario alla Presidenza del Consiglio dei ministri per la relativa istruttoria
Delibera 25 marzo 1998, n. 28 - Ridetermin. modifiche tariffarie adottate con i provvedimenti CIP 15/93 e CIP 17/93	4	2 associazioni di consumatori; 2 energivori	4 Tar Lombardia	1	2 richieste di decisione istanza cautelare insieme al merito; 2 decisioni Tar di rigetto del ricorso
Delibera 21 maggio 1998, n. 48 - Determinazione aliquote per integrazione tariffaria imprese elettriche minori	6	6 imprese elettriche minori	4 Tar Lombardia; 2 Tar Lazio	5	4 decisioni Tar di accoglimento parziale della sospensiva
Delibera 3 giugno 1998, n. 54 - Adozione di provvedimento ai sensi dell'art. 2, comma 3, del decreto Mica 4 agosto 1994	1	1 impresa distributrice	1 Tar Lombardia		

CONTINUA

TAV. 7.3 (SEGUE) STATO DEL CONTENZIOSO IN ORDINE CRONOLOGICO (GIUGNO 1997-DICEMBRE 1998)

PROVVEDIMENTO IMPUGNATO	N. DEI RICORSI	TIPOLOGIA DEI RICORRENTI	N.° DEI RICORSI PER GIUDICE ADITO	ISTANZE DI SOSPENSIVA	STATO DELLA PROCEDURA
Delibera 12 giugno 1998, n. 58 - Verifica congruità dei criteri adottati per i rimborsi degli oneri nucleari	7	1 gruppo di persone fisiche; Enel; 3 società di *factoring*; 2 società finanziarie	6 Tar Lombardia 1 Tar Lazio	5	4 decisioni Tar di rigetto sospensiva; 1 decisione Tar di accoglimento parziale del ricorso
Nota del Presidente 1 aprile 1998 - Osservazioni sulla deliberazione Corte dei conti relativa all'attività della Cassa conguaglio per il settore elettrico	2	2 gruppi di persone fisiche	2 Tar Lazio	2	-
Nota Divisione assetti elettricità 22 giugno 1998 - Diniego di contributi di cui al provv. CIP n. 6/92	1	1 impresa distributrice	1 Tar Lombardia	1	Decisione di trasmettere atti ad altra sezione del Tar
Delibera 24 giugno 1998, n. 74 - Aggiornamento tariffa elettrica	1	1 energivoro	1 ric. str. Pr. Rep.	-	-
Nota Divisione tariffe elettricità 18 agosto 1998 - Prezzo dell'energia elettrica per le forniture di cui al capitolo 1, punto 3 del provvedimento CIP n. 15/93	1	1 energivoro	1 ric. str. Pr. Rep.	-	-
Delibera 23 settembre 1998, n. 121 - Obbligo ritiro eccedenze	1	Enel	1 Tar Lombardia	-	-
Delibera 24 novembre 1998, n. 150 - Adozione di provv. ai sensi dell'art. 2, comma 20, lett. d) della legge n. 481/95	1	Enel	1 Tar Lombardia	-	-
Delibera 24 novembre 1998, n. 151 - Adozione di provv. ai sensi dell'art. 2, comma 20, lett. d) della legge n. 481/95	1	Enel	1 Tar Lombardia	-	-

CONTINUA

TAV. 7.3 (SEGUE) **STATO DEL CONTENZIOSO IN ORDINE CRONOLOGICO (GIUGNO 1997-DICEMBRE 1998)**

PROVVEDIMENTO IMPUGNATO	N. DEI RICORSI	TIPOLOGIA DEI RICORRENTI	N.° DEI RICORSI PER GIUDICE ADITO	ISTANZE DI SOSPENSIVA	STATO DELLA PROCEDURA
Delibera 22 dicembre 1998, n. 161 - Aggiornamento e modifica tariffe elettriche	3	1 energivoro; 1 utente speciale; 1 impresa siderurgica	3 Tar Lombardia	2	1 richiesta di decisione istanza cautelare insieme al merito
Delibera 22 dicembre 1998, n. 162 - Integrazione prezzo cessione eccedenze	7	5 piccoli produttori idroelettrici; 2 piccoli produttori e distributori idroelettrici	7 Tar Lombardia	5	
Nota del Presidente del 22 dicembre 1998 - Risoluzione unilaterale di rapporto di lavoro	1	1 persona fisica	1 Tar Lombardia	1	

ATTIVITÀ DI CONTROLLO

La legge istitutiva investe l'Autorità di un ruolo primario di controllo tecnico e verifica sui settori dell'energia elettrica e del gas. Nel processo di adeguamento delle sue strutture alle funzioni di controllo, per quanto previsto all'art. 2, comma 12, lettera g), e commi 20 e 22, l'Autorità si è dotata di un'unità organizzativa che esegue controlli tecnici ed ispezioni, mediante perizie, visite e sopralluoghi e, ove consentito, accesso ad impianti, infrastrutture ed attività.

La prima fase applicativa è stata dedicata all'esecuzione di un programma di controlli tecnici, che consistono in interventi non restrittivi ai sensi dell'art.2, comma 22, della legge istitutiva, mentre gli interventi formali restrittivi, da effettuarsi ai sensi dell'art. 2, comma 20, che comprendono anche le ispezioni, saranno regolamentati nel corso del 1999. I controlli tecnici derivano in prevalenza da esigenze delle attività delle Divisioni, Servizi e Nuclei operativi dell'Autorità; la scelta dei soggetti e la programmazione temporale dei controlli sono subordinate alle priorità delle unità, che partecipano attivamente alle fasi di preparazione ed esecuzione degli interventi.

I controlli tecnici che rispondono alle suddette esigenze sono di due tipi: controlli di natura sistematica con interventi passibili di pianificazione ed esecuzione a campione sui soggetti esercenti il servizio al fine di incrementare e/o validare le informazioni già acquisite dall'Autorità; controlli di natura straordinaria con interventi eseguiti in ordine a istanze di soggetti o a richieste e reclami di consumatori e utenti.

L'attività sistematica è prevalente dove la numerosità e la varietà dei soggetti esercenti, le diversità tariffarie (tipiche del settore gas) e la diffusa inadempienza a fronte di provvedimenti e regolamenti rendono inadeguato ogni tipo di verifica basata sull'esame di informazioni e di documenti inviati e problematico il controllo a distanza.

Nel periodo che va dall'aprile 1998 all'aprile 1999 sono stati effettuati circa 50 controlli tecnici su un insieme di 47 soggetti, di cui 21 esercenti il servizio di distribuzione del gas e 26 aziende elettriche, sufficientemente rappresentativo dei settori di competenza dell'Autorità (Tav. 7.4)

Ogni controllo tecnico ha comportato in media l'impiego di 3 funzionari dell'Autorità e l'esecuzione di un sopralluogo della durata di un giorno, eccetto il caso di due imprese elettriche minori, esercenti il servizio elettrico su isole, e dell'azienda municipalizzata gas di un capoluogo di regione, per cui sono stati necessari due sopralluoghi ciascuno.

I controlli tecnici eseguiti hanno permesso di documentare difformità delle tariffe applicate sia gas che elettriche, elementi per la determinazione definitiva di integrazioni di tariffe elettriche erogate dalla Ccse, inadeguatezza di opere eseguite su impianti elettrici ai fini dell'ammissione ai contributi previsti

TAV. 7.4 **SINTESI DEI CONTROLLI EFFETTUATI (GENNAIO 1998 – APRILE 1999)**

MOTIVAZIONE	SOGGETTI CONTROLLATI
Adempimenti tariffari e dati aziendali	7 distributori di gas metano e 8 distributori di gas da prodotti petroliferi
Standard di qualità del servizio	4 distributori di gas metano
Reclami e segnalazioni di consumatori	2 distributori di gas metano e 1 Comune distributore elettrico in economia
Integrazione tariffe elettriche	11 imprese elettriche minori
Contributi ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92	9 produttori idroelettrici, 1 produttore elettrico da biogas e 1 produttore elettrico da espansione gas
Contributi ai sensi del provvedimento CIP n. 34/90	2 produttori elettrici con cogenerazione
Dati di continuità di fornitura elettrica	1 azienda distributrice elettrica

TAV. 7.5 ESITI DEI CONTROLLI TECNICI ESEGUITI

	NUMERO E TIPOLOGIA DEI SOGGETTI	MOTIVAZIONE	ESITO
DISTRIBUZIONE GAS METANO TAL QUALE	7 comuni medio-piccoli	scheda tariffaria; indagine conoscitiva su aziende distributrici;	acquisita scheda tariffaria; acquisiti dati aziendali; accertate 3 difformità tariffarie maggiori; accertate 10 difformità minori;
DISTRIBUZIONE GAS METANO TAL QUALE	2 Comuni medio-grandi e 2 grandi società concessionarie	standard di qualità del servizio;	acquisite modalità di rilevamento dati di qualità ed accertato 1 caso di non correttezza della metodologia di rilevamento dati; riscontrate varie difformità tra dati rilevati e standard dichiarati;
DISTRIBUZIONE GAS METANO TAL QUALE	1 grande azienda municipalizzata	reclami di consumatori per mancata fornitura gas a due quartieri;	accertato stato delle reti e condizioni per fornitura gas: ordine all'azienda per riavvio programma di allacciamenti ed erogazione gas;
DISTRIBUZIONE GAS METANO TAL QUALE	1 società concessionaria di medie dimensioni	istruttoria formale su maggiorazioni tariffarie indebite;	acquisiti dati su irregolarità tariffarie: provvedimento per conguaglio attivo agli utenti;
DISTRIBUZIONE GAS DA PETROLIO	8 piccoli esercizi	scheda tariffaria; indagine conoscitiva su aziende distributrici;	ricostruita scheda tariffaria; acquisiti dati aziendali; rilevata scarsa conoscenza delle norme per servizio pubblico gas;
SERVIZIO ELETTRICO	11 imprese elettriche minori	elementi per valutare la congruità dell'integrazione tariffaria, quali: assetto proprietario e organizzazione aziendale; bilanci societari e dell'energia elettrica; stato degli impianti di produzione e distribuzione e delle forniture;	verificate proprietà, locazioni e manutenzioni delle centrali; verificati consistenza e livello degli impianti; verificate forniture Enel; accertati costi elevati dei contratti di locazione, di servizio, di fornitura del combustibile e del personale; accertato eccessivo stato debitorio della società verso Ccse; accertato eccessivo stato debitorio della società verso soci; accertato 1 caso di stato di autoconsumatore con perdita della qualifica di esercente servizio pubblico; effettuato 1 esposto alla Procura della Repubblica per infrazione al DPR n.203/88;
SERVIZIO ELETTRICO	9 produttori mini idroelettrico	accertamento tecnico di rifacimento/potenziamento di impianto idroelettrico ai sensi del provvedimento CIP n.6/92;	accertati tempi, entità e tipologia delle opere eseguite ai fini del rifacimento/incremento di producibilità totale o in ore piene; verificate condizioni di svolgimento del servizio;
SERVIZIO ELETTRICO	2 aziende speciali con impianti di cogenerazione	accertamento dei requisiti richiesti dal provvedimento CIP n.34/90 per l'accesso ai contributi;	accertate condizioni di produzione e distribuzione del calore; verificato stato della centrale e della rete di distribuzione calore;

CONTINUA

TAV. 7.5 **ESITI DEI CONTROLLI TECNICI ESEGUITI**
(SEGUE)

	NUMERO E TIPOLOGIA DEI SOGGETTI	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO ELETTRICO	1 produttore da biogas	accertamento dei requisiti richiesti dal provvedimento CIP n.6/92 per l'accesso ai contributi;	accertate caratteristiche impiantistico-economiche di due centrali installate in due discariche; verificate condizioni di produzione elettrica;
SERVIZIO ELETTRICO	1 azienda speciale di produzione con turboespansore	accertamento tecnico di potenziamento di impianto non idroelettrico ai sensi del provvedimento CIP n.6/92;	accertati consistenza e tempi di realizzazione delle sezioni aggiuntive dell'impianto e loro connessioni con turbo-espansore; verificato stato della centrale elettrica e della cabina di riduzione gas metano;
SERVIZIO ELETTRICO	1 azienda speciale media di produzione	accertamento dei livelli effettivi della continuità di fornitura elettrica;	acquisite modalità di rilevamento dei dati di continuità; riscontrate difformità maggiori tra i dati rilevati e i livelli effettivi dichiarati;
SERVIZIO ELETTRICO	1 piccolo comune distributore in economia	reclami di consumatori per irregolarità tariffarie.	accertate irregolarità di tariffe, quote fisse, aliquota IVA; verificate condizioni di svolgimento del servizio.

dal provvedimento Cip n. 6/92, discrepanze tra dati rilevati e standard di qualità dichiarati nelle Carte dei servizi. I controlli hanno anche consentito di accertare l'inadempienza verso gli utenti di un'azienda distributrice gas nell'erogazione del servizio, oltre a permettere la localizzazione di soggetti distributori del gas non altrove registrati.

Nella gran parte dei casi le correzioni alle irregolarità emerse sono state ottenute con semplici interventi degli uffici dell'Autorità, mentre in tre casi sono stati necessari provvedimenti formali dell'Autorità. In un caso è stato necessario fare un esposto alla Procura della Repubblica per infrazione all'art. 24 del decreto del Presidente della Repubblica n. 203/88.

ATTIVITÀ DI ANALISI E RICERCA E RAPPORTI CON I MEZZI DI INFORMAZIONE

Seminari e convegni

L'Autorità ha seguito il dibattito istituzionale sulle tematiche relative alla regolazione con particolare attenzione per il recepimento da parte dei paesi membri della UE della Direttiva sul mercato elettrico e per l'approvazione della Direttiva concernente norme comuni per il settore del gas naturale. L'Autorità

è stata chiamata ad intervenire in seminari e conferenze in Italia e all'estero sui temi dedicati ai cambiamenti istituzionali e di mercato dei due settori dell'energia elettrica e del gas.

Tenuto conto dei rapidi rivolgimenti economici ed istituzionali in corso nel settore energetico, l'Autorità ha ritenuto opportuno organizzare seminari interni con la presenza di esperti italiani e stranieri.

Contatti sono stati avviati con istituzioni universitarie per la definizione di programmi di formazione e approfondimento scientifico su temi connessi alle attività di regolazione. Dirigenti e funzionari dell'Autorità hanno svolto attività didattica non retribuita nel corso di moduli di insegnamento universitario.

Pubblicazioni, sito *Internet* e rapporti con i mezzi di informazione

Nel corso dell'anno l'Autorità ha avviato la pubblicazione di contributi documentali, analitici e specialistici su tematiche collegate alle attività di regolazione nei *Quaderni* dell'Autorità.

Questi comprendono la serie *Documenti*, contenente i risultati di indagini e delle analisi sulle condizioni dei servizi regolati condotte direttamente dall'Autorità stessa, la serie *Analisi*, che raccoglie studi anche specialistici condotti su temi di rilevanza per l'attività di regolazione e la serie *Interventi*, che accoglie la pubblicazione di atti di seminari e convegni organizzati dall'Autorità.

Nella serie *Interventi* nell'ottobre del 1998 è stato pubblicato il rendiconto del seminario sulla riforma del settore elettrico spagnolo tenuto a Milano, nel dicembre del 1997, da Miguel A. Fernández Ordóñez, Presidente della *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico*.

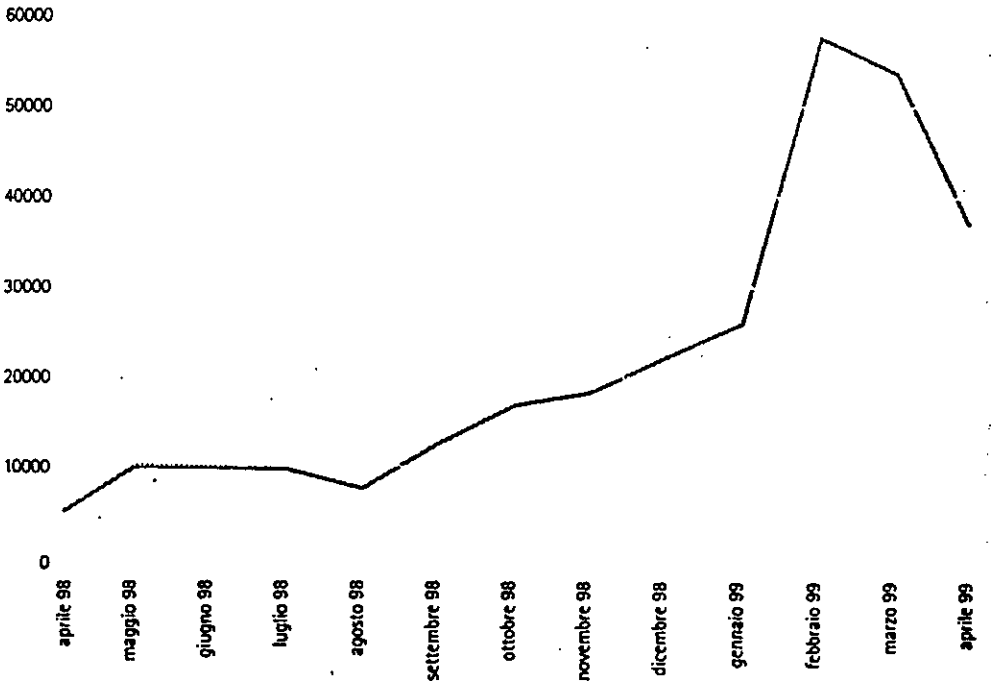
Nella serie *Documenti* sono stati pubblicati nel gennaio del 1999 il Rapporto sulla qualità del servizio elettrico e il Rapporto sulla qualità del servizio del gas, frutto dell'attività di verifica e controllo che l'Autorità ha svolto nel corso del 1998 sulle Carte dei servizi dei soggetti regolati.

Il sito *Internet* dell'Autorità, attivo dal novembre 1997, ha conosciuto un rapido sviluppo nell'anno in corso. È stato definito un progetto di lungo termine per l'evoluzione della comunicazione *Internet*. È stato completato un progetto di formazione interno per la gestione diretta dell'aggiornamento delle pagine *web*. È stata attuata nel marzo del 1999 una riorganizzazione del sito dell'Autorità volta a organizzare in modo sistematico i documenti pubblicati, per consentire ricerche automatizzate e cogliere elementi di informazione istituzionale sull'operato dell'Autorità stessa.

L'aggiornamento costante del sito dell'Autorità, con l'inserimento di nuovi documenti in tempo reale, ha consentito una diffusione tempestiva dei principali provvedimenti e documenti prodotti in corso d'anno particolarmente

apprezzata dall'utenza. Il numero di visite alla *home page* del sito è aumentato notevolmente passando da circa 5.000 visite al mese dell'aprile 1998 a quasi 40.000 dell'aprile 1999 (Fig. 7.1).

FIG.7.1 RICHIESTE COMPLESSIVE EFFETTUATE SUL SITO: WWW.AUTORITA.ENERGIA.IT



Nel corso dell'anno l'impegno prioritario degli uffici dell'Autorità in questo campo è stato quello di illustrare, in particolare al pubblico dei non addetti ai lavori, le principali decisioni assunte. Allo scopo sono stati mantenuti costanti rapporti con i principali organi di informazione, assicurando la divulgazione e la comprensione di provvedimenti spesso caratterizzati da un elevato livello di complessità tecnica attraverso la redazione di comunicati stampa, note informative, sintesi di documenti e l'organizzazione di incontri con i giornalisti più interessati ai temi energetici, sia in Roma, sia in Milano, in occasione dell'emanazione dei provvedimenti più rilevanti.

Note

1 In particolare con riferimento ai sistemi di cogenerazione, cicli combinati, sistemi e dispositivi di stoccaggio e vettoriamento e programmi di gestione della domanda.

8. PERSONALE, GESTIONE FINANZIARIA E ORGANIZZAZIONE

PERSONALE

Processo di acquisizione

La legge istitutiva, all'articolo 2, comma 29, ha previsto, che, in sede di prima attuazione, l'Autorità provvedesse al reclutamento del personale di ruolo mediante un'apposita selezione nella misura massima del 50 per cento degli 80 posti della pianta organica.

Il reclutamento è avvenuto in più fasi: dopo l'assunzione in ruolo di 10 unità per avviare le attività dell'Autorità, avvenuta all'inizio del 1997, nel gennaio del 1998 sono state deliberate 4 nuove assunzioni in ruolo, seguite da altre 24 nell'aprile 1998. Tali assunzioni hanno riguardato personale dirigenziale e funzionale. Queste ultime sono avvenute a conclusione di una procedura di selezione iniziata nell'ottobre 1997 con la pubblicazione di un avviso su tre quotidiani a diffusione nazionale, basata sull'esame comparato dei *curricula* ricevuti (in numero di oltre 1.500, inclusi quelli pervenuti prima della pubblicazione dell'avviso pubblico), sulla valutazione dei titoli e dell'esperienza dei candidati, su colloqui, nonché su prove attitudinali. All'inizio di quest'anno uno degli assunti in ruolo ha rassegnato le dimissioni; pertanto, al 30 aprile 1999 i dipendenti in ruolo erano in numero di 37.

Sono stati inoltre attivati rapporti di lavoro a tempo determinato con contratti di durata non superiore al biennio, rinnovabili; anche per queste assunzioni sono stati effettuati esami comparativi di *curricula* e interviste approfondite. Al 30 aprile 1998, il personale dell'Autorità con contratto a tempo determinato raggiungeva le 29 unità, di cui 9 nella carriera dei funzionari, 19 nella carriera degli impiegati e 1 nella carriera degli esecutivi.

Composizione

Al 30 aprile 1999 il personale dell'Autorità, considerando il personale di ruolo, con contratto a tempo determinato, distaccato o comandato, era costituito da 73 unità, di cui 7 rese disponibili dalla pubblica amministrazione e da altri enti pubblici attraverso comandi e distacchi temporanei (Tav. 8.1).

TAV. 8.1 **COMPOSIZIONE DEL PERSONALE PER RUOLO E GRADO**

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore centrale	2	Funzionario di I	11	Impiegato	10	Commesso capo	-
Direttore	4	Funzionario di II	16	Coadiutore	2	Commesso	2
Direttore aggiunto	5	Funzionario di III	6	Aggiunto	15		
TOTALE	11	TOTALE	33	TOTALE	27	TOTALE	2

Il numero limitato di unità con mansioni esecutive riflette la scelta di non appesantire la struttura con risorse destinate a mansioni ausiliarie, ritenendosi più efficiente l'acquisizione di servizi dall'esterno. L'esternalizzazione di servizi ha in particolare riguardato le prestazioni di assistenza informatica agli utenti e alle apparecchiature, i servizi di elaborazione delle retribuzioni e dei contributi, i servizi di trasporto urbano e extra-urbano, i servizi di pulizia e di custodia dei locali. Il ricorso a prestazioni di servizi resi da terzi è stato effettuato, nel maggior parte dei casi, con il ricorso a procedure di selezione comparativa e l'affidamento di incarichi specialistici.

Nel novembre 1998 in previsione di nuove immissioni con contratto a tempo determinato, l'Autorità ha deciso di avviare un'ulteriore procedura di selezione per l'assunzione di 9 funzionari con contratto a tempo determinato, annunciata attraverso la pubblicazione di un avviso su due quotidiani a diffusione nazionale e un periodico internazionale.

In considerazione delle esigenze di intervento a carattere specialistico, della rapida trasformazione dei settori regolati e della concomitante crescita delle funzioni di carattere tecnico a essa attribuite, l'Autorità si è valsa della facoltà data dalla legge istitutiva di dotarsi di esperti estern. Ha anche provveduto a ricorrere all'apporto di collaboratori per specifici temi, istituendo commissioni e gruppi di studio per affrontare problemi di particolare complessità.

Struttura retributiva

Come previsto dalla legge istitutiva, le retribuzioni sono equiparate a quelle dell'Autorità garante per la concorrenza e il mercato.

Le retribuzioni medie effettive (al netto dei contributi previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità) previste per l'anno in corso sono pari a 191 milioni di lire per l'insieme dei dirigenti, 98 milioni di lire per i funzionari, 62 milioni di lire per gli impiegati, 45 milioni di lire per gli esecutivi.

Il personale ha un'età media di 39 anni e possiede un elevato grado di qualifi-

cazione professionale. La quasi totalità è in possesso di un diploma di scuola superiore, l'80 per cento di un titolo di laurea; pressochè tutti i dirigenti e i funzionari hanno maturato esperienze professionali in aree di interesse per i settori regolati. Il capitale umano dell'Autorità viene rafforzato da un'opera di aggiornamento professionale; nel 1998 sono stati avviati programmi concernenti:

- corsi di lingua e di informatica tenuti all'esterno, presso istituti specializzati e fuori dell'orario di lavoro; per i corsi di informatica è stato predisposto un piano da svolgersi in Autorità, con formule personalizzate;
- giornate e corsi di formazione per lo sviluppo di capacità e di competenze, in relazione alle mansioni affidate o in previsione di nuovi incarichi e utilizzi;
- partecipazione a corsi universitari e specialistici in campo economico, giuridico e tecnico.

Norme di comportamento

Il personale dipendente in servizio, anche in forza di contratto a tempo determinato, oppure distaccato o comandato presso l'Autorità da altre amministrazioni, non può assumere altro impiego o incarico, né esercitare altra attività professionale, anche se a carattere occasionale; inoltre, non può avere interessi diretti o indiretti nelle imprese dei settori regolati.

Il Codice etico, adottato dall'Autorità con la delibera 24 novembre 1998, n. 144, stabilisce norme di comportamento per i suoi componenti, dirigenti e personale. Le disposizioni del Codice individuano i principi del corretto comportamento dei componenti l'Autorità e dei suoi dipendenti, accentuando i valori dell'etica pubblica e affermando canoni di imparzialità, indipendenza, riservatezza e trasparenza. Il Codice etico contiene indicazioni, non accompagnate da disposizione di carattere sanzionatorio, in materia di comportamento del dipendente sia nello svolgimento delle proprie funzioni, sia nella vita sociale, di conflitto di interesse, dei rapporti con i mezzi di informazione.

Copia del Codice viene consegnata al dipendente al momento dell'assunzione, della sottoscrizione del contratto a tempo determinato, del comando o distacco presso l'Autorità o in caso di stipula di contratti che comportino prestazioni presso l'Autorità.

Le funzioni di garante del Codice etico sono state assunte dal prof. Vittorio Guccione, presidente onorario della Corte dei conti.

GESTIONE FINANZIARIA

La gestione finanziaria, disciplinata dal regolamento di contabilità dell'Autorità, si svolge in base al bilancio annuale di previsione. Il bilancio preventivo per il 1998 è stato approvato con la delibera 26 giugno 1997, n. 72, con la previsione di un pareggio fra entrate e uscite su un importo di 44,4 miliardi di lire. Il rendiconto dell'esercizio finanziario, formulato in termini finanziari di competenza e di cassa, rappresenta i risultati della gestione del relativo anno finanziario, coincidente con l'anno solare; per il 1998, esso è stato approvato con la delibera 30 aprile 1999, n. 55.

Come già nel primo esercizio, anche nel secondo le entrate accertate (pari a 33,5 miliardi di lire, contro i 18,8 miliardi del 1997) hanno superato le spese impegnate (circa 19 miliardi di lire a fronte di 12,8 miliardi nell'anno precedente). Date le variazioni generate da residui attivi e passivi perenti (rispettivamente 140 e 442 milioni di lire), si è determinato un avanzo di amministrazione complessivamente pari a lire 14,8 miliardi (lire 60 miliardi nel 1997; *cfr.* Tav. 8.3).

Le entrate finanziarie sono principalmente costituite dal contributo a carico dei soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità di fornitura dell'energia elettrica e del gas. Per il 1998, il decreto del Ministro delle finanze del 29 luglio 1997 ha fissato la misura del contributo allo 0,6 per mille dei ricavi conseguiti nell'esercizio 1996 dagli esercenti il servizio elettrico e del gas; tale importo è stato accertato in entrata su un conto corrente infruttifero della Tesoreria centrale dello Stato nel 1998.

Tra le uscite, le spese per il personale e per il funzionamento degli organi istituzionali ammontano a circa lire 11,3 miliardi. La misura delle retribuzioni dei tre componenti l'Autorità, fissata nell'anno 1998 con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 13 maggio 1998, è stata equiparata a quella prevista per il Presidente e i giudici della Corte costituzionale. L'aumento delle spese per il personale, da 4,4 miliardi di lire nel 1997 a 9,1 miliardi nel 1998, è da porre in relazione all'incremento della consistenza della compagine, più che raddoppiata durante il periodo di riferimento per questa *Relazione*, per effetto delle assunzioni attuate nel corso del 1998.

Il canone di locazione per l'immobile dove ha sede l'Autorità tiene conto dell'acquisizione in locazione da parte dell'Autorità di ulteriori spazi da destinarsi per usi di ufficio, per i rapporti con le associazioni e per necessità logistiche, necessari a seguito dell'espansione della struttura.

Le spese in conto capitale, pari a circa lire 800 milioni, costituiscono gli investimenti necessari a consolidare e accrescere la dotazione specialistica, anche in relazione all'aumento della consistenza del personale. Fra di esse si distinguo-

TAV. B.2 **PROSPETTO RIASSUNTIVO DELLE PRINCIPALI VOCI DI RENDICONTO**

Esercizio 1 gennaio 1998 - 31 dicembre 1998

	MILIARDI DI LIRE	%
ENTRATE	**33,55**	**100,0**
Contributo a carico dei soggetti regolati	33,22	99,0
Altre entrate	0,33	1,0
SPESE	**19,08**	**100,0**
Spese correnti:	18,32	96,0
Funzionamento degli organi istituzionali	*2,18*	*11,4*
Personale in servizio	*9,13*	*47,8*
Comitati, consulenze e prestazioni di servizi rese do terzi	*2,96*	*15,5*
Canoni di locazione	*1,76*	*9,2*
Altre spese per acquisto di beni e servizi	*2,29*	*12,1*
Spese in conto capitale:	0,76	4,0
Variazioni dei residui attivi:	0,14	-
Variazioni dei residui passivi:	0,044	-
FONDO COMPENSAZIONE ENTRATE	**5,97**	**-**
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE	**14,77**	**-**

no per consistenza gli oneri per l'acquisizione di attrezzature informatiche e di materiale specialistico per la biblioteca dell'Autorità.

Nel 1998 è stata avviata a soluzione la questione della corretta individuazione della base imponibile e, quindi, dei ricavi su cui applicare l'aliquota di contribuzione stabilita dal Ministro delle finanze a carico degli esercenti il servizio di energia elettrica e gas.

Nell'esercizio in esame si è fatto fronte all'eventualità di una parziale insussistenza del contributo finanziario a carico degli esercenti, costituendo un apposito accantonamento - il "Fondo compensazione entrate" - alimentato dall'avanzo di amministrazione dell'esercizio 1997 e da eventuali ulteriori avanzi degli esercizi successivi. La scelta compiuta determina un elemento di certezza finanziaria indispensabile per assicurare l'operatività della struttura nel caso di tardiva o incompleta erogazione del contributo.

ORGANIZZAZIONE DEGLI UFFICI

La sede di Milano e l'ufficio di Roma

Nel corso del 1998 l'Autorità ha avviato opere di ristrutturazione dell'immobile di Milano, dove ha sede l'Autorità, volte a consentire un miglior utilizzo degli spazi interni. I lavori sono iniziati nel primo trimestre del 1999 e avranno la durata complessiva di 15 mesi.

Analoghi e improrogabili interventi verranno effettuati sull'impiantistica dell'immobile dell'ufficio di Roma per adeguarlo alle norme sulla sicurezza e sull'igiene del lavoro.

Biblioteca

Nel settembre 1998 è stato avviato il processo di riorganizzazione del servizio di biblioteca, area di attività facente capo al Servizio documentazione e studi. È stato avviato, in corso d'anno, un programma di riorganizzazione delle risorse bibliografiche e dei servizi informativi volto ad automatizzare la biblioteca al fine di consentirne l'evoluzione a vero e proprio centro documentazione, attraverso il quale tutto il personale dell'Autorità possa accedere al patrimonio informativo disponibile mediante un collegamento di tipo *Intranet*. L'attività di automazione prevede la creazione di un catalogo elettronico del materiale documentale, consultabile direttamente da ogni postazione secondo una pluralità di modi di interrogazione.

Risorse informatiche

Al 31 dicembre 1998 erano collegati alla rete locale realizzata presso la sede di Milano e l'ufficio di Roma 109 *personal computer*. Due postazioni di lavoro erano dedicate all'interrogazione delle banche dati nazionali e internazionali d'interesse e al collegamento con i servizi *Internet*.

È stata completata la costituzione delle infrastrutture trasmissive della sede di Milano e dell'ufficio di Roma per l'interconnessione dei vari *personal computer* in rete locale e in connessione remota, con finalità di condivisione dei dati e di salvaguardia degli stessi. Sono stati interconnessi i centralini telefonici della sede e dell'ufficio di Roma unificando i servizi di fonia.

Nell'anno 1998 è stata avviata la realizzazione del sistema informatico con l'acquisizione di due ulteriori *server* di media potenza (da affiancare a quello già esistente) sui quali sono stati apprestati i servizi di condivisione dei *file*, di invio di messaggi di posta elettronica e di *fax*.

Sono stati sviluppati i progetti per la realizzazione di sistemi di connessione diretta della rete locale dell'Autorità a *Internet*, di video conferenza tra la sede di Milano e l'ufficio di Roma, di servizi audio per le audizioni dell'Autorità, di

gestione dei dati relativi alle aziende elettriche e del gas, di gestione automatizzata del protocollo e di archiviazione ottica dei documenti. Nel secondo semestre del 1998 è stata resa operativa la procedura per la gestione automatizzata del bilancio dell'Autorità.

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) e la pubblicazione delle tariffe medie di accesso;
- 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*).

Secondo la Direttiva europea sul mercato interno del gas (98/30/CE), l'accesso alle reti riguarda il sistema di trasporto e distribuzione, comprese le funzioni ausiliari di stoccaggio e può 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 produttori 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).
Ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, art. 4, c. 1, "il gestore della rete di trasmissione nazionale costituisce una società per azioni denominata "acquirente unico". La società stipula e gestisce contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necesssaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio nonché di parità del trattamento, anche tariffario."

Allacciamento: configurazione degli impianti di produttori e utilizzatori ai fini della connessione alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Nel servizio del gas per allacciamento aereo si intende l'esecuzione di un intervento solo sulla colonna montante o sulla derivazione di utenza.

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: ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, art. 2 c. 2 "è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70 per cento annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'art. 4, n. 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto."

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'im-

patto 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, acquisto, vendita, trasporto, 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 tra gli altri due saldi significativi: consumi interni lordi (o impieghi interni di fonti primarie) (vedi *infra*); consumi finali di energia (o impieghi finali) (vedi *infra*).

Biogas: gas derivanti da processi di decomposizione di materiale organico (come, ad esempio, dalla frazione umida dei rifiuti solidi urbani) che, opportunamente trattati, possono essere utilizzati come combustibile per impianti di generazione termica di energia elettrica.

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.

Carbon tax: tassazione dei combustibili energetici di origine fossile in base al loro contenuto di carbonio, al fine di ridurre le emissioni di anidride carbonica in atmosfera.

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 legge 14 novembre 1995, n. 481

sono state trasferite all'Autorità le competenze in materia di Ccse.

CDR (Combustibile derivato da rifiuti): in base al decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, recante "*Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi*", combustibile ricavato dai rifiuti urbani mediante trattamento finalizzato all'eliminazione delle sostanze pericolose per la combustione ed a garantire un adeguato potere calorico, e che possieda caratteristiche specificate con apposite norme tecniche. La termoutilizzazione del CDR può avvenire in impianti dedicati o in cocombustione (generalmente con il carbone).

Ciclo combinato: tecnologia per la produzione di energia elettrica da combustibili in forma gassosa che si basa sull'utilizzo di una o più turbine a gas (turbogas) associate ad una turbina a vapore. Il calore dei fumi allo scarico della turbina a gas viene sfruttato in un generatore di vapore a recupero nel quale si produce il vapore poi utilizzato nella turbina a vapore. Le centrali a ciclo combinato permettono un uso particolarmente efficiente del combustibile e, nello stesso tempo, consentono un limitato impatto ambientale in termini di emissioni inquinanti. Qualora il calore in uscita dal ciclo combinato venga ulteriormente impiegato in un processo industriale sotto forma di vapore tecnologico, si ha cogenerazione.

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 Direttiva 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale, 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 abilitato presente sul mercato e di ottenere il trasporto di tale energia sulle reti di trasmissione e distribuzione.
Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2 c. 6, "è la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del presente decreto, di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero".

Clienti vincolati: secondo la terminologia della Direttiva europea 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e la Direttiva 98/30/CE sul mercato interno del gas naturale, si tratta dei clienti non ammessi a operare sul mercato libero, ma soggetti a tariffe regolamentate.
Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2 c. 7, "è il cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, è legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza".

Cogenerazione: produzione congiunta (in uno stesso impianto) di energia elettrica e di calore per usi tecnologici o per teleriscaldamento.
Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2 c. 8, "è la produzione combinata di energia elettrica e di calore alle condizioni definite dall'Autorità, che garantiscano un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate".

Compressione: trasformazione termodinamica che comporta una diminuzione di volume a causa di un aumento di pressione. Per mantenere il flusso del gas in pressione all'interno dei metanodotti occorre effettuare un'operazione di compressione ad intervalli regolari (compresi tra 100 e 200 km, in dipendenza di vari fattori tecnici e gestionali), così da compensare l'energia dissipata dall'attrito viscoso tra le molecole del gas e tra queste e la parete interna della condotta. La compressione avviene di solito a partire da 55-60 bar (in dipendenza di vari fattori tecnici ed economici).
Vengono usati generalmente compressori centrifughi, azionati da turbine a gas che funzionano in modo simile a quello delle turbine impiegate in aeronautica. Da alcuni anni vengono impiegate turbine di diretta derivazione aeronautica, oltre alle tradizionali turbine industriali (*heavy-duty*), di costruzione più pesante e per uso continuativo.
Prima della compressione, il gas naturale viene filtrato per rimuoverne le eventuali impurità (polvere, liquidi) che altrimenti comprometterebbero il buon funzionamento del compressore (nel quale il gas raggiunge velocità non lontane da quelle del suono). In uscita, il gas è più caldo che all'ingresso e, all'occorrenza, viene raffreddato in appositi scambiatori di calore per evitare danni alle condotte e al loro rivestimento.
Alla stazione di compressione vengono spesso associati vari impianti ausiliari. Talvolta la stazione è anche un punto di consegna del gas fornito da un altro trasportatore.
Alcune centrali sono installate alla confluenza di più gasdotti, generalmente in coincidenza con un sito di stoccaggio. Il complesso formato dalla centrale di compressione, dal nodo di smistamento e dallo stoccaggio si configura in tal

caso come un polo atto a fornire un servizio diversificato (compressione, trattamento, smistamento, stoccaggio).

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.
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.

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.

Consumo specifico: rapporto tra energia delle fonti primarie utilizzate in una centrale termoelettrica ed energia elettrica prodotta.

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.

Contratto bilaterale: ai sensi del decreto n. 79/99 è il "contratto di fornitura di servizi elettrici tra due operatori del mercato".

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).

TAV. A FATTORI DI CONVERSIONE DI UNITÀ DI MISURA DELL'ENERGIA

UNITÀ DI MISURA	J	kWh	kcal	Btu	tec	tep
J	1	$2{,}778\times10^{-7}$	$2{,}388\times10^{-4}$	$9{,}482\times10^{-4}$	$3{,}229\times10^{-11}$	$2{,}388\times10^{-11}$
kWh	$3{,}6\times10^{6}$	1	860	3.412	$1{,}162\times10^{-4}$	$8{,}6\times10^{-5}$
kcal	4.186	$1{,}163\times10^{-3}$	1	3,968	$1{,}351\times10^{-7}$	10^{-7}
Btu	1.055	$2{,}931\times10^{-4}$	0,252	1	$3{,}405\times10^{-8}$	$2{,}52\times10^{-8}$
tec	$30{,}976\times10^{9}$	$8{,}604\times10^{3}$	$7{,}400\times10^{6}$	$29{,}366\times10^{6}$	1	0,74
tep	$4{,}186\times10^{10}$	$11{,}625\times10^{3}$	10^{7}	$39{,}683\times10^{7}$	1,351	1

J: joule
kWh: kilowattora
kcal: kilocaloria
Btu: *British thermal unit*
tec: tonnellate equivalenti di carbone
tep: tonnellate equivalenti di petrolio

Costi evitati: costi che possono essere risparmiati se una determinata attività viene dismessa o evitata. I costi evitati includono tutti i costi direttamente e 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.

DSM *(demand side management)* i programmi di gestione e controllo della domanda di energia descrivono quelle attività di programmazione, realizzazione e monitoraggio, intraprese dalle aziende energetiche, mirate ad influenzare i consumi di energia da parte degli utenti finali e volte ad aumentare il livello generale di efficienza energetica del sistema. Queste si esplicano in attività mirate a: a) incrementare l'efficienza energetica negli usi finali (ovvero il risparmio di energia a parità di servizio reso all'utente), b) spostare i consumi in modo da ottimizzare la curva di carico del sistema attraverso la gestione, da parte delle imprese stesse, dei "picchi" e delle "valli" nel corso della giornata o dell'anno e, c) stimolare sostituzioni ottimali fra fonti energetiche da parte del consumatore. I programmi di DSM, ancorché avviati in alcuni casi autonomamente dalle stesse imprese elettriche, sono nella maggioranza dei casi il risultato di misure pubbliche di intervento ad opera del governo o dei regolatori di settore. Gli strumenti utilizzati comprendono le campagne di informazione pubbliche, la definizione di standard obbligatori o volontari per le apparecchiature elettriche, l'etichettatura energetica, gli incentivi all'acquisto agevolato di apparecchiature efficienti e altri.

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 o tramite delega del Parlamento al Governo.

Dispacciamento: attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari (decreto legislativo n. 79/99, art. 2 comma 10).

Nel caso dell'energia elettrica, il centro di dispacciamento, sulla base dei costi 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: per l'energia elettrica, secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2 comma 14: "è il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali". 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 eccedenti il suo fabbisogno che, senza la messa a disposizione di una quota di potenza prefissata, vengono ceduti, ai sensi dell'art. 22, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, all'Enel e alle imprese produttrici-distributrici di cui all'art. 4, n. 8, della legge n. 1643/62, modificato ed integrato dall'art. 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308 (cosiddette "imprese elettriche minori"). L'Autorità con la delibera 28 ottobre 1997, n. 108, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997, ha modificato i prezzi di cessione delle eccedenze stabiliti dal provvedimento Cip 29 aprile 1992, n. 6.

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, ai sensi dell'art. 1, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, vengono assimilate alle fonti rinnovabili in virtù degli elevati rendimenti energetici (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*), gli impianti che utilizzano calore di recupero, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi produttivi e in impianti, nonché gli impianti che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati.

Fonti energetiche convenzionali: secondo il provvedimento Cip n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti convenzionali quelli per la sola produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili commerciali.

Fonti energetiche rinnovabili: fonti dotate di un potenziale energetico che si rinnova continuamente. Secondo il provvedimento Cip n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti rinnovabili quelli che per produrre energia elettrica utilizzano il sole, il vento, l'acqua, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di biomasse.

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 naturale liquido (Gnl): porzioni di gas che si liquefanno in superficie negli impianti separatori o di trattamento del gas. Il Gnl è composto essenzialmente da propano, butano e pentano, ma è più leggero della gasolina naturale.

Gas serra: sostanze inquinanti presenti nell'atmosfera 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. L'elenco dei gas serra è molto ampio. Il Protocollo di Kyoto prende in considerazione un *basket* di 6 gas serra: l'anidride carbonica (CO_2), il metano (CH_4), il protossido di azoto (N_2O), i clorofuorocarburi (CFC), i perfluorocarburi (PFC) e l'esafloruro di zolfo (SF_6).

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.

Gas di cokeria: gas ottenuto durante la trasformazione del carbone in coke.

Gestore della rete di trasmissione : 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.
Ai sensi del decreto n. 79/99, art. 3, comma 1 e delibera 18 febbraio 1999, n. 13 dell'Autorità, il gestore della rete di trasmissione nazionale "esercita le atti-

vità di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale".

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.

Indice energetico (Ien): parametro introdotto dal provvedimento Cip n. 6/92 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:

$$Ien = \frac{Ee}{Ec} + \frac{1}{0,9} \cdot \frac{Et}{Ec} - a \geq 0,51$$

dove Ee rappresenta l'energia elettrica prodotta annualmente, Et è l'energia termica utile, Ec è l'energia immessa nell'impianto attraverso i combustibili fossili e

$$a = \left(\frac{1}{0,51} - 1\right) \cdot \left(0,51 - \frac{Ee}{Ec}\right)$$

la condizione Ien $\geq$ 0,51 equivale a

$$\frac{1}{0,51} \cdot \frac{Ee}{Ec} + \frac{1}{0,9} \cdot \frac{Et}{Ec} \geq 1$$

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 Et; pertanto la condizione di assimilabilità può essere raggiunta anche da impianti che non producono in cogenerazione.

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 merca-

to non aperta alla concorrenza in cui il cliente non può scegliere il fornitore; al mercato vincolato, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99 è assicurata la tariffa unica nazionale.

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. Nel provvedimento Cip n. 6/92 le ore piene rappresentano l'insieme delle ore di punta, di alto carico e di medio carico definite dal provvedimento Cip 19 dicembre 1990, n. 45, e sono poste pari a 3.600 ore/anno.
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.

Orimulsion: contrazione di *Orinoco emulsion*. Combustibile fossile proveniente dal bacino del fiume Orinoco (Venezuela), costituito da una finissima dispersione di bitume in acqua.

Ossidi di azoto (NO_x): agenti inquinanti che si formano nei processi di combustione nei quali l'azoto libero, che costituisce circa l'80 per cento dell'atmosfera, si combina con l'ossigeno. Dei vari ossidi di azoto, contribuiscono maggiormente all'inquinamento atmosferico il monossido di azoto (NO) e il biossido di azoto (NO_2). 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 (SO_2) e anidride solforica (SO_3), agenti inquinanti prodotti della combustione dello zolfo o di prodotti solforati presenti nel carbone e in alcuni prodotti petroliferi.

Perdite di trasporto e trasformazione: perdite di energia che si manifestano nei processi di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica nelle reti elettriche a diversi livelli di tensione. 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.

Permessi negoziabili: strumenti di politica ambientale che attribuiscono un diritto di emissione ai loro possessori. L'autorità di governo emette un numero di permessi coerente con il livello complessivo prestabilito di emissioni. Il proprietario dei permessi può scegliere di utilizzarli - emettendo una quantità di emissioni corrispondente a quella consentita dal singolo permesso moltiplicata per il numero di permessi posseduti - o di venderli. Si viene così a creare un mercato dei permessi il cui prezzo rifletterà il costo marginale di abbattimento delle emissioni. Questo costo viene minimizzato, per il sistema nel suo complesso, grazie alla possibilità di ridurre le emissioni laddove l'abbattimento è meno oneroso: i soggetti per i quali è meno costoso abbattere ridurranno infatti le emissioni in misura relativamente maggiore e venderanno i permessi a coloro per i quali l'abbattimento è più oneroso. Nell'ultimo decennio sono state avviate varie esperienze di utilizzo di questo meccanismo per problemi di inquinamento locale e nazionale di varia natura. L'esperienza più nota è quella in corso negli Stati Uniti nell'ambito della strategia nazionale contro le piogge acide. Il Protocollo di Kyoto (vedi) ha introdotto la possibilità di ricorrere a questo strumento in ambito internazionale.

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; è 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 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 si 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 almeno triennale 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 calorifico superiore, PCS; potere calorifico inferiore, PCI): quantità di calore realizzata nella combustione completa delle unità di peso o di volume di combustibile. A seconda che il calore latente del vapore d'acqua contenuto nei fumi della combustione sia utilizzato o meno a fini energetici, si ha, rispettivamente, il potere calorifico superiore (PCS) o il potere calorifico inferiore (PCI), quest'ultimo utilizzato più correntemente nelle valutazioni (Tav. b).

TAV. 8 **POTERE CALORIFERO INFERIORE CONVENZIONALE DEL GREGGIO E DEI PRINCIPALI PRODOTTI PETROLIFERI**

kcal per 1kg

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 l'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*".

Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2 comma 18, "il produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto".

Protocollo di Kyoto: protocollo firmato nel dicembre del 1997 a conclusione della terza sessione plenaria della Conferenza delle parti (COP3) della Convenzione Quadro sui Cambiamenti climatici (*United Nation Framework Convention on Climate Change*). Atto esecutivo che contiene obiettivi legalmente vincolanti e decisioni sulla attuazione operativa di alcuni degli impegni della Convenzione Quadro. Il Protocollo impegna i paesi industrializzati e quelli ad economia in transizione (i paesi dell'Est europeo) a ridurre complessivamente del 5,2 per cento le principali emissioni antropogeniche di gas serra (vedi) entro il 2010 e, più precisamente, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012. Il basket di gas serra considerato nel Protocollo include sei gas: l'anidride carbonica, il metano, il protossido di azoto, i fluorocarburi idrati, i perfluorocarburi, l'esafloruro di zolfo. L'anno di riferimento per la riduzione delle emissioni dei primi tre gas è il 1990, mentre per i rimanenti tre (che sono gas lesivi dell'ozono stratosferico e che per altri aspetti rientrano in un altro protocollo, il Protocollo di Montreal) è il 1995. La riduzione complessiva del 5,2 per cento non è uguale per tutti i paesi. Per i paesi membri dell'Unione Europea nel loro insieme la riduzione dovrà essere pari all'8 per cento, per gli USA al 7 per cento, per il Giappone al 6 per cento. Nessuna riduzione ma solo la stabilizzazione è prevista per la Federazione Russa, la Nuova Zelanda e l'Ucraina. Possono invece aumentare le loro emissioni fino all'1 per cento la Norvegia, fino all'8 per cento l'Australia e fino al 10 per cento l'Islanda. Il Protocollo di Kyoto entrerà in vigore dopo novanta giorni dalla ratifica da parte di non meno di 55 paesi parti della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici, compresi i paesi dell'Annesso 1 (cioè sostanzialmente i paesi industrializzati) che siano responsabili nel complesso di almeno il 55 per cento delle emissioni complessive di CO_2 relative al 1990.

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.

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 e affidabilità di servizio.

Reti energetiche 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).

Ricorso amministrativo: strumento che, su istanza di un privato, è volto ad introdurre un procedimento amministrativo di secondo grado per la revisione o il riesame di un atto amministrativo, al di fuori di ogni intervento giudiziale. Può assumere tre forme: il ricorso in opposizione, diretto alla stessa autorità che ha emanato l'atto; il ricorso gerarchico, diretto all'autorità superiore a quella che ha emanato l'atto; il ricorso straordinario al Capo dello Stato, deciso con decreto del Presidente della Repubblica, su proposta del Ministro competente, sentito il parere del Consiglio di Stato.

Ricorso giurisdizionale: strumento che, su istanza di un privato, è volto ad ottenere un sindacato giurisdizionale di legittimità di un provvedimento amministrativo, con cognizione limitata alla disapplicazione dell'atto, se proposto davanti ad un giudice ordinario, o al suo annullamento, se proposto dinanzi ad un giudice amministrativo. Solitamente, il giudice ordinario è competente per questioni involgenti diritti soggettivi mentre il giudice amministrativo è competente su interessi legittimi. Tuttavia per alcune materie o controversie, fra le quali i ricorsi proposti avverso i provvedimenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il giudice amministrativo ha una competenza speciale esclusiva, vale a dire non limitata agli interessi legittimi, ma estesa anche ai diritti soggettivi.

Riserve: si definiscono riserve i volumi stimati di petrolio greggio, gas naturale, condensati da gas naturale, liquidi recuperati da gas naturale e sostanze ad essi associate (ad esempio zolfo da idrocarburi contenenti H_2S) che si prevede possano essere commercialmente recuperati da giacimenti noti, a partire da una certa data in avanti, nelle condizioni economiche esistenti al momento, impiegando tecniche operative già note e con la normativa di legge vigente.

RSU (Rifiuti solidi urbani): possono costituire, se opportunamente separati e trattati, combustibile per impianti di generazione termica di energia elettrica. Un apposito elenco (Allegato A) del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, recante "***Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi***" precisa le diverse categorie di RSU.

Scambio, di energia elettrica: ai sensi della delibera 18 febbraio 1999 n. 13 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas è definita, nell'ambito del vettoria-

mento, come "la modalità di riconciliazione tra energia elettrica consegnata ed energia elettrica riconsegnata, applicata nel caso in cui la consegna e la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata non avvengano simultaneamente".

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, regolazione della tensione e riavviamento della rete).

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.

Sovrapprezzi: componenti della tariffa elettrica introdotti nel tempo con finalità economiche di natura diversa. Con la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70, recante "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, sono stati inglobati in tariffa.

Stoccaggio: deposito di prodotti realizzato per adeguare la risposta dell'offerta 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 soddisfare la 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 perio-

di 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: stoccaggio volta a compensare cadute impreviste dei flussi di approvvigionamento di provenienza sia interna, sia estera. Rappresenta un margine di sicurezza dell'ordine di alcuni 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.

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 per l'energia elettrica e il gas 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 n. 481/95 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. L'articolo 1, comma 7 del decreto legislativo n. 79/99 stabilisce che: "la tariffa applicata ai clienti vincolati... è unica sul territorio nazionale".

Tariffa binomia: tariffa composta da una parte fissa volta alla copertura di 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 sistema tariffario italiano, 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.

Tariffa "francobollo": espressione con la quale si denota un metodo tariffario nel quale il corrispettivo per l'allacciamento alla rete è indipendente dalla distanza del punto di consegna o di riconsegna.

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, in alta tensione, al fine di ridurre le perdite di rete.
Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 24, "è l'attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete ad alta tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell'energia autoprodotta ai sensi del comma 2 (dello stesso decreto, ndr)".
Nella Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale (98/30/CE), è "il trasporto di gas naturale finalizzato alla fornitura ai clienti, attraverso una rete di gasdotti ad alta pressione diversa da una rete di gasdotti "upstream".

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 calorifici 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; questa può comprendere 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: servizio di trasporto dell'energia elettrica o del gas naturale da uno o più punti di consegna ad uno o più punti di riconsegna.



Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

30 Aprile 1999

PRINCIPALI DELIBERE:

Provvedimenti

Pareri e segnalazioni

Relazioni tecniche

Documenti

Presidenza del Consiglio dei Ministri
Dipartimento per l'Informazione e l'Editoria

PAGINA BIANCA

INDICE

PROVVEDIMENTI

Delibera 21 maggio 1998, n. 47

Disposizioni urgenti sulla Cassa conguaglio per il settore elettrico

Delibera 21 maggio 1998, n 48

Determinazione delle aliquote definitive per gli anni 1991, 1992, 1993, 1994 e 1995, ai fini della corresponsione da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico dell'integrazione tariffaria spettante alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Delibera del 3 giugno 1998, n. 54

Adozione di provvedimento ai sensi dell'art. 2, comma 3 del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994 nei confronti di SAG Adriatica Gas Spa

Delibera 12 giugno 1998, n. 58

Verifica di congruità dei criteri adottati per determinare i rimborsi degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura e determinazione di oneri ammessi a reintegrazione

Delibera 24 giugno 1998, n. 74

Aggiornamento della tariffa elettrica per il quarto bimestre (luglio–agosto) 1998 ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97 e modifica della medesima deliberazione

Delibera 24 giugno 1998, n. 75

Adeguamento periodico (per il bimestre luglio–agosto 1998) delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 aprile 1998, n. 41/98

Delibera 10 luglio 1998, n. 79

Integrazione della disciplina dei contributi previsti dal provvedimento CIP 14 novembre 1990, n. 34

Delibera 28 agosto 1998, n. 104

Adeguamento periodico (per il bimestre settembre–ottobre 1998) delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 aprile 1998, n. 41/98

Delibera 23 settembre 1998, n. 120

Direttiva concernente l'erogazione del servizio elettrico ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 14 novembre 1995, n. 481

Delibera 23 settembre 1998, n. 121

Diffida dall'adozione di comportamenti in contrasto con gli obblighi relativi al ritiro delle eccedenze di energia elettrica

Delibera 7 ottobre 1998, n. 126

Disciplina delle modalità per la determinazione e la liquidazione dei contributi spettanti alle imprese produttrici-distributrici di energia elettrica a norma dell'art. 6, comma 6.11, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97

Delibera 27 ottobre 1998, n. 132

Aggiornamento della tariffa elettrica ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97

Delibera 27 ottobre 1998, n. 133

Adeguamento periodico (per il bimestre novembre–dicembre 1998) delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 aprile 1998, n. 41/98

Delibera 4 novembre 1998, n. 134

Applicazione di tariffe speciali per la fornitura di energia elettrica all'utenza, ospitata nei moduli "container" temporanei predisposti dal Dipartimento della protezione civile, colpita dagli eventi sismici verificatisi nelle regioni Marche e Umbria dopo il 26 settembre 1997

Delibera 24 novembre 1998, n. 150

Adozione di provvedimento ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d) della legge n. 481/95 nei confronti di Enel Spa: caso COGEN-Seabo Spa

Delibera del 24 novembre 1998, n. 151

Adozione di provvedimento ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d) della legge n. 481/95 nei confronti di Enel Spa: caso AGAC

Delibera 22 dicembre 1998, n. 161

Aggiornamento e modifica delle componenti della parte A e 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. Disposizioni in materia di cassa conguaglio per il settore elettrico

Delibera 22 dicembre 1998, n. 162

Definizione dei prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3MW

Delibera 29 dicembre 1998, n. 166

Adeguamento periodico (per il bimestre gennaio–febbraio 1999) delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 aprile 1998, n. 41/98

Delibera del 13 gennaio 1999, n. 1

Adozione di provvedimento di archiviazione del caso Federconsumatori Puglia verso azienda municipalizzata del gas (AM.GAS) di Bari

Delibera 3 febbraio 1999, n. 8

Adozione di provvedimento ai sensi dell'art. 2. comma 20, lettera d), della legge n. 481/95 nei confronti di Enel Spa: caso Società Consortile C.EN.T.O

Delibera 12 febbraio 1999, n. 9

Adeguamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili nella tariffa elettrica per effetto del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999

Delibera 18 febbraio 1999, n. 13

Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete

Delibera 25 febbraio 1999, n. 24

Aggiornamento 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

Delibera 25 febbraio 1999, n. 26

Adeguamento periodico (per il bimestre marzo–aprile 1999) delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 aprile 1998, n. 41/98

Delibera 11 marzo 1999, n. 30

Adozione di provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481, e per gli effetti dell'articolo 4, comma 5, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, nei confronti di Enel Spa: caso Consorzio Bardonetto

Delibera 14 aprile 1999, n. 42

Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di gas distribuito a mezzo di rete urbana ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere h) ed l), della legge 14 novembre 1995, n. 481

Delibera 22 aprile 1999, n. 52

Criteri per l'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nel servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane

Delibera 22 aprile 1999, n. 54

Aggiornamento della tariffa elettrica ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97

PARERI E SEGNALAZIONI

Roma, 26 maggio 1998

Inquinamento elettromagnetico e tariffe elettriche
Memoria per la Commissione Ambiente, Territorio e Lavori Pubblici della Camera dei deputati

Delibera 21 ottobre 1998, n.127

Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'attuazione 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

Delibera 11 dicembre 1998, n. 152

Osservazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Governo e al Parlamento in merito all'articolo 8, commi 13 e 14, del disegno di legge a.s. n. 3662 concernente misure di finanza pubblica per la stabilizzazione e lo sviluppo

RELAZIONI TECNICHE

Relazione tecnica alla delibera 24 giugno 1998, n. 74

Presupposti per l'aggiornamento della tariffa elettrica per il quarto bimestre (luglio-agosto) 1998 ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97 e per la modifica della medesima deliberazione e della deliberazione 28 ottobre 1997, n. 108/97

Relazione tecnica alla delibera 24 giugno 1998, n. 75

Presupposti per l'adeguamento periodico (per il bimestre luglio–agosto 1998) delle tariffe dei gas provenienti da metano e

distribuiti a mezzo rete urbana ai sensi della deliberazione dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 41/98

Relazione tecnica alla delibera 10 luglio 1998, n. 79

Relazione tecnica alla proposta di delibera per la integrazione della disciplina dei contributi previsti dal provvedimento CIP 14 novembre 1990, n. 34

Relazione tecnica alla delibera 28 agosto 1998, n. 104

Presupposti per l'adeguamento periodico (per il bimestre settembre–ottobre 1998) delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana ai sensi della deliberazione dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 41/98

Relazione tecnica alla delibera 23 settembre 1998, n. 120

Relazione tecnica per l'adozione di una direttiva concernente l'erogazione del servizio elettrico ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 14 novembre 1995, n. 481

Relazione tecnica alla delibera 7 ottobre 1998, n. 126

Modalità di determinazione del valore medio unitario nazionale della parte B della tariffa elettrica di cui all'art. 6, comma 6.11 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, come modificato dall'art. 2, comma 2, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 giugno 1998, n. 74/98

Relazione tecnica alla delibera 27 ottobre 1998, n. 132

Presupposti per l'aggiornamento della tariffa elettrica per il sesto bimestre (novembre–dicembre) 1998 ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97

Relazione tecnica alla delibera 27 ottobre 1998, n. 133

Presupposti per l'adeguamento periodico (per il bimestre novembre–dicembre 1998) delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana ai sensi della deliberazione dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 41/98

Relazione tecnica alla delibera 22 dicembre 1998, n. 161

Presupposti e fondamenti per l'aggiornamento e la modifica delle componenti della parte A e l'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 per alcune disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico

Relazione tecnica alla delibera 22 dicembre 1998, n. 162

Presupposti per la definizione dei prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW

Relazione tecnica alla delibera 29 dicembre 1998, n. 166

Presupposti per l'adeguamento periodico (per il bimestre gennaio–febbraio 1999) delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana ai sensi della deliberazione dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 41/98

Relazione tecnica alla delibera 12 febbraio 1999, n. 9

Presupposti per l'adeguamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili nella tariffa elettrica per effetto del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999

Relazione tecnica alla delibera 18 febbraio 1999, n. 13

Presupposti e fondamenti della nuova disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete

Relazione tecnica alla delibera 25 febbraio 1999, n. 24

Presupposti e fondamenti per l'aggiornamento della tariffa elettrica ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97 e per la modifica della medesima deliberazione

Relazione tecnica alla delibera 25 febbraio 1999, n. 26

Presupposti per l'adeguamento periodico (per il bimestre marzo-aprile 1999) delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana ai sensi della deliberazione dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 41/98

Relazione tecnica alla delibera 14 aprile 1999, n. 42

Resupposti per l'adozione di direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di gas distribuito a mezzo di rete urbana

Relazione tecnica alla delibera 22 aprile 1999, n. 54

Presupposti e fondamenti per l'aggiornamento (per il bimestre maggio-giugno 1999) della tariffa elettrica ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97

DOCUMENTI

Delibera 24 novembre 1998, n.144

Codice etico dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Roma, 25-28 novembre 1998

Comunicazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas alla Conferenza Nazionale Energia e Ambiente

Roma, 26 gennaio 1999

Indagine conoscitiva sul riassetto elettrico
Memoria per l'audizione davanti alle Commissioni riunite industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica e Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati

Roma, 24 marzo 1999

Indagine conoscitiva sul riassetto del settore del gas
Memoria per l'audizione davanti alla Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati

PAGINA BIANCA

Delibera 21 maggio 1998, n. 47

DISPOSIZIONI URGENTI SULLA CASSA CONGUAGLIO PER IL SETTORE ELETTRICO

(Gazzetta Ufficiale n. 119 del 25 maggio 1998)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 maggio 1998,

Premesso che:

- l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha istituito con delibera 16 maggio 1997, n. 46/97, una Commissione di studio sulla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa conguaglio) e tale Commissione ha segnalato all'Autorità l'esigenza di immediati e incisivi interventi di riorganizzazione della Cassa conguaglio, in relazione alle procedure e metodologie contabili da questa impiegate;

- si sono rese evidenti difficoltà nel funzionamento degli organi di gestione della Cassa conguaglio a seguito delle dimissioni di due componenti del Comitato di gestione e del decesso del Presidente.

Visto l'articolo 2 del d. lgs. 26 gennaio 1948, n. 98 e successivi provvedimenti di natura attuativa;

Visto l'articolo 3, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481;

Considerato che:

- la Corte dei conti con deliberazione della Sezione del controllo sugli atti del Governo e delle amministrazioni dello Stato del 16 dicembre 1997, n. 14/98, concernente l'indagine sui rendiconti per gli esercizi finanziari dal 1989 al 1991 della Cassa conguaglio, rileva in particolare irregolarità nella nomina di un componente del Comitato di gestione ed evidenzia anomalie e altre irregolarità con riferimento alla gestione contabile e agli organi della Cassa conguaglio, tali da richiedere "un ripensamento della normativa", anche in considerazione della effettiva operatività dell'Autorità;

- il Ministro del tesoro, rispondendo a richiesta di intesa formulata dall'Autorità, con propria comunicazione del 20 maggio 1998, nota come non vi sono "motivi ostativi alla proposta di commissariamento della Cassa in parola, in quanto si pone come fase transitoria necessaria in attesa del definitivo assetto organizzativo";

Ritenuto che la situazione rappresentata in premessa renda necessario una gestione commissariale della Cassa conguaglio allo scopo di attuare gli interventi più urgenti sotto il profilo organizzativo e contabile, amministrando la transizione verso un nuovo assetto che l'Autorità intende definire con successivi atti deliberativi;

DELIBERA

Articolo 1 Scioglimento del Comitato di gestione della Cassa conguaglio

Il Comitato di gestione della Cassa conguaglio per il settore elettrico è sciolto.

Articolo 2 Istituzione e compiti di un Collegio commissariale

È istituito un Collegio commissariale che esercita le funzioni del Comitato di gestione della Cassa conguaglio per il settore elettrico per il periodo di un anno.

Rientra tra i compiti del Collegio commissariale l'adozione delle disposizioni disciplinanti l'assetto organizzativo e contabile della Cassa conguaglio per il settore elettrico, previa approvazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Articolo 3 Composizione e funzionamento del Collegio commissariale

Il Collegio commissariale è composto dai signori dott. Enzo Berlanda, nato a Verona il 25 gennaio 1927, prof. Franco Pontani, nato a Milano il 14 dicembre 1942 e dott. Gianfrancesco Vecchio, nato a Scalea (Cosenza) l'1 maggio 1955. Il dott. Enzo Berlanda svolge le funzioni di Presidente del Collegio commissariale e di rappresentante legale della Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Il Collegio commissariale si riunisce con la necessaria presenza di due componenti. Le deliberazioni sono adottate a maggioranza assoluta dei componenti.

Articolo 4 Disposizioni transitorie e finali

Restano invariate funzioni e composizione del Collegio dei revisori.

La presente deliberazione ha effetto dalla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale.

Delibera 21 maggio 1998, n. 48

DETERMINAZIONE DELLE ALIQUOTE DEFINITIVE PER GLI ANNI 1991, 1992, 1993, 1994 E 1995, AI FINI DELLA CORRESPONSIONE DA PARTE DELLA CASSA CONGUAGLIO PER IL SETTORE ELETTRICO DELL'INTEGRAZIONE TARIFFARIA SPETTANTE ALLE IMPRESE ELETTRICHE MINORI NON TRASFERITE ALL'ENEL

(Gazzetta Ufficiale n. 131 del 8 giugno 1998)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 maggio 1998,

Premesso che in conformità dell'articolo 3, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481 tra i compiti trasferiti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) vi è quello di determinare ai sensi dell'articolo 7, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10 le integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel sulle basi di bilanci certificati;

Visti i decreti legislativi luogotenenziali 19 ottobre 1944, n. 347, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie speciale n. 90, del 5 dicembre 1944, e 23 aprile 1946, n. 363, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 124, del 29 maggio 1946 e loro successive modifiche e integrazioni;

Visto il decreto legislativo del Capo provvisorio dello Stato 22 aprile 1947, n. 283, e 15 settembre 1947, n. 896, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 217, del 22 settembre 1947 e loro successive modifiche e integrazioni;

Visto il decreto legislativo 26 gennaio 1948, n. 98, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 56, del 6 marzo 1948 che detta norme per la disciplina delle Casse conguaglio prezzi;

Vista la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;

Visto il provvedimento CIP 13 gennaio 1987, n. 2 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 15, del 20 gennaio 1987 con il quale la Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa conguaglio) è stata investita della responsabilità dell'istruttoria relativa alla determinazione delle integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel;

Visti i decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 novembre 1996, pubblicato nella Gazzetta ufficiale, Serie generale, n. 3 del 4 gennaio 1997, e 12 dicembre 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 31 del 7 febbraio 1997, recanti la determinazione delle aliquote definitive per l'anno 1991 nonché l'importo spettante a titolo di acconto, salvo conguaglio per l'anno 1992 e seguenti;

Viste le note della Cassa conguaglio all'Autorità del 12 giugno 1997 (prot. 384), 24 novembre 1997 (prot. RIS 699), 18 febbraio 1998 (prot. RIS 90) e del 27 febbraio 1998 (prot. RIS 122);

Viste le delibere dell'Autorità 30 maggio 1997, n. 61/97 e 5 novembre 1997, n. 109/97;

Viste le sentenze del TAR per il Lazio, Sez. III, n. 834/98 (pubblicata mediante deposito il 10 aprile 1998), n. 836/98 (pubblicata mediante deposito il 14 aprile 1998) e n. 841/98 (pubblicata mediante deposito il 14 aprile 1998) con cui è stato pronunciato l'annullamento dei sopra richiamati decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato a fronte dei ricorsi proposti rispettivamente dalla impresa Odoardo Zecca Srl di Pescara, dalla Impresa Elettrica fratelli Elmi di Elmi Giuseppe & C. snc di Grizzana (Bologna) e dall'Unione Nazionale Imprese Elettriche Minori (UNIEM);

Considerato che:

- le sopra richiamate sentenze del TAR per il Lazio hanno reso necessario la determinazione di aliquote definitive anche per il 1991;

- in particolare, la sopra richiamata sentenza del TAR per il Lazio n.836/98 ha accolto il ricorso avverso il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 12 dicembre 1996, limitatamente alla parte in cui determina l'acconto dovuto per l'anno 1992 e seguenti, per difetto di motivazione e di istruttoria, stante la carenza di qualsiasi motivazione in ordine alla sussistenza dei presupposti della modifica dell'acconto come previsti dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10;

- la Cassa conguaglio, con la sopra richiamata nota all'Autorità del 18 febbraio 1998, ha rappresentato alcuni elementi relativi alla Impresa Elettrica F.lli Elmi di Elmi Giuseppe & C. s.n.c. ed in particolare il fatto che attualmente l'unico utente da questa servito sarebbe l'Officina Meccanica Elmi Srl, facente capo alla medesima proprietà;

Ritenuto che

- le attività istruttorie curate dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico, sono state svolte in modo coerente con i criteri dalla stessa applicati ai fini della presentazione delle proposte approvate sino ad oggi dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato;

- il riconoscimento di una componente di utile di impresa ai fini della determinazione delle integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non assuma il rilievo di una voce autonoma da riconoscere alle dette imprese dovendo la stessa tariffa, secondo la giurisprudenza consolidata, assicurare la redditività dei prezzi amministrati e dovendo la perequazione tariffaria essere destinata alla copertura delle perdite rispetto alla redditività che verrebbe assicurata dalla tariffa in condizioni di costo normali;

- a tale riguardo, le tariffe elettriche attualmente vigenti, adottate in base ai provvedimenti CIP 14 dicembre 1993, n. 15 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 301 del 24 dicembre 1993 e 29 dicembre 1993, n. 17 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 306 del 31 dicembre 1993, siano state al tempo incrementate così come evidenziato nella delibera dell'Autorità 25 maggio 1998, n. 28/98 proprio allo scopo di adeguare il livello di redditività assicurato dal sistema tariffario;

- per quanto concerne i conguagli, le variazioni intervenute nei costi del combustibile e nei costi del personale nel periodo tra il 1990 ed il 1995 rendano necessaria la variazione delle aliquote di acconto;

- quanto segnalato dalla Cassa conguaglio in ordine alla situazione della Impresa Elettrica F.lli Elmi di Elmi Giuseppe & C. s.n.c. di Grizzana (Bologna) renda opportuno lo svolgimento di approfondimenti ulteriori attraverso i quali accertare il permanere delle condizioni che giustificano l'erogazione delle integrazioni tariffarie ovvero il momento in cui queste siano venute meno.

DELIBERA

Di determinare, ai fini della corresponsione da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico dell'integrazione tariffaria spettante alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, nonché della quantificazione degli eventuali conguagli, le aliquote definitive relative agli anni 1991, 1992, 1993, 1994 e 1995 per ciascuna delle imprese sotto elencate, per ogni kWh venduto, come rappresentato nella tabella allegata;

Di determinare, ai fini della corresponsione da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico dell'integrazione tariffaria spettante alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, nonché ai fini della quantificazione degli eventuali conguagli, le aliquote definitive relative agli anni 1991, 1992 per la società S.N.I.E. SpA – Società Nolana per Imprese Elettriche – Nola (Napoli), per ogni kWh venduto e per ogni anno indicato nella misura di L. 254,29/kWh per l'anno 1991 e di L. 182,34/kWh per l'anno 1992, rinviando le determinazioni in ordine agli anni dal 1993 al 1995 all'esito dell'istruttoria svolta dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico, e alle conseguenti proposte;

Di rinviare le determinazioni in ordine alla proposte di integrazione tariffaria riguardanti l'Impresa Elettrica F.lli Elmi di Elmi Giuseppe & c. snc di Grizzana (Bologna) per gli anni dal 1991 al 1995 all'esito di una istruttoria conoscitiva condotta dagli uffici dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, volta ad accertare il permanere delle condizioni che giustificano l'erogazione delle integrazioni tariffarie ovvero il momento in cui queste siano venute meno;

Di disporre che la Cassa conguaglio per il settore elettrico per l'anno 1996 e seguenti, corrisponda alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, a titolo di acconto e salvo conguaglio, l'integrazione tariffaria calcolata sulla base dell'ultima aliquota definitiva approvata, fatta eccezione per la società S.N.I.E. – Società Nolana per Imprese Elettriche Spa di Nola (Napoli) cui l'acconto sarà corrisposto per l'anno 1993 e seguenti;

Di invitare la Cassa conguaglio per il settore elettrico a sospendere in via cautelare i pagamenti nei confronti dell'Impresa Elettrica F.lli Elmi di Elmi Giuseppe & c. snc

di Grizzana (Bologna) sino all'esito dell'istruttoria conoscitiva disposta in base al presente provvedimento;

Il presente provvedimento ha effetto dalla data della sua pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale.

IMPRESE ELETTRICHE	Aliquota (L/kWh) Anno 1991	Aliquota (L/kWh) Anno 1992	Aliquota (L/kWh) Anno 1993	Aliquota (L/kWh) Anno 1994	Aliquota (L/kWh) Anno 1995
De Luca - Zagami - Società Elettrica Liparese s.n.c. - Lipari (Messina)	195.60	193.25	186.47	161,58	183.21
S.MED.E. Pantelleria Spa - (Palermo)	354.66	370.40	310.16	185,52	244.92
S.EL.I.S. Lampedusa Spa - (Palermo)	377.86	439.90	350.55	280.28	299.27
S.EL.I.S. Linosa Spa - (Palermo)	817.90	673.37	627.43	623,61	666.49
S.EL.I.S. Marettimo Spa - (Palermo)	1047.50	981.91	888.47	808.30	813.19
Società Elettrica Ponzese Spa Ponza (Latina)	360.94	385.03	380.27	357.47	352.43
S.I.E. - Società Impianti Elettrici Srl Giglio (Firenze)	482.28	455.21	464.07	480.56	498.63
Impresa Elettrica D'Anna & Bonaccorsi s.n.c. di D'Anna G. e Bonaccorsi S. - Ustica (Palermo)	482.71	447.78	480.43	505.22	573.47
S.E.A. - Società Elettrica di Favignana Spa Favignana (Palermo)	686.60	726.22	690.37	680.72	700.62
Germano Industrie Elettriche Srl (Bari)	539.11	566.61	623.92	575.03	612.44
Impresa Campo Elettricità I.C.E.L. Srl - Frazione Isola di Levanzo - Favignana (Trapani)	978.08	1220.14	1.184.92	1.232.68	1.274.67
Comune di Pozzomaggiore Servizio Distribuzione energia elettrica e altri servizi Pozzomaggiore (Sassari)	67.02	16.25	159.70	3.86	23.55
S.E.M. - Società Elettrica Musellarese di Emilio Sarra & C. s.n.c. Frazione Musellaro Bolognano (Pescara)	329.20	442.92	386,07	300.94	337,31
Enel - già Impresa Idroelettrica Cropani (Catanzaro)	79,52	59,25	233,73	-	-
Ridolfi & C. s.n.c. di Ridolfi Aldo e Primo Fabbriche di Valico Palagnana (Lucca)	154,10	187,12	108,88	32.05	0
Odoardo Zecca Srl - (Pescara)	163,60	133,07	163,94	86,16	107.89
S.I.P.P.I.C. SpA - Società per Imprese Pubbliche e Private in Ischia e Capri Capri (Napoli)	353,69	359,35	384,40	361,02	330.51

Delibera del 3 giugno 1998, n. 54

ADOZIONE DI PROVVEDIMENTO AI SENSI DELL'ART. 2, COMMA 3 DEL DECRETO DEL MINISTRO DELL'INDUSTRIA, DEL COMMERCIO E DELL'ARTIGIANATO 4 AGOSTO 1994 NEI CONFRONTI DI SAG ADRIATICA GAS SPA

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 3 giugno 1998,

Visti gli articoli 2, comma 12, lettera m), e 3, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);

Visti il punto 1, lettera b), n. 2.b, comma 2 e il punto 4 del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 303 del 28 dicembre 1993 (di seguito: provvedimento CIP n. 16/93), come modificato dall'art. 2, dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 184 dell' 8 agosto 1994;

Visto il regolamento, approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) con delibera 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 18 marzo 1998, n. 27/98, riguardante l'avvio di istruttoria formale sul caso Comuni di Albignasego e Rubano verso SAG Spa;

Considerato quanto segue:

1. Premessa

In data 5 novembre 1997 il Comune di Albignasego (Padova), avendo affidato in concessione alla società SAG Adriatica Gas Spa, con sede in Selvazzano Dentro (Padova), via Pelosa 20 (di seguito: SAG) il servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti urbane nell'ambito dell'esercizio di Selvazzano Dentro, di cui lo stesso Comune di Albignasego fa parte, ha segnalato all'Autorità che le schede tariffarie, elaborate dalla SAG, evidenziano difformità di calcolo rispetto alla metodologia definita con l'ultima revisione tariffaria.

2. Descrizione del caso

A seguito della segnalazione richiamata in premessa, gli uffici dell'Autorità hanno sottoposto a verifica la scheda di calcolo al fine di accertare se fossero state correttamente applicate dalla SAG le disposizioni aventi ad oggetto l'ultima revisione tariffaria adottata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 19 novembre 1996, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Serie generale n.

300, del 23 dicembre 1996.

Nell'effettuare la suddetta verifica sono stati, altresì, confrontati i dati ricavabili dalla scheda tariffaria con i dati esposti dalla stessa SAG in sede di compilazione del questionario inviato dall'Autorità a tutte le aziende di distribuzione del gas attraverso reti urbane, nell'ambito dell'indagine conoscitiva avviata con propria delibera 31 luglio 1997, n. 83/97. Dall'esame è risultato che la SAG, ai fini del calcolo del costo standard nella scheda tariffaria, ha considerato, tra i contributi, diversamente da quanto fatto ai fini della compilazione del questionario, le sole erogazioni degli enti locali, nazionali e comunitari con esclusione dei contributi versati dagli utenti, compresi i contributi di allacciamento.

3. Svolgimento del procedimento

A fronte degli esiti delle sopra richiamate verifiche preliminari, gli uffici dell'Autorità hanno richiesto chiarimenti alla SAG che ha provveduto a rappresentare la propria posizione inviando documentazione a supporto.

Con delibera 18 marzo 1998, n. 27/98, l'Autorità ha avviato istruttoria formale sul caso in oggetto. Nell'ambito di tale istruttoria è stato effettuato un controllo tecnico da parte di funzionari dell'Autorità presso la sede della SAG ai sensi dell'art. 2, comma 22 della legge n. 481/95.

La SAG, infine, ha presentato una memoria scritta, richiedendo, nel contempo, la convocazione di un'audizione finale avanti l'Autorità a norma dell'articolo 4, comma 3, del regolamento approvato dall'Autorità con delibera 30 maggio 1997, n. 61/97.

Nell'audizione, tenuta in data in data 3 giugno 1998, la SAG ha ribadito le argomentazioni esposte nella documentazione inviata in precedenza.

4. Risultanze istruttorie

4.1 Argomentazioni delle parti

Comune di Albignasego

Il Comune segnalante nella propria comunicazione inviata all'Autorità evidenzia come la SAG, nel calcolo della tariffa di distribuzione del gas, non abbia tenuto conto che i contributi di allacciamento versati dagli utenti devono essere considerati quale componente di riduzione dei costi, in applicazione del provvedimento CIP n. 16/93, e in quanto tali, conteggiati in detrazione dagli investimenti lordi. La mancata applicazione di detto principio tariffario porterebbe, conseguentemente, alla errata determinazione della tariffa stessa.

SAG Adriatica Spa

La SAG, a supporto della propria posizione, espone, in sintesi, le seguenti due argomentazioni:

a) il disposto del punto 1, lettera b), n. 2, del provvedimento CIP n. 16/93 in materia di deduzione dei contributi dagli investimenti lordi ai fini del calcolo del costo standard non si applicherebbe ai concorsi spese (in particolare alle spese di allacciamen-

to alla rete di distribuzione) dal momento che tali attribuzioni patrimoniali non sarebbero, stante la loro natura giuridica ai sensi della normativa civilistica, correttamente sussumibili nella fattispecie del contributo. Più in particolare, anche secondo quanto affermato dal Ministero delle Finanze nella propria risoluzione n. 9/981 dell'8 settembre 1983 emessa su istanza della medesima SAG, confermata dalla successiva risoluzione dello stesso Ministero n. 181/E dell'8 agosto 1997, i contributi costituiscono un corrispettivo per servizi resi dovendo essere classificati, ai fini della appostazione in bilancio e della individuazione dell'imponibile fiscale, tra i ricavi dell'esercizio. A tale classificazione la SAG si è uniformata. In sostanza i contributi versati dagli utenti (pur se impropriamente denominati "contributi"), a differenza dei contributi propriamente detti che sono per definizione erogati unilateralmente di regola per il raggiungimento di uno scopo, ineriscono a rapporti di tipo sinallagmatico e sono pagati a fronte di specifiche e correlate prestazioni rese da chi li riceve a chi li paga;

b) la SAG ha sostenuto, nella memoria inviata all'Autorità in data 24 aprile 1998, e ribadito nel corso dell'audizione finale di fronte alla stessa Autorità, che il comportamento da essa tenuto nell'applicazione del metodo tariffario con riferimento al trattamento dei concorsi spese per allacciamento, è stato adottato in una situazione di legittimo affidamento circa la sua correttezza. Infatti, dal momento in cui è stato introdotto, in base al provvedimento CIP n. 16/93, il criterio per il trattamento dei contributi ivi compresi quelli versati dagli utenti, la SAG lo ha applicato, come illustrato sopra, solo con riferimento ai contributi versati dagli enti locali, nazionali e comunitari, non detraendo dagli investimenti quelli versati dagli utenti in quanto qualificabili alla stregua di corrispettivi. Tali determinazioni della SAG sarebbero state recepite tanto nella fase in cui le tariffe dovevano essere approvate dai Comitati provinciali prezzi (di seguito: CPP), quanto nella successiva fase in cui la competenza a disciplinare il metodo tariffario è stata trasferita al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e le tariffe sottoposte ad un controllo successivo affidato agli Uffici provinciali dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

4.2 Accertamento tecnico

In data 14 maggio 1998, gli uffici dell'Autorità hanno proceduto ad un controllo tecnico presso la sede della SAG, allo scopo di verificare la congruità e la correttezza dei dati relativi agli investimenti inclusi nella scheda tariffaria in vigore, e di effettuare una verifica generale circa l'attività e l'organizzazione dell'azienda. Come risulta dalla relazione di controllo tecnico, redatta l'1 giugno 1998, gli investimenti sono correttamente indicati e contabilizzati e comprendono anche impianti, quali allacciamenti e contatori, univocamente destinati al servizio di singoli utenti.

5. Valutazione giuridica

Sulla base degli elementi sviluppati nell'ambito del presente procedimento, per quanto concerne le alle argomentazioni adottate dalla SAG si può affermare quanto segue:

a) con riferimento alla argomentazione sub paragrafo 4.1, lettera a): la disciplina della metodologia tariffaria stabilisce in modo inequivoco che alcune attribuzioni patrimoniali alle imprese esercenti il servizio, qualificate alla stregua di contributi, debbano essere trattate ai fini della determinazione delle tariffe. In particolare il punto 1, lettera b), n. 2.b, comma 2 del provvedimento CIP n. 16/93, stabilisce che gli investimenti lordi devono essere assunti al netto di ogni contributo versato alle

aziende dagli utenti, nonché dagli enti locali, nazionali e comunitari. Tale disposizione, già in vigore sin dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 30 giugno 1983, n. 17, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 180, del 2 luglio 1983 (di seguito: provvedimento CIP n. 17/83), era stata formalmente interpretata dal CIP con il proprio parere del 6 ottobre 1983, prot. 8978, nel quale era stato esplicitamente affermato che nel calcolo dei contributi vanno considerati anche i contributi versati dagli utenti, compresi quelli di allacciamento. Al riguardo non sembra pertanto, corretto, alla luce della richiamata disposizione, muovere dalla considerazione del rapporto tra qualificazione formale dell'attribuzione patrimoniale e sostanza giuridica della stessa, dovendo invece l'azienda erogatrice applicare le disposizioni speciali secondo il significato che esse assumono nel quadro ed ai fini della metodologia tariffaria. Né si può affermare che tale ultima impostazione potrebbe comportare il non corretto adempimento dei vincoli civilistici e fiscali sopra richiamati, rispettivamente in ordine alla appostazione in bilancio ed alla individuazione dell'imponibile fiscale, dal momento che la normativa speciale esaurisce la sua portata nella definizione di un costo standard (costo medio del servizio) dal quale discendono tariffe e quote fisse da praticare all'utenza. Diversamente non si spiegherebbe come, secondo quanto sarà più ampiamente indicato alla successiva lettera b) l'intero settore abbia applicato le disposizioni tariffarie nel loro senso letterale e secondo l'interpretazione datane dal CIP senza evocare analoghi problemi di possibile conflitto con discipline diverse.

A sostegno di tale ricostruzione debbono essere evidenziati due ulteriori elementi:

- in primo luogo, va rilevato che i suddetti concorsi spese sono finalizzati alla installazione di apparecchiature essenziali per il servizio che la stessa SAG, come risultato dall'accertamento tecnico di cui al paragrafo 4.2, ha correttamente contabilizzato come investimenti.

- in secondo luogo, si deve notare la corrispondenza della soluzione interpretativa prospettata al complesso delle disposizioni disciplinanti la metodologia tariffaria. Non bisogna infatti dimenticare che, qualora i contributi versati dall'utenza per l'allacciamento fossero considerati, ai fini della metodologia tariffaria, quali corrispettivi del servizio, ne conseguirebbe una diversa e più grave violazione della disciplina, in quanto nella tariffa è già ricompreso ogni corrispettivo del servizio, comunque denominato, dovendo, pertanto, escludersi la compatibilità con tale metodologia di autonome ed ulteriori attribuzioni patrimoniali alle imprese esercenti a titolo di corrispettivo.

b) con riferimento alla argomentazione sub paragrafo 4.1, lettera b): la ricostruzione operata dalla SAG appare carente non dando conto di ulteriori elementi tali da escludere che fosse fondato il convincimento di una corrispondenza tra il comportamento da essa seguito e quanto previsto dalla disciplina del metodo tariffario. Gli elementi in tal senso da considerare sono:

- in primo luogo, proprio in relazione alla proposta presentata dalla SAG al CPP competente (allora il CPP di Ferrara), l'amministrazione assunse una posizione inequivocabilmente contraria alla impostazione adottata dalla SAG; in particolare il CPP chiese dapprima un parere al CIP in ordine alle modalità di trattamento ai fini tariffari dei corrispettivi di allacciamento utilizzate dalla SAG anche in relazione ai contenuti della risoluzione ministeriale da questa ottenuta; al riguardo il

CIP, con il proprio parere, espresse in data 6 ottobre 1983, prot. 8978, si pronunciò in senso contrario alla interpretazione della SAG affermando, tra l'altro, che gli investimenti devono essere assunti al netto di ogni contributo versato alle aziende dagli utenti, nonché dagli enti locali, nazionali, e comunitari, precisando da una parte che la "definizione di contributo relativa alla determinazione delle tariffe deve essere considerata nell'ambito dell'azione propria del CIP, il quale stabilisce criteri metodologici e parametri di riferimento per addivenire ad un livello tariffario congruo con la dinamica dei costi e le esigenze dell'impresa e del consumatore" e dall'altra chiarendo che la definizione di contributo del Ministero delle finanze "è strettamente collegata alle competenze di detto dicastero e quindi utilizzabile nel qualificare i contributi per fini fiscali". In seguito a tale pronunciamento il CPP di Ferrara, con delibera 15 dicembre 1983, prot. n. 53/83, rigettò la proposta della SAG imponendo la detrazione dagli investimenti lordi dei concorsi spese per allacciamento;

- in secondo luogo, la prassi applicativa uniforme del settore: ad oggi non risultano casi di aziende esercenti il servizio che abbiano trattato i contributi di allacciamento secondo le modalità utilizzate dalla SAG. In altri termini, è di tutta evidenza che tanto l'interpretazione formalmente data dall'autore del provvedimento di riferimento, quanto la consuetudine applicativa dei soggetti regolati, si appalesano come elementi tali da escludere la correttezza giuridica del comportamento tenuto dalla SAG;

- infine si devono richiamare le osservazioni svolte alla precedente lettera a) in ordine alla coerenza dell'interpretazione basata sulla deduzione dei contributi per allacciamento dagli investimenti lordi con il complessivo impianto della disciplina avente ad oggetto il metodo tariffario.

6. Definizione del caso

Si deve dunque ritenere che:

a) il contributo versato dall'utenza per l'allacciamento debba essere dedotto dagli investimenti lordi, ai soli fini della corretta applicazione del vigente metodo tariffario;

b) che il comportamento, contrario a quanto indicato nel punto precedente, tenuto dalla SAG non sia stato posto in essere in una situazione tale da consentire la maturazione di un legittimo convincimento in ordine alla sua correttezza.

Ritenuto sulla base di quanto sopra riportato e descritto che la SAG non stia applicando correttamente, nell'esercizio di Selvazzano Dentro, la normativa tariffaria in vigore per il servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti urbane, poiché essa non ha provveduto a dedurre i contributi di allacciamento dagli investimenti esposti nella scheda tariffaria;

Su proposta del Presidente,

DIFFIDA

La società SAG Adriatica Gas Spa, con sede in Selvazzano Dentro (Padova), via Pelosa 20, a provvedere agli adempimenti necessari per la rettifica delle tariffe del gas dell'esercizio di Selvazzano Dentro, ai sensi del punto 4 del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1993, come sostituito dall'art. 2, comma 3 del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, 4 agosto 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 184 dell' 8 agosto 1994, con decorrenza dalla data di pubblicazione del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 19 novembre 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 300 del 23 dicembre 1996, fissando in 30 giorni, decorrenti dalla data di ricevimento della comunicazione del presente provvedimento, il termine per l'adempimento;

DELIBERA

Di comunicare il presente provvedimento alla società SAG Adriatica Gas Spa, via Pelosa n. 20, Selvazzano Dentro (Padova), mediante invio di plico raccomandato con ricevuta di ritorno;

Di informare, altresì, la società SAG Adriatica Gas Spa che la mancata ottemperanza nel termine di cui sopra costituisce presupposto per l'applicazione di sanzioni amministrative ai sensi dell'art. 2 comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995 n. 481;

Di dare mandato al Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per le azioni a seguire.

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 medesimo provvedimento.

Delibera 12 giugno 1998, n. 58

VERIFICA DI CONGRUITÀ DEI CRITERI ADOTTATI PER DETERMINARE I RIMBORSI DEGLI ONERI CONNESSI ALLA SOSPENSIONE E ALLA INTERRUZIONE DEI LAVORI PER LA REALIZZAZIONE DI CENTRALI NUCLEARI NONCHÉ ALLA LORO CHIUSURA E DETERMINAZIONE DI ONERI AMMESSI A REINTEGRAZIONE

(Gazzetta Ufficiale n. 140 del 18 giugno 1998)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 12 giugno 1998,

Premesso che:

- l'articolo 3, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito legge n. 481/95) stabilisce che "sono trasferite all'Autorità per l'energia elettrica e il gas le funzioni in materia di energia elettrica e gas attribuite dall'articolo 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";

- lo stesso articolo, al comma 2, dispone che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) "verifica la congruità dei criteri adottati per determinare i rimborsi degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura, anche per l'esercizio delle competenze di cui al comma 7 del presente articolo" e al comma 7, primo periodo, prevede che "I provvedimenti già adottati dal Comitato interministeriale prezzi e dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato in materia di energia elettrica e gas conservano piena validità e efficacia, salvo modifica o abrogazione disposte dal Ministro, anche nell'atto di concessione, o dall'Autorità competente".

Viste la deliberazione del Comitato interministeriale per la programmazione economica (di seguito: CIPE) 27 novembre 1987 con cui è stata disposta la sospensione dei lavori per la costruzione della centrale nucleare di Montalto di Castro (Viterbo), le deliberazioni del CIPE 23 dicembre 1987 con cui è stata disposta la chiusura definitiva della centrale nucleare di Foce Verde (Latina) e la sospensione dei lavori della centrale nucleare di Trino Vercellese 2 (Vercelli), e la deliberazione del CIPE 26 luglio 1990, con cui è stata disposta la chiusura definitiva delle centrali nucleari di Caorso (Piacenza) e Trino Vercellese (Vercelli);

Visto il decreto-legge 10 dicembre 1988, n. 522, convertito dalla legge 10 febbraio 1989, n. 42, con cui è stata disposta la definitiva interruzione dei lavori di costruzione della centrale nucleare di Montalto di Castro e la sua riconversione in centrale policombustibile;

Vista la deliberazione del CIPE 21 dicembre 1988, pubblicata nella Gazzetta Ufficia-

le, Serie generale, n. 14 del 18 gennaio 1989, con cui si dispone che il rimborso degli oneri connessi alle decisioni assunte in materia di energia nucleare venga effettuato attraverso il mantenimento della maggiorazione straordinaria del sovrapprezzo termico di cui al paragrafo d), punto 1, del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP) 27 gennaio 1988, n. 3/88 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 26 del 2 febbraio 1988 e amministrato tramite un apposito conto di gestione della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: CCSE);

Visto il provvedimento del CIP 21 dicembre 1988, n. 27, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 305 del 30 dicembre 1988, con il quale, in attuazione della deliberazione del CIPE richiamata al punto precedente, viene prorogata la maggiorazione straordinaria del sovrapprezzo, e viene dato mandato alla CCSE di istituire un apposito conto di gestione denominato "Conto per il rimborso all'Enel di oneri straordinari", prevedendo che i rimborsi siano effettuati in misura corrispondente all'ammontare degli oneri accertati dal "Comitato istituito a norma del punto 2 della delibera CIPE 23 dicembre 1987 e del punto 1 della delibera CIPE 21 dicembre 1988;

Visti i due decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 5 agosto 1988 e il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 23 gennaio 1989, registrati dalla Corte dei conti, in base ai quali è stato fissato, e posto a carico della spesa del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, il compenso dovuto ai componenti del Comitato per la valutazione degli oneri connessi alle decisioni assunte in materia di energia nucleare (di seguito: Comitato);

Visto il provvedimento del CIP 24 maggio 1989, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 122 del 25 maggio 1989, con cui si dispone tra l'altro che il Comitato è confermato nella composizione prevista dai decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 17 febbraio 1988 e 27 giugno 1988, che lo stesso procede agli accertamenti di propria competenza sulla base di specifica e documentata rendicontazione prodotta dall'Enel, che esso "esercita le sue funzioni nell'ambito delle attività della Cassa conguaglio per il settore elettrico" e che "le spese per il suo funzionamento fanno carico al Conto per il rimborso all'Enel di oneri straordinari, ivi comprese quelle per i compensi da corrispondere ai componenti del predetto Comitato, secondo le tariffe di cui alla legge 2 marzo 1949, n. 143 (capo II - punto G - tabella F - classe impianti elettrici) adeguate con decreto ministeriale 11 giugno 1987, n. 233, ridotte ad un decimo, ed in conformità di quanto disposto dall'articolo 62 del regio decreto 23 ottobre 1925, n. 2537";

Visti i provvedimenti di liquidazione del CIP e i decreti del Ministro dell'industria, del commercio, dell'artigianato in cui individuando le singole voci che costituiscono oggetto del diritto al rimborso riconosciuto all'Enel ed alle imprese appaltatrici dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari e si provvede alla quantificazione degli importi sulla base dei criteri risultanti dalle relazioni del Comitato;

Visto l'articolo 33, comma 2, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, in base al quale il CIP deve disporre "la reintegrazione, all'Enel e alle imprese appaltatrici dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari, degli oneri immediati e diretti derivanti dalla sospensione e interruzione definitiva dei lavori delle predette centrali" secondo le modalità della deliberazione del CIPE 21 dicembre 1988 e del provvedimento del CIP 24 maggio 1989;

Visti la delibera dell'Autorità 16 maggio 1997, n. 44/97, con cui è stato approvato il Regolamento per le audizioni periodiche delle formazioni associative, e in particolare l'articolo 9, comma 2, di tale Regolamento;

Visti la delibera dell'Autorità 30 maggio 1997, n. 61/97, con cui sono state approvate Disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità, e in particolare l'articolo 5 di tale delibera;

Vista la delibera dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 42/98, con cui è stato avviato il procedimento per la formazione del provvedimento di cui al combinato disposto del comma 2, ultimo periodo e del comma 7, primo periodo, dell'articolo 3 della legge n. 481/95;

Visti i resoconti delle audizioni speciali dei soggetti interessati al provvedimento dell'Autorità per il quale è stato avviato il procedimento di cui sopra, nonché i documenti consegnati da tali soggetti e la relazione tecnica predisposta dagli uffici dell'Autorità;

Considerato che:

- il combinato disposto del comma 2, ultimo periodo e del comma 7, primo periodo, dell'articolo 3 della legge n. 481/95, sancisce la piena validità ed efficacia dei provvedimenti di liquidazione adottati dal CIP e dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, salvo modifica o abrogazione disposta dall'Autorità in conseguenza dell'eventuale valutazione di non congruità dei criteri adottati ai fini della determinazione dei rimborsi dovuti;

- oggetto della suddetta verifica sono i criteri adottati dal CIP per la determinazione dei rimborsi e che tali criteri possono essere così individuati: criterio di connessione (in base al quale è stata affermata la pertinenza e l'afferenza del singolo onere ai fini del rimborso), criteri di quantificazione (in base ai quali, in relazione ai singoli oneri riconosciuti come connessi, è stata definita la delimitazione del diritto al rimborso e si è proceduto a verificare e stimare gli importi ammessi a reintegrazione);

Ritenuto che il criterio di connessione adottato dal CIP per la definizione dei provvedimenti di liquidazione non sia congruo, dovendo la connessione essere riferita esclusivamente alle centrali nucleari in esercizio per le quali è stata decisa la chiusura definitiva (Caorso, Foce Verde e Trino Vercellese), ovvero alle centrali nucleari i cui lavori di costruzione sono stati sospesi o interrotti (Montalto di Castro e Trino Vercellese 2);

Ritenuto che di conseguenza non risultino connessi:

- gli oneri afferenti gli "Studi localizzazione Lombardia", il "Rapporto sicurezza Lombardia", gli "Studi localizzazione Puglia" di cui al provvedimento CIP (Giunta) 21 marzo 1991, n. 6/91, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 84 del 10 aprile 1991, ratificato con provvedimento CIP 18 dicembre 1991, n. 30/91, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 298 del 20 dicembre 1991;

- gli oneri afferenti "i costi di certificazione imprese" di cui al provvedimento CIP 22 aprile 1992, n. 4/92 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 99 del 29 aprile 1992, sostenuti dall'Enel al fine di fornire al Comitato la rendicontazione di supporto agli accertamenti degli oneri da riconoscere alle imprese appaltatrici, non essendo tale modalità contemplata dalle disposizioni del soprarichiamato provvedimento del CIP 24 maggio 1989 e in considerazione del fatto che l'Enel, nella sua posizione di soggetto appaltante, si trovava nella condizione di acquisire e di organizzare le informazioni necessarie;

- le spese relative al funzionamento del Comitato, non costituendo oneri sopportati dai soggetti cui è stato riconosciuto il diritto al rimborso e non potendo, di conseguenza, essere imputate al Conto per il rimborso all'Enel di oneri straordinari;

Ritenuto che il criterio di quantificazione adottato dal CIP per la determinazione degli oneri relativi all'approvvigionamento di servizi di arricchimento per la centrale nucleare di Trino Vercellese 2 di cui al provvedimento del CIP 28 marzo 1990, n. 10/90, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.81 del 6 aprile 1990, non sia congruo limitatamente all'estensione del riconoscimento alle quantità di servizi di arricchimento eccedenti quelle necessarie per il funzionamento e l'esercizio della centrale stessa, in relazione alle date di entrata in esercizio per la prima e la seconda unità, previste rispettivamente negli anni 1997 e 1998;

Ritenuto che il criterio di connessione adottato dal CIP in ordine al riconoscimento degli interessi per ritardato pagamento, di cui in particolare al provvedimento CIP 26 febbraio 1992, n. 3/92, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 51 del 2 marzo 1992, sia congruo, atteso che la normativa in materia di oneri nucleari ha riconosciuto il diritto alla reintegrazione, con ciò determinando un debito di valore;

Ritenuto che, comportando tale diritto il ripristino della situazione patrimoniale quale sarebbe stata se la conseguenza pregiudizievole non si fosse verificata, l'eventuale periodo di tempo intercorrente fra il momento del riconoscimento del diritto alla reintegrazione e quello della sua effettiva soddisfazione giustifichi la corresponsione di interessi;

Ritenuto che, per quanto concerne il criterio di quantificazione degli interessi per ritardato pagamento, debbano ritenersi congrui i tassi applicati, atteso che questi corrispondono in modo adeguato alla diminuzione patrimoniale arrecata agli aventi diritto alla reintegrazione per il ritardo nei pagamenti, tenuto conto altresì che il costo complessivo sostenuto dagli utenti sarebbe stato maggiore nell'ipotesi di applicazione del tasso legale;

Ritenuto, tuttavia, che ai fini della quantificazione degli interessi per ritardato pagamento, il criterio fissato dal CIP nel soprarichiamato provvedimento n.3/92 non sia congruo, in quanto non sufficientemente certo nella definizione delle modalità di imputazione delle erogazioni effettuate in corso d'anno;

Ritenuto che, ai fini del rimborso degli oneri ammessi a reintegrazione, sia opportuno che la CCSE istituisca conti di gestione distinti in relazione alla diversa natura dei soggetti da rimborsare e dell'origine dell'onere;

DELIBERA

Articolo 1 Definizioni

Nella presente deliberazione l'espressione:

a) "oneri nucleari" designa gli oneri connessi alla sospensione ed alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari, nonché alla loro chiusura definitiva;

b) "CIP" designa il Comitato interministeriale dei prezzi;

c) "provvedimenti di liquidazione" designa i provvedimenti: CIP 28 marzo 1990, n. 11/90, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 81 del 6 aprile 1990, CIP 30 gennaio 1991, n. 2/91, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 31 del 6 febbraio 1991, CIP (Giunta) 21 marzo 1991, n. 6/91, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 84 del 10 aprile 1991, ratificato con CIP 18 dicembre 1991, n. 30/91, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 298 del 20 dicembre 1991, CIP 18 dicembre 1991, n. 32/91, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 298 del 20 dicembre 1991, CIP 26 febbraio 1992, n. 3/92, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 51 del 2 marzo 1992, CIP 22 aprile 1992, n. 4/92, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 99 del 29 aprile 1992, CIP 30 dicembre 1992, n. 21/92 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 2 del 4 gennaio 1993, e il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 21 ottobre 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 253 del 28 ottobre 1994, successivamente rettificato con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 novembre 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 286 del 7 dicembre 1994;

d) "Comitato": designa il Comitato per la valutazione degli oneri connessi alle decisioni assunte in materia di energia nucleare di cui al provvedimento del CIP 24 maggio 1989, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 122 del 25 maggio 1989.

Articolo 2 Verifica della congruità del criterio di connessione per la determinazione degli oneri nucleari e sua modifica

1. Il criterio di connessione, in base al quale i provvedimenti di liquidazione hanno determinato i rimborsi degli oneri nucleari, non è congruo, dovendo la connessione intendersi come esclusivamente riferita alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione delle sole centrali nucleari di Montalto di Castro e Trino Vercellese 2, nonché alla chiusura delle centrali nucleari di Caorso, Foce Verde, Trino Vercellese.

2. Gli oneri riconosciuti dai provvedimenti di liquidazione sono pertanto da ritenere connessi ad eccezione dei seguenti:

a) oneri afferenti gli "Studi localizzazione Lombardia", il "Rapporto sicurezza Lombardia", gli "Studi localizzazione Puglia", riconosciuti in base al provvedimento del CIP 21 marzo 1991, n. 6/91;

b) "costi certificazione imprese" riconosciuti in base al provvedimento del CIP 22 aprile 1992, n. 4/92;

c) spese relative al funzionamento del Comitato.

3. Il provvedimento del CIP 24 maggio 1989 è, conseguentemente, modificato mediante soppressione del secondo comma del punto 3.

Articolo 3 Verifica della congruità dei criteri di quantificazione per la determinazione degli oneri nucleari e loro modifica

1. I criteri di quantificazione, in base ai quali i provvedimenti di liquidazione hanno determinato i rimborsi degli oneri nucleari, si devono ritenere congrui ad eccezione dei seguenti:

a) criterio di quantificazione dei rimborsi degli oneri relativi all'approvvigionamento di servizi di arricchimento per la centrale nucleare di Trino Vercellese 2;

b) criterio di quantificazione degli interessi per ritardato pagamento, limitatamente alle modalità di imputazione delle erogazioni effettuate in corso d'anno.

2. Ai fini della quantificazione degli oneri relativi all'approvvigionamento dei servizi di arricchimento per la centrale nucleare di Trino Vercellese 2 non devono essere prese in considerazione le quantità di servizi di arricchimento, riconosciute in base al provvedimento del CIP 28 marzo 1990, n. 11/90, eccedenti quelle necessarie per il funzionamento e l'esercizio della centrale stessa nell'ipotesi di entrata in esercizio nel 1997 e nel 1998, rispettivamente per la prima e la seconda unità.

3. Ai fini della quantificazione degli interessi per ritardato rimborso il punto 2 del provvedimento del CIP 26 febbraio 1992, n. 3/92, è così sostituito: "2) Gli importi di cui al precedente punto 1), quelli per oneri straordinari già accertati con provvedimenti CIP 28 marzo 1990, n. 11/90, CIP 30 gennaio 1991, n. 2/91, CIP 10 aprile 1991, n. 6/91 e CIP 18 dicembre 1991, n. 32/91, nonché quelli che saranno accertati con successivi provvedimenti a favore delle imprese appaltatrici e dell'Enel, sono aumentati, a decorrere dall'1 gennaio 1991 fino alla data del loro effettivo pagamento, degli interessi calcolati, sulle somme ancora da corrispondere, sulla base del "prime rate ABI" per le imprese appaltatrici e del 72,56% di detto tasso per l'Enel: Gli interessi maturati vengono capitalizzati all'inizio di ciascun anno. I pagamenti effettuati in corso d'anno non sono imputabili agli interessi maturati nel corso dell'anno medesimo e non ancora capitalizzati."

Articolo 4 Determinazione di oneri ammessi a reintegrazione

1. L'importo riconosciuto all'Enel al punto 1 del provvedimento del CIP 28 marzo 1990, n. 11/90 è ridotto di 63,879 miliardi (sessantatremiliardiottocento settantanovemilioni) di lire e pertanto rideterminato nella misura di 1.540, 527 miliardi (millecinquecentoquarantamiliardiecinquecentoventisettemilioni) di lire;

2. L'importo riconosciuto al punto 1, lettera a), del provvedimento del CIP 21 marzo 1991, n. 6/91, è ridotto di 50 miliardi (cinquantamiliardi) di lire e pertanto rideterminato nella misura di 3.560,087 miliardi (tremilacinquecentosessantamiliardi eottantasettemilioni) di lire;

3. L'importo riconosciuto al punto 1, lettera a), del provvedimento del CIP 26 febbraio 1992, n. 3/92 è, conseguentemente a quanto disposto nei due commi precedenti, ridotto di 27,652 miliardi (ventisettemiliardieseicentocinquantaduemilioni) di lire e pertanto rideterminato nella misura di 2.460,736 miliardi (duemilaquattrocentosessanta miliardiesettecentotrentaseimilioni) di lire.

4. L'importo riconosciuto al punto 1, lettera a), del provvedimento del CIP 22 aprile 1992 n. 4/92 è ridotto di 5,350 miliardi (cinquemiliardietrecentocinquantamilioni) di lire e pertanto rideterminato nella misura di 32,709 miliardi (trentaduemiliardiesettecentonovemilioni) di lire.

5. Il provvedimento del CIP 30 dicembre 1992, n. 21/92, anche in conseguenza a quanto disposto nel comma precedente, è modificato:
   a) mediante sostituzione delle parole "ottanta miliardi e duecentocinquantacinque milioni di lire" con le seguenti: "ottanta miliardi e sei milioni di lire";
   b) mediante aggiunta di un secondo comma formulato come segue: "resta confermato quanto previsto al punto 2) del provvedimento CIP 26 febbraio 1992, n. 3/92 con esclusione della data di decorrenza degli interessi relativi all'importo di ventidue miliardi e duecentotrentotto milioni di lire da corrispondere all'Enel, che viene fissata all'1 gennaio 1992".

6. L'importo riconosciuto all'Enel e alle imprese appaltatrici per ritardato rimborso è ridotto ai sensi del precedente articolo 3, comma 3.

Articolo 5 Disposizioni finali

1. La Cassa conguaglio per il settore elettrico, in applicazione della presente deliberazione, adotta le necessarie deliberazioni confermative e modificative degli "ordinativi di pagamento" fino ad oggi emessi.

2. La Cassa conguaglio per il settore elettrico provvede all'istituzione dei seguenti ulteriori conti di gestione, mediante i quali procede al rimborso degli oneri nucleari:
   a) "Conto per il rimborso degli oneri nucleari alle imprese appaltatrici", per la gestione dei rimanenti rimborsi nei confronti delle imprese appaltatrici, anche in attuazione di quanto previsto dal precedente comma 1;
   b) "Conto per il rimborso all'Enel di oneri relativi ad attività nucleari residue", per la gestione dei rimborsi all'Enel degli oneri riconosciuti per il "riprocessamento combustibile irraggiato" e per la "messa in sicurezza e smantellamento" delle centrali nucleari.

3. Il "Conto per il rimborso all'Enel di oneri straordinari", di cui al punto 2 del provvedimento del CIP 21 dicembre 1988, n. 27/88, viene utilizzato, anche in

attuazione di quanto previsto dal precedente comma 1, per la gestione dei rimborsi all'Enel ed alle imprese appaltatrici diversi da quelli di cui al precedente comma 2.

4. La presente deliberazione ha effetto dalla data della sua pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.

Delibera 24 giugno 1998, n. 74

AGGIORNAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA PER IL QUARTO BIMESTRE (LUGLIO–AGOSTO) 1998 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. 150 del 30 giugno 1998)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 24 giugno 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 24 aprile 1998, n. 39/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 98 del 29 aprile 1998 (di seguito: deliberazione n. 39/98), il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) ha registrato una variazione maggiore del 2%;

Vista la legge 9 gennaio 1991, n. 9;

Visto il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6 pubblicato sulla 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 1996;

Vista la 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) recante disposizioni in materia di razionalizzazione e inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato, come modificata dalla deliberazione 21 ottobre 1997, n. 106/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997 (di seguito: deliberazione n. 106/97) e dalla deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 1997, n. 136/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 301 del 29 dicembre 1997;

Vista la deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997 (di seguito: deliberazione n. 108/97) concernente la definizione dei prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica di cui agli articoli 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9;

Vista la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 1998, n. 05/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 33 del 10 febbraio 1998, concernente il riconoscimento del contributo costi energia per l'utilizzo nelle centrali termoelettriche di rifiuti e altri combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali;

Ritenuto che sia opportuno modificare alcune disposizioni previste dalla deliberazione n. 70/97, così come modificata ed integrata dalle soprarichiamate deliberazio-

ni dell'Autorità, nonché dalla deliberazione n. 108/97, al fine di semplificarne l'applicazione e di comprendervi casi la cui definizione dovrebbe essere altrimenti rinviata anche a provvedimenti a carattere individuale;

DELIBERA

Articolo 1 Soppressione dell'art. 6, comma 6.14, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97

L'art. 6, comma 6.14, della deliberazione n. 70/97, così come modificato dall'art. 2 della deliberazione n. 106/97, è soppresso.

Articolo 2 Modifiche della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 e conseguente modifica della deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97

1. All'art. 5, comma 5.3, della deliberazione n. 70/97, dopo le parole "fonti rinnovabili e assimilate" sono aggiunte le parole seguenti:
"al netto della quota convenzionalmente a carico del conto costi energia, fissata ai sensi del comma 6.12".

2. L'art. 6, comma 6.11, della deliberazione n.70/97 è sostituito dal seguente:
"La Cassa conguaglio settore elettrico riconosce a ciascuna impresa produttrice-distributrice, distributrice-acquirente o importatrice un contributo bimestrale determinato come somma algebrica degli addendi Ca e Cb di seguito definiti:

a) l'addendo Ca è calcolato come:

$$Ca = Qt^{\circ} \times Ct + Qm^{\circ} \times Cm + Qr^{\circ} \times Ct$$

dove:
Qt° (in kWh) è la quantità media di energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) dall'impresa produttrice-distributrice con impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, come dichiarata dall'impresa alla Cassa conguaglio settore elettrico;
Qm° (in kWh) è la quantità media di energia elettrica importata dall'impresa importatrice nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, come dichiarata dall'impresa alla Cassa conguaglio settore elettrico;
Qr° (in kWh) è la quantità media, nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, di energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) con impianti di cui agli articoli 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 e ceduta all'impresa distributrice-acquirente, nonché di nuova energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) con impianti di cui all'art. 22 della medesima legge ed immessa nella rete pubblica dall'impresa produttrice-distributrice, come dichiarata dall'impresa 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:

$$Cb = ((Qt + Qm + Qi + Qr) - (Qt^{\circ} + Qm^{\circ} + Qi^{\circ} + Qr^{\circ})) \times PB \times (1 - Perdite),$$

dove:

Qi° (in kWh) è la quantità media di energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) dall'impresa produttrice-distributrice con impianti idroelettrici e geotermoelettrici diversi da quelli di cui all'art. 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, come dichiarata dall'impresa alla Cassa Conguaglio Settore Elettrico;

PB (in L/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 nello stesso periodo di competenza;

Perdite denota la quota media di energia elettrica perduta nel trasporto all'utenza finale, assunta pari a 0,065;

e, per lo stesso bimestre:

Qt (in kWh) è la quantità di energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) dall'impresa produttrice-distributrice con impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali;

Qm (in kWh) è la quantità di energia elettrica importata dall'impresa importatrice;

Qi (in kWh) è la quantità di energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) dall'impresa produttrice-distributrice con impianti idroelettrici e geotermoelettrici diversi da quelli di cui all'art. 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9;

Qr (in kWh) è la quantità di energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) con impianti di cui agli articoli 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 e ceduta all'impresa distributrice-acquirente, nonché di nuova energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) con impianti di cui all'art. 22 della medesima legge ed immessa nella rete pubblica dall'impresa produttrice-distributrice."

3. L'art. 6, comma 6.12, della deliberazione n. 70/97 è sostituito dal seguente:

"All'energia elettrica prodotta con impianti di cui agli articoli 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e ceduta all'impresa distributrice-acquirente e alla nuova energia elettrica prodotta (al netto dei consumi di centrale) con impianti di cui all'art. 22 della stessa legge ed immessa nella rete pubblica dall'impresa produttrice-distributrice, viene attribuita convenzionalmente una quota dei contributi di cui al comma 6.11 pari a $Qr^{\circ} \times Ct + (Qr - Qr^{\circ}) \times PB \times (1 - Perdite)$."

4. Il primo periodo, ricompreso tra le parole "Per gli impianti" e le parole "esercizio dell'impianto", del primo capoverso dell'art. 6, comma 6.13, della deliberazione n. 70/97 è sostituito dal seguente:

"Per gli impianti nuovi o ammodernati, entrati in funzione da più di un anno ma meno di tre anni, i parametri Qt° e Qi° sono pari alla media delle quantità di energia elettrica prodotta nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, utilizzando a questo fine, per i bimestri antecedenti l'entrata in esercizio dell'impianto, i valori dei parametri Qt° e Qi° relativi al primo anno di esercizio, fissati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas secondo quanto previsto dal presente comma."

Nell'ultimo capoverso dell'art. 6, comma 6.13, della deliberazione n. 70/97, le

parole "anche per gli impianti non ancora entrati in funzione, ma" sono sostituite dalle parole " agli impianti".

5. L'art. 6, comma 6.17, della deliberazione n. 70/97 è sostituito dal seguente:
"In deroga a quanto previsto al precedente comma 6.16, le imprese distributrici possono trattenere, a titolo di acconto sui contributi spettanti per ciascun bimestre, un importo pari al minor valore tra:
0,95 x Ca
0,95 x Ca + Ct x ((Qt + Qm + Qi + Qr) – (Qt° + Qm° + Qi° + Qr°))."

6. All'art. 5, comma 5.1, della deliberazione n. 108/97, dopo le parole "deliberazione dell'Autorità n. 70/97" sono aggiunte le parole seguenti:
"al netto della quota convenzionalmente fissata ai sensi del comma 6.12 della medesima deliberazione, posta a carico del conto costi energia."

Articolo 3 Aggiornamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili

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 febbraio – maggio 1998, è fissato pari a 20,169 L/Mcal.

Articolo 4 Aggiornamento della tariffa elettrica

Le aliquote delle componenti A1 e A3 e della parte B della tariffa elettrica sono aggiornate come indicato nelle tabelle 1 e 3 allegate, che sostituiscono le corrispondenti tabelle della deliberazione n. 70/97.

Articolo 5 Disposizioni transitorie e finali

L'art. 1 entra in vigore dalla data di pubblicazione della presente deliberazione nella Gazzetta Ufficiale. Le disposizioni di cui agli articoli 2, 3 e 4 hanno effetto a decorrere dall'1 luglio 1998.

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	19,9	20,2	40,1
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	39,5	76,9	116,4
2) Forniture per usi agricoli	31,4	53,3	84,7
3) Altri usi	33,4	57,3	90,7
MEDIA TENSIONE 4) Tutti gli usi	25,4	38,8	64,2
ALTA TENSIONE 4) Tutti gli usi			
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	22,5	37,2	59,7
6) Alluminio primario	7,1	6,1	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)	5,1	3,6	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	10.1	1.5	8.3	7.0
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	28.1	1.6	9.8	7.0
2) Forniture per usi agricoli	20.6	1.6	9.2	7.0
3) Altri usi	22.3	1.7	9.4	7.0
MEDIA TENSIONE 4) Tutti gli usi	15.9	1.4	8.1	6.5
ALTA TENSIONE 5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	15.1	1.1	6.3	4.8
6) Alluminio primario	2.3	2.2	2.6	-
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	1.6	1.1	2.4	-
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)	0.0	0.0	-	2.3

Delibera 24 giugno 1998, n. 75

ADEGUAMENTO PERIODICO (PER IL BIMESTRE LUGLIO - AGOSTO 1998) DELLE TARIFFE DEI GAS PROVENIENTI DA METANO E DISTRIBUITI A MEZZO RETE URBANA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 23 APRILE 1998, N. 41/98

(Gazzetta Ufficiale n. 150 del 30 giugno 1998)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 24 giugno 1998,

Premesso che nel semestre di riferimento si è verificata una variazione dei prezzi del gasolio come definiti dall'art. 1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 aprile 1998, n. 41/98 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 2 maggio 1998 (di seguito: deliberazione n. 41/98) superiore a 11 L/kg;

Visto il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1991, n. 25/1991, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 276 del 25 novembre 1991 (di seguito: provvedimento CIP n. 25/1991), come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997 (di seguito: D.M. 13 marzo 1997);

Visto il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16/1993, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1993;

DELIBERA

1. A decorrere dall'1 luglio 1998, l'adeguamento periodico delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana di cui al provvedimento CIP n. 25/1991 come modificato dal D.M. 13 marzo 1997 e dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 41/98, viene effettuato utilizzando i seguenti indicatori:

   - per il prezzo del gasolio, risultante dalla quotazione CIF Med, base Genova - Lavera, il valore di 263,07 L/kg;

   - per il prezzo del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, il valore di 503,60 L/kg;

2. Di conseguenza, a decorrere dalla stessa data, le tariffe finali dei gas definiti come sopra per uso riscaldamento individuale con o senza uso promiscuo, e per tutti gli altri usi, con l'eccezione degli usi domestici di cottura cibi e produzione di acqua

calda, sono diminuite di 17,7 L/mc in termini di metano con potere calorifico superiore pari a 9,2 Mcal/mc st. corrispondenti a 1,93 L/Mcal.

3. Le aziende distributrici devono notificare all'Autorità per l'energia elettrica e il gas i valori aggiornati delle tariffe dei gas conseguenti alle variazioni dei prezzi di cessione del metano, entro dieci giorni dalla decorrenza. Contestualmente le aziende distributrici sono tenute a provvedere alla pubblicazione dei nuovi valori sul bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma ovvero sul foglio annunzi legali delle province interessate.

Delibera 10 luglio 1998, n. 79

INTEGRAZIONE DELLA DISCIPLINA DEI CONTRIBUTI PREVISTI DAL PROVVEDIMENTO CIP 14 NOVEMBRE 1990, N. 34

(Gazzetta Ufficiale n. 210 del 9 settembre 1998)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 10 luglio 1998,

Premesso che l'art. 3, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481 dispone il trasferimento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità) delle 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 Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato,

Visto il titolo VII, lettera B), del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992 con cui si stabiliscono norme per il regime dei prezzi di cessione e dei contributi per l'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui al provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1990, n. 34 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 270 del 19 novembre 1990 (di seguito provvedimento CIP n. 34/90);

Visto altresì che allo stesso titolo VII, con riferimento agli impianti soprarichiamati, è stabilito che per quanto concerne la durata di corresponsione dei prezzi di cessione e dei contributi sia "fatta salva la facoltà di optare per la normativa prevista" dal provvedimento CIP n. 34/90;

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;

Considerato che, l'opzione di cui sopra è stata esercitata per diversi impianti di imprese produttrici-distributrici e che di conseguenza tali impianti, come previsto dal titolo I, lettera B), punto 2 del provvedimento CIP n. 34/90, percepiscono un contributo con riserva di conguaglio, fino all'emanazione di provvedimento formale;

Ritenuto che sia necessario integrare la disciplina di corresponsione dei contributi previsti dal provvedimento CIP n. 34/90;

DELIBERA

Di applicare la durata di corresponsione prevista per la componente di cui al titolo II, punto 3 del provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6, anche al contributo previsto per gli impianti per i quali è stata esercitata, ai sensi del titolo VII, lettera B), punto 1, terzo capoverso del medesimo provvedimento CIP, l'opzione per la normativa di cui al titolo I, lettera B), punto 2, del provvedimento CIP 14 novembre 1990, n. 34;

La presente deliberazione viene pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana ed ha effetto dalla data della pubblicazione.

Delibera 28 agosto 1998, n. 104

ADEGUAMENTO PERIODICO (PER IL BIMESTRE SETTEMBRE – OTTOBRE 1998) DELLE TARIFFE DEI GAS PROVENIENTI DA METANO E DISTRIBUITI A MEZZO RETE URBANA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 23 APRILE 1998, N. 41/98

(Gazzetta Ufficiale n. 202 del 31 agosto 1998)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 agosto 1998,

Premesso che nel semestre di riferimento si è verificata una variazione dei prezzi del gasolio come definiti dall'art. 1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 aprile 1998, n. 41/98 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 2 maggio 1998 (di seguito: deliberazione n. 41/98) superiore a 11 L/kg;

Visto il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1991, n. 25/1991, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 276 del 25 novembre 1991 (di seguito: provvedimento CIP n. 25/1991), come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997 (di seguito: D.M. 13 marzo 1997);

Visto il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16/1993, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1993;

DELIBERA

1. A decorrere dall'1 settembre 1998, l'adeguamento periodico delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana di cui al provvedimento CIP n. 25/1991 come modificato dal D.M. 13 marzo 1997 e dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 41/98, viene effettuato utilizzando i seguenti indicatori:

   - per il prezzo di riferimento del gasolio, risultante dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera, il valore di 232,89 L/kg;

   - per il prezzo di riferimento del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, il valore di 479,17 L/kg;

   - per la media dei prezzi del gasolio vigenti in ciascun giorno del semestre precedente la revisione, risultanti dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera, il valore di 212,37 L/kg;

– per la media dei prezzi del gasolio vigenti in ciascun giorno del semestre precedente la revisione, rilevati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, il valore di 450,42 L/kg.

2. Di conseguenza, a decorrere dalla stessa data, le tariffe finali dei gas definiti come sopra per uso riscaldamento individuale con o senza uso promiscuo, e per tutti gli altri usi, con l'eccezione degli usi domestici di cottura cibi e produzione di acqua calda, sono diminuite di 16,9 L/mc in termini di metano con potere calorifico superiore pari a 9,2 Mcal/mc st. corrispondenti a 1,83 L/Mcal.

3. Le aziende distributrici sono tenute a provvedere alla pubblicazione dei nuovi valori delle tariffe sul bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma ovvero sul foglio annunzi legali delle province interessate entro dieci giorni decorrenti dal termine di cui al precedente punto 1.

4. Il presente provvedimento viene pubblicato nella Gazzetta Ufficiale.

Delibera 23 settembre 1998, n. 120

DIRETTIVA CONCERNENTE L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO ELETTRICO AI SENSI DELL'ARTICOLO 2, COMMA 12, LETTERA H), DELLA LEGGE 14 NOVEMBRE 1995, N. 481

(Gazzetta Ufficiale n. 229 del 1 ottobre 1998)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 settembre 1998,

Premesso che :

- l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), in base al disposto dell'articolo 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481 è investita di funzioni di regolazione, dei servizi di pubblica utilità dell'elettricità e del gas, al fine di garantire, tra l'altro, la "promozione della concorrenza e dell'efficienza"... "tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo";

- con lettera del 14 maggio 1998, l'Unione nazionale aziende produttrici e consumatrici di energia elettrica ha segnalato all'Autorità che l'Enel Spa starebbe definendo rapporti contrattuali pluriennali per la fornitura di energia elettrica ad utenti industriali caratterizzati da elevati consumi annui di energia elettrica e quindi possibili clienti idonei per il futuro mercato libero ai sensi dell'articolo 15 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 (nel seguito: direttiva europea 96/92/CE);

Visto l'articolo 2, comma 12, lettere h) e m), della legge 14 novembre 1995, n. 481 nel quale si prevede che l'Autorità emani direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti;

Visti gli articoli 1, 2 e 36 della legge 24 aprile 1998, n. 128, contente Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dalla aderenza dell'Italia alle Comunità europee (legge comunitaria 1995 - 1997);

Visti gli articoli 3 e 5 del regolamento recante Disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, adottato dall'Autorità con delibera 30 maggio 1997, n. 61/97;

Vista la delibera 21 maggio 1998, n. 49/98, con cui l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva sui contratti pluriennali di fornitura di energia elettrica ad utenti con elevati consumi;

Visto il documento dell'Autorità contenente Proposta di delibera per l'adozione di

una direttiva concernente l'erogazione del servizio elettrico ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 14 novembre 1995, n. 481;

Considerato che l'istruttoria conoscitiva di cui sopra, basata sull'esame della documentazione contrattuale acquisita, ha evidenziato che più di un soggetto erogatore, già presente nel settore ed in grado di operare nel previsto mercato libero dell'energia elettrica ha stipulato accordi contrattuali, ovvero formalizzato proposte contrattuali, nei confronti di utenze con consumi tali da poter essere nella condizione di cliente idoneo ai sensi della richiamata direttiva europea 96/92/CE, per periodi di validità che vanno al di là delle presumibili date di apertura del mercato elettrico;

Considerato che la suddetta istruttoria conoscitiva ha posto in evidenza casi di applicazione di condizioni di fornitura in violazione della vigente disciplina tariffaria sui quali saranno condotti ulteriori approfondimenti finalizzati ad eventuali provvedimenti di competenza dell'Autorità;

Ritenuto che occorra evitare, anche mediante l'adozione da parte dell'Autorità di direttive nei confronti dei soggetti erogatori del servizio elettrico, che si precostituiscano situazioni di fatto o di diritto tali da creare ostacoli all'effettiva apertura del mercato elettrico prevista dalla richiamata direttiva europea 96/92/CE, rendendo più difficile il conseguimento degli scopi del processo di liberalizzazione avviato;

DELIBERA

Di adottare la seguente direttiva:

Articolo 1 Definizioni

Agli effetti della presente direttiva dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas:

a) l'espressione "direttiva europea" designa la direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'elettricità, pubblicata nella Gazzetta ufficiale delle Comunità europee N.L 27 del 30 gennaio 1997;
b) l'espressione "clienti idonei" designa i clienti con consumi superiori ai 100 GWh all'anno su una base di consumo per località compresa l'autoproduzione come previsto dall'articolo 19, par. 3, della direttiva europea, ovvero i clienti a cui la condizione di cliente idoneo verrà attribuita dai decreti legislativi per l'attuazione della direttiva europea, come previsti dall'articolo 36 della legge 24 aprile 1998, n. 128.

Articolo 2 Contratti di fornitura di energia elettrica a clienti idonei

I contratti, stipulati dopo il 30 gennaio 1997, con durata superiore all'anno e scadenza successiva al 19 febbraio 1999, aventi ad oggetto la fornitura di energia elet-

trica a clienti idonei dovranno contenere il riconoscimento al cliente della facoltà di recesso unilaterale, con onere di preavviso al fornitore non superiore a sei mesi.

La facoltà di cui al precedente comma dovrà essere riconosciuta dal fornitore ai clienti idonei per il periodo di un anno decorrente dalla data di acquisizione di tale qualifica.

Articolo 3 Disposizioni finali

La presente direttiva viene pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana ed entra in vigore dalla data della pubblicazione.

Delibera 23 settembre 1998, n. 121

DIFFIDA DALL'ADOZIONE DI COMPORTAMENTI IN CONTRASTO CON GLI OBBLIGHI RELATIVI AL RITIRO DELLE ECCEDENZE DI ENERGIA ELETTRICA

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 settembre 1998,

Premesso che:

- all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) sono pervenute numerose segnalazioni e richieste di intervento in ordine al ritiro delle eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti ubicati in diverse parti del territorio nazionale;

- in relazione a questi casi l'Autorità, ha deliberato di avviare istruttorie conoscitive e formali ai fini dell'adozione di provvedimenti ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);

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 (di seguito: legge n. 9/91), 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";

- 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";

- l'articolo 2, comma 20, lettere c) e d), e comma 27 della legge n. 481/95;

Visti:

- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 235 del 6 ottobre 1992;

- la convenzione di concessione delle attività elettriche all'Enel Spa approvata con decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 28

dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996;

- 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;

- la deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997 (di seguito: deliberazione dell'Autorità n. 108/97);

Ritenuto che in base al disposto dell'articolo 4, n. 6), terzo capoverso della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, come modificato dall'articolo 20, comma 1, della legge n. 9/91, e dell'articolo 22, commi 3, 4 e 5, della legge n. 9/91, a fronte dell'obbligo per i produttori di energia elettrica di cedere all'Enel Spa tutta la produzione che eccede l'eventuale quota dagli stessi consumata e, nel caso dell'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate, alle imprese produttrici e distributrici di cui all'articolo 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1642, come modificato dall'articolo 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308, sussista l'obbligo per l'Enel Spa e per le suddette imprese produttrici e distributrici di ritirare tale produzione ai prezzi di cessione definiti dalla deliberazione dell'Autorità n. 108/97;

Ritenuto che sia opportuno, attesa la frequenza delle segnalazioni in materia, richiamare i soggetti interessati al rispetto degli obblighi derivanti dalla normativa vigente in tema di cessione di eccedenze di energia elettrica;

DIFFIDA

dal porre in essere comportamenti in violazione degli obblighi in materia di cessione di eccedenze di energia elettrica derivanti da quanto disposto dall'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, e dall'articolo 22, commi 3, 4 e 5, della medesima legge, nonché in violazione dell'obbligo di corresponsione dei prezzi di cessione definiti dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 ottobre 1997, n. 108/97;

DELIBERA

di dare mandato al Presidente di comunicare la presente diffida ai soggetti obbligati, precisando che l'inottemperanza dei suddetti obblighi costituisce presupposto per l'applicazione di quanto previsto dall'articolo 2, comma 20, lettere c) e d), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Delibera 7 ottobre 1998, n. 126

DISCIPLINA DELLE MODALITÀ PER LA DETERMINAZIONE E LA LIQUIDAZIONE DEI CONTRIBUTI SPETTANTI ALLE IMPRESE PRODUTTRICI-DISTRIBUTRICI DI ENERGIA ELETTRICA A NORMA DELL'ART. 6, COMMA 6.11, DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 26 GIUGNO 1997, N. 70/97

(Gazzetta Ufficiale n. 259 del 5 novembre 1998)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 7 ottobre 1998,

Premesso che:

con lettera in data 31 agosto 1998 (Prot. n. COMM/EB/md/0039), il Collegio commissariale della Cassa conguaglio per il settore elettrico ha richiesto all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) chiarimenti in merito all'applicazione della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 (nel seguito: deliberazione dell'Autorità n. 70/97), pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 come modificata dalla deliberazione dell'Autorità 24 giugno 1998, n. 74/98 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (nel seguito: deliberazione dell'Autorità n. 74/98), in merito al calcolo del valore medio nazionale della parte B della tariffa;

Visti:

- l'art. 6, comma 6.11, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, come modificato dall'art. 2, comma 2 della deliberazione dell'Autorità n. 74/98, in base al quale è stato introdotto un nuovo meccanismo di determinazione dei contributi riconosciuti all'energia elettrica prodotta da imprese produttrici-distributrici, che prevede il riferimento al 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 nello stesso periodo di competenza";

- l'art. 6, comma 6.16, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, in base al quale sono stati previsti gli adempimenti a cui sono tenute le imprese distributrici e la Cassa conguaglio per il settore elettrico, finalizzati alla raccolta del gettito della parte B della tariffa, alla determinazione dei contributi alle imprese produttrici ed alla loro liquidazione;

Considerato che:

- la Cassa conguaglio per il settore elettrico, a causa dei problemi evidenziati nella lettera sopra richiamata, non ha sino ad oggi proceduto alla determinazione dei

contributi spettanti alle imprese produttrici-distributrici ed alla loro liquidazione;

- le maggiori difficoltà applicative rappresentate dal Collegio commissariale della Cassa conguaglio per il settore elettrico si riferiscono alla determinazione delle quantità di energia elettrica venduta all'utenza finale nel corso di ciascun bimestre, differenziata per aliquota della parte B della tariffa, dal momento che non per tutta l'utenza si procede, in ciascun bimestre, alla rilevazione dei consumi attraverso la lettura della strumentazione di misura;

Ritenuto che:

- sia necessario precisare gli adempimenti strumentali al calcolo del valore medio nazionale della parte B della tariffa come previsti dal sopra richiamato articolo 6, comma 6.16, della delibera dell'Autorità n. 70/97 posti a carico delle imprese distributrici, al fine di porre la Cassa conguaglio per il settore elettrico nella condizione di garantire la regolare determinazione e liquidazione dei contributi spettanti alle imprese produttrici-distributrici anche nei casi di mancanza o carenza dei dati oggetto di detti adempimenti;

- la determinazione del gettito delle componenti inglobate nella parte A della tariffa debba seguire modalità analoghe a quelle previste per la determinazione, nello stesso bimestre, del gettito della parte B della tariffa;

Su proposta del dott. Alberto Pototschnig, nella sua posizione di direttore della Divisione tariffe elettricità,

DELIBERA

Articolo 1

Adempimenti a carico delle imprese distributrici finalizzati al riconoscimento del contributo alla produzione di energia elettrica di cui all'articolo 6, comma 6.11, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97

1. Entro sessanta giorni dal termine di ogni bimestre, le imprese distributrici sono tenute a comunicare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico la quantità di energia elettrica fornita, nel bimestre stesso, all'utenza da loro servita, distintamente per ciascuna tipologia di utenza, e a versare il relativo gettito delle componenti inglobate nella parte A della tariffa e della parte B della tariffa. È fatta salva l'applicazione dell'art. 6, comma 6.17, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, così come integrato dall'art. 2, comma 5 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 giugno 1998, n. 74/98.

2. Qualora, nel bimestre considerato, le imprese distributrici non abbiano proceduto, attraverso la lettura della strumentazione di misura, alla rilevazione effettiva dell'energia elettrica fornita all'utenza servita, ai fini della comunicazione e del ver-

samento di cui al precedente comma 1, e limitatamente alla quota di energia che non è stata oggetto di rilevazione effettiva, le imprese stesse dovranno fare riferimento alle stime dell'energia elettrica fornita effettuate ai fini della fatturazione a titolo di acconto.

3. Le stime di cui al precedente comma 3 dovranno, se necessario, essere modificate, tutte nella medesima proporzione, per garantire l'uguaglianza tra la somma dell'energia fornita, misurata e stimata, nel bimestre e l'energia immessa nella rete di distribuzione nel bimestre stesso, al netto delle perdite sulla rete di distribuzione stimate con riferimento alle perdite percentuali medie dell'anno solare precedente.

4. Nel caso in cui un'impresa distributrice non disponga delle informazioni necessarie all'applicazione del criterio di cui al comma precedente, la Cassa conguaglio per il settore elettrico, sentita l'impresa medesima, potrà definire criteri suppletivi.

5. Nei casi di cui ai precedenti commi 2 e 4, la comunicazione assume valore provvisorio e deve essere integrata dalla comunicazione di cui al precedente comma 1 non appena possibile e comunque non oltre quattordici mesi dalla fine del bimestre considerato.

6. Nel caso di inadempimento totale o parziale da parte delle imprese distributrici agli obblighi di comunicazione previsti nei commi precedenti, la Cassa conguaglio per il settore elettrico procede comunque alla determinazione del valore medio unitario della parte B della tariffa dopo aver ottenuto parere favorevole dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Articolo 2 Determinazione e liquidazione del contributo alla produzione di energia elettrica di cui all'articolo 6, comma 6.11, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97

1. Entro trenta giorni, decorrenti dalla scadenza del termine di cui al precedente articolo 1, comma 1, la Cassa conguaglio per il settore elettrico, sulla base delle comunicazioni ricevute dalle imprese distributrici, provvede alla determinazione dei contributi spettanti a ciascuna impresa produttrice-distributrice, ed alla loro liquidazione.

2. Qualora le comunicazioni delle imprese distributrici abbiano carattere provvisorio ai sensi del precedente articolo 1, comma 5, la liquidazione avviene a titolo di acconto.

3. Nel caso di liquidazione a titolo di acconto la Cassa conguaglio per il settore elettrico provvede, entro quindici mesi dalla scadenza del bimestre considerato e sulla base delle comunicazioni di cui al precedente articolo 1, comma 1 presentate dalle imprese distributrici, alla determinazione a titolo definitivo dei contributi spettanti alla imprese produttrici-distributrici e agli eventuali conseguenti conguagli.

Articolo 3 Disposizioni finali

1. La mancata comunicazione secondo le modalità ed entro i termini previsti, dal precedente articolo 1, è sanzionabile ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

2. La presente deliberazione viene comunicata al Presidente del Collegio commissariale della cassa conguaglio per il settore elettrico nonché pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana avendo effetto dalla data della pubblicazione.

Delibera 27 ottobre 1998, n. 132

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. 255 del 31 ottobre 1998)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 ottobre 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 24 giugno 1998, n. 74/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150, del 30 giugno 1998 (di seguito: deliberazione n. 74/98), il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) ha registrato una variazione maggiore del 2%;

- la deliberazione n. 74/98 ha disposto l'imputazione al conto costi energia di una quota, precedentemente imputata al conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, dei contributi relativi al costo evitato di combustibile riconosciuti all'energia elettrica prodotta da terzi e ceduta all'Enel e alle imprese produttrici-distributrici autorizzate al ritiro, sia sotto forma di produzione dedicata che di eccedenze di energia elettrica, nonché all'energia elettrica che le imprese produttrici-distributrici producono ed immettono nella rete pubblica a mezzo di impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991 e già realizzati o in corso di realizzazione alla data del 22 febbraio 1997, disponendo contestualmente le conseguenti modificazioni tariffarie;

Vista la deliberazione dell'Autorità n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie Generale, n. 150, del 30 giugno 1997 (di seguito: deliberazione n. 70/97) come modificata ed integrata dalle deliberazioni dell'Autorità 21 ottobre 1997, n. 106/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997 (di seguito: deliberazione n. 106/97), 23 dicembre 1997, n. 136/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 301 del 29 dicembre 1997, e dalla soprarichiamata deliberazione n. 74/98;

Visti in particolare:

- 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";

- l'articolo 8, comma 8.3, della deliberazione n. 70/97 nel quale si dispone, tra l'al-

tro, 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";

Considerato che una diminuzione del costo unitario riconosciuto dei combustibili determina un aumento della quota del contributo a titolo di costo evitato di combustibile a carico del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate;

Ritenuto che si debba aggiornare la componente tariffaria A3 per far fronte ai maggiori contributi a carico del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilati a seguito della diminuzione del costo unitario riconosciuto dei combustibili;

DELIBERA

Articolo 1 Aggiornamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili

Il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) di cui all'art. 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, 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 1998, è fissato pari a 18,753 L/Mcal;

Articolo 2 Aggiornamento della tariffa elettrica

1. Le aliquote delle componenti A1 e A3 e della parte B della tariffa elettrica sono aggiornate come indicato nelle tabelle 1 e 3 allegate, che sostituiscono le corrispondenti tabelle della deliberazione n. 70/97.

2. Il valore medio unitario nazionale della parte B della tariffa è stimato, in via provvisoria, pari a 42,1 L/kWh;

Articolo 3 Disposizioni transitorie e finali

Il presente provvedimento viene pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana ed ha effetto a decorrere dall'1 novembre 1998.

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	21.2	18.9	40.1
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	44.4	72.0	116.4
2) Forniture per usi agricoli	34.8	49.9	84.7
3) Altri usi	37.1	53.6	90.7
MEDIA TENSIONE 4) Tutti gli usi	27.9	36.3	64.2
ALTA TENSIONE 5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	24.9	34.8	59.7
6) Alluminio primario	7.5	5.7	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)	5.3	3.4	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	10,4	1,5	9,3	7,0
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	30,8	1,6	12,0	7,0
2) Forniture per usi agricoli	22,3	1,6	10,9	7,0
3) Altri usi	24,1	1,7	11,3	7,0
MEDIA TENSIONE 4) Tutti gli usi	17,1	1,4	9,4	6,5
ALTA TENSIONE 5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	16,3	1,1	7,5	4,8
6) Alluminio primario	2,5	2,2	2,8	-
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	1,7	1,1	2,5	-
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 27 ottobre 1998, n. 133

ADEGUAMENTO PERIODICO (PER IL BIMESTRE NOVEMBRE – DICEMBRE 1998) DELLE TARIFFE DEI GAS PROVENIENTI DA METANO E DISTRIBUITI A MEZZO RETE URBANA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 23 APRILE 1998, N. 41/98

(Gazzetta Ufficiale n. 255 del 31 ottobre 1998)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 ottobre 1998,

Premesso che nel semestre di riferimento si è verificata una variazione dei prezzi del gasolio come definiti dall'art. 1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 23 aprile 1998, n. 41/98 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 2 maggio 1998 (di seguito: deliberazione n. 41/98) superiore a 11 L/kg;

Visto il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1991, n. 25/1991, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 276 del 25 novembre 1991 (di seguito: provvedimento CIP n. 25/1991), come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997 (di seguito: D M 13 marzo 1997);

Visto il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16/1993, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1993;

DELIBERA

1. A decorrere dall'1 novembre 1998, l'adeguamento periodico delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana di cui al provvedimento CIP n. 25/1991 come modificato dal DM 13 marzo 1997 e dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 41/98, viene effettuato utilizzando i seguenti indicatori:

   - per il prezzo di riferimento del gasolio, risultante dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera, il valore di 212,37 L/kg;

   - per il prezzo di riferimento del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, il valore di 450,42 L/kg;

   - per la media dei prezzi del gasolio vigenti in ciascun giorno del semestre precedente la revisione, risultanti dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera, il valore di 198,94 L/kg;

- per la media dei prezzi del gasolio vigenti in ciascun giorno del semestre precedente la revisione, rilevati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, il valore di 436,07 L/kg.

2. Di conseguenza, a decorrere dalla stessa data, le tariffe finali dei gas definiti come sopra per uso riscaldamento individuale con o senza uso promiscuo, e per tutti gli altri usi, con l'eccezione degli usi domestici di cottura cibi e produzione di acqua calda, sono diminuite di 8,4 L/mc in termini di metano con potere calorifico superiore pari a 9,2 Mcal/mc st. corrispondenti a 0,91 L/Mcal.

3. Le aziende distributrici sono tenute a provvedere alla pubblicazione dei nuovi valori delle tariffe sul bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma ovvero sul foglio annunzi legali delle province interessate entro dieci giorni decorrenti dal termine di cui al precedente punto 1.

4. Il presente provvedimento viene pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.

Delibera 4 novembre 1998, n. 134

APPLICAZIONE DI TARIFFE SPECIALI PER LA FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA ALL'UTENZA, OSPITATA NEI MODULI "CONTAINER" TEMPORANEI PREDISPOSTI DAL DIPARTIMENTO DELLA PROTEZIONE CIVILE, COLPITA DAGLI EVENTI SISMICI VERIFICATISI NELLE REGIONI MARCHE E UMBRIA DOPO IL 26 SETTEMBRE 1997

(Gazzetta Ufficiale n. 277 del 26 novembre 1998)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 4 novembre 1998,

Premesso che:

- gli eccezionali eventi sismici verificatisi dopo il 26 settembre 1997 in alcune aree delle regioni Marche e Umbria richiedono interventi nella materia tariffaria di competenza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) volti a sopperire ai disagi creatisi nell'utenza coinvolta dallo stato di emergenza ed ospitata nei moduli "container" temporanei predisposti dal Dipartimento della protezione civile;

- il Sottosegretario di Stato per il Coordinamento della protezione civile con lettera del 22 settembre 1998, a cui allegava un precedente carteggio con l'Enel Spa, con sede legale in via G. B. Martini, 3, Roma, segnalava all'Autorità l'opportunità di praticare un trattamento tariffario speciale in favore della sopradetta utenza;

- l'utilizzo dei suddetti moduli "container" temporanei consistenti in strutture prefabbricate impone, per ragioni di sicurezza, di evitare il ricorso a fonti energetiche nella circostanza pericolose (quali il gas) e per contro richiede un eccezionale livello di utilizzo dell'energia elettrica per soddisfare elementari esigenze abitative e sociali e commerciali (quali riscaldamento dei locali, riscaldamento di acqua, uso di cucina);

- gli obiettivi generali di carattere sociale costituiscono una delle principali finalità dell'azione amministrativa dell'Autorità in materia tariffaria;

Visto l'articolo 1 e l'articolo 3, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481;

Visto il documento "Proposta di delibera per la fornitura di energia elettrica all'utenza ospitata nei moduli "container" temporanei predisposti dal Dipartimento della protezione civile, colpita da eventi sismici verificatesi nelle regioni Marche e Umbria dopo il 26 novembre 1997" (PROT.AU/98/203);

Ritenuta:

- l'opportunità che siano praticati agli utenti ospitati nei moduli "container" temporanei ad uso abitativo ubicati nelle zone colpite dai sopradetti eventi sismici le tariffe di "fascia sociale" relative all'erogazione di energia elettrica per usi domestici, indipendentemente dalla potenza impegnata e dal consumo mensile;

- altresì l'opportunità di applicare una congrua riduzione dei corrispettivi di potenza e della parte variabile della tariffa per la fornitura di energia elettrica nei moduli "container" temporanei adibiti ad usi diversi dagli usi abitativi;

- l'opportunità di limitare ad un periodo di 18 (diciotto) mesi decorrente dal giorno 1 dicembre 1997 l'applicazione delle tariffe speciali sopracitate in favore della sopradetta utenza, salvo uniformare detto periodo in relazione alle ulteriori proroghe della dichiarazione dello stato di emergenza per le aree colpite dagli eventi sismici di cui in premessa;

DELIBERA

Articolo 1

Tariffe speciali per la fornitura di energia elettrica all'utenza, ospitata in moduli "container" temporanei predisposti dal Dipartimento della protezione civile, colpita dagli eventi sismici verificatisi nelle regioni Marche e Umbria dopo il 26 settembre 1997

Alle forniture di energia elettrica effettuate nei moduli "container" temporanei ad uso abitativo, sociale o commerciale predisposti dal Dipartimento della protezione civile nelle aree delle regioni Marche e Umbria colpite dagli eventi sismici verificatisi dopo il 26 settembre 1997 si applicano, a decorrere dall'1 dicembre 1997 e per un periodo non superiore ai diciotto mesi, le seguenti tariffe:

a) forniture di energia elettrica per usi domestici, indipendentemente dalla potenza impegnata e dallo scaglione di consumo:
   - quota fissa mensile, per ogni kW di potenza impegnata, pari a un terzo della quota fissa mensile prevista dalla vigente normativa tariffaria per le forniture con potenza impegnata oltre 1,5 kW e fino a 3 kW effettuate nelle abitazioni di residenza anagrafica dell'utente;
   - parte variabile della tariffa elettrica pari a quella prevista dalla vigente normativa tariffaria per le medesime forniture con consumi fino a 75 kWh mensili.

b) forniture di energia elettrica per usi diversi dagli usi domestici:
   una riduzione del 35% dei corrispettivi di potenza e della parte variabile della tariffa in vigore.

Alle forniture di cui al comma 1, lettera a) non si applica quanto previsto dal comma 2 del capitolo I. comma 2 del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 dicembre 1993, n. 15, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 301

del 24 dicembre 1993 e dall'articolo 2, comma 2.2, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 150 del 30 giugno 1997.

Articolo 2 Disposizioni finali

Il periodo di diciotto mesi di cui all'art.1 sarà automaticamente esteso in relazione ad eventuali proroghe della dichiarazione dello stato di emergenza per le aree colpite dagli eventi sismici di cui alla presente deliberazione;

Le disposizioni di cui alla presente deliberazione entrano in vigore al momento della pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.

Delibera 24 novembre 1998, n. 150

ADOZIONE DI PROVVEDIMENTO AI SENSI DELL'ART. 2, COMMA 20, LETTERA d) DELLA LEGGE N. 481/95 NEI CONFRONTI DI ENEL SPA: CASO COGEN-SEABO SPA

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 24 novembre 1998,

Vista la legge 9 gennaio 1991, n. 9;

Vista la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);

Visto in particolare l'articolo 2, comma 20, lettere c) e d) della legge n. 481/95;

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 legge 24 aprile 1998, n. 128;

Visto il provvedimento CIP del 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992;

Visto il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 235 del 6 ottobre 1992;

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 3 settembre 1998, n. 105/98, riguardante l'avvio di istruttoria formale sul caso COGEN-Seabo verso Enel Spa;

Considerato quanto segue:

1. Premessa

Con lettera in data 21 aprile 1998, la Seabo Spa, Società energia ambiente Bologna, con sede legale al viale C. Berti Pichat, n. 2/4, Bologna, per conto della sua partecipata Società consortile COGEN Srl, con sede legale nel medesimo viale C. Berti Pichat, n. 2/4, Bologna (di seguito: COGEN), ha segnalato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) il rifiuto dell'Enel Spa (di seguito: Enel) di stipulare un contratto di scambio avente ad oggetto l'energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione, associato a rete di teleriscaldamento urbano, di proprietà della COGEN, ubicato in Bologna, via Paolo Nanni Costa, n. 10.

2. Descrizione del caso

Con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Mica) 19 settembre 1992, la COGEN è stata autorizzata ad installare e ad esercire la centrale di cogenerazione ubicata alla via P. Nanni Costa, n. 10, in Bologna nonchè, ai sensi dell'articolo 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91), alla libera circolazione dell'energia elettrica dalla stessa prodotta, tra i soggetti partecipanti la società consortile.

La COGEN, ottenuta l'autorizzazione alla libera circolazione, ha inoltrato all'Enel, fin dal febbraio 1994, la richiesta per la formalizzazione della convenzione di scambio dell'energia elettrica prodotta dall'impianto in argomento, ai sensi del decreto del Mica 25 settembre 1992.

Nelle more, essendo intervenuta una variazione nella compagine societaria della COGEN, questa ha provveduto a richiedere al Mica una modifica dell'autorizzazione a suo tempo concessa, che tenesse conto della variazione dei soggetti partecipanti al consorzio. L'esigenza di un'autorizzazione che tenesse conto della variazione era stata, peraltro, evidenziata dall'Enel stessa che, con lettera 21 luglio 1995, aveva condizionato alla "nuova" autorizzazione ministeriale "... *la redazione* e ... (il) *successivo perfezionamento della convenzione di scambio*", dopo aver -con lettera 23 giugno 1994- quantificato la spesa per gli interventi sulla rete a carico del produttore e richiesto ulteriore documentazione espressamente finalizzata alla formalizzazione dello scambio.

Con decreto del 17 novembre 1995, il Mica ha confermato l'autorizzazione di cui al decreto 19 settembre 1992, apportando le modifiche conseguenti alle variazioni segnalate dalla COGEN.

Con lettera del 3 giugno 1996, l'Enel -*melius re perpensa*- ha proposto alla COGEN di addivenire ad una convenzione di vettoriamento (anziché di scambio) in quanto "*il vettoriamento ... meglio si presta a soddisfare i fabbisogni energetici delle aziende che costituiscono il ... Consorzio, a fronte delle caratteristiche costruttive e di funzionamento* ... [dell'] *impianto*...".

Con lettera 26 giugno 1996, la COGEN ha ribadito la propria intenzione alla stipula della convenzione di scambio, evidenziando il *revirement* dell'Enel, la quale fino ad allora aveva opposto solo ostacoli di tipo procedimentale (*i.e.*: carenze nella documentazione prodotta).

Con lettera dell'11 ottobre 1996, l'Enel ha ribadito che "il vettoriamento – oltre a consentire il soddisfacimento dei ... fabbisogni energetici e di ottimale utilizzazione ... [dell'] impianto di produzione – assicura le più idonee condizioni per la libera circolazione dell'energia ed è rispondente alle esigenze di economicità generale cui il D.M. 25.09.92 subordina la stipula degli accordi tra produttori ed Enel Spa";

La COGEN, preso atto dell'indisponibilità e, quindi del sostanziale rifiuto, dell'Enel ad addivenire alla stipula del contratto di scambio, e tenuto conto della necessità di arrivare al più presto a regolare in modo definitivo i quantitativi di energia elettrica nel frattempo immessi in rete, con lettera in data 2 aprile 1997, dichiarava di accettare la proposta relativa alla stipula del contratto di vettoriamento, "...con riserva di ottenere...", alla scadenza dello stesso, la stipula del contratto di scambio.

La convenzione di vettoriamento è stata siglata dalle parti in data 21 ottobre 1997 ed è attualmente in vigore.

3. Risultanze istruttorie

Gli uffici dell'Autorità, a seguito della segnalazione di cui in premessa, hanno provveduto ad avviare un'indagine preliminare, convocando i soggetti interessati per l'e-

same e la valutazione della questione.

Ai sensi dell'articolo 2, comma 22, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), gli uffici dell'Autorità hanno quindi richiesto alla COGEN e all'Enel l'invio di documentazione. Sulla base della documentazione trasmessa dalle parti, nonché sulla base degli incontri tenutisi il 13 maggio 1998 con i rappresentanti della COGEN e il 9 giugno 1998 con i rappresentanti dell'Enel, sono stati effettuati gli accertamenti preliminari.

Con delibera 3 settembre 1998, n. 105/98, l'Autorità ha avviato istruttoria formale sul caso in oggetto, assegnando alle parti il termine di 20 giorni, decorrenti dalla comunicazione della delibera, per la presentazione di memorie scritte e per la richiesta dell'audizione finale. La comunicazione alle parti della delibera in parola è avvenuta a mezzo lettera raccomandata datata 25 settembre 1998, pervenuta alla COGEN in data 2 ottobre 1998 e all'Enel in data 5 ottobre 1998.

Nell'ambito di tale istruttoria formale:

la Società consortile COGEN ha richiesto l'audizione finale, tenutasi il 4 novembre 1998;

l'Enel, con lettera in data 12 novembre 1998 (prot. n. A/144), pervenuta all'Autorità il successivo giorno 24 (prot. Autorità n. 010908), ha trasmesso una memoria scritta. Nell'adozione del presente provvedimento, l'Autorità non ha tenuto conto delle argomentazioni in essa memoria contenute essendo la stessa pervenuta oltre il termine di venti giorni assegnato dalla deliberazione di avvio di istruttoria formale.

3.1 Argomentazioni delle parti

Società consortile COGEN srl

La COGEN ha contestato il rifiuto opposto dall'Enel alla stipula della convenzione di scambio richiamando la disciplina vigente in materia di scambio di energia elettrica.

In ogni caso, la COGEN assume il diritto alla stipula di una convenzione di scambio discenderebbe dai contenuti delle lettere 23 giugno 1994 e 21 luglio 1995; dove sarebbe rinvenibile l'assunzione da parte dell'Enel di una obbligazione alla stipula della convenzione in parola.

Da un punto di vista tecnico-economico, l'esigenza di ottimale utilizzazione dell'impianto di produzione, richiamata nelle premesse della convenzione tipo di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992, sarebbe soddisfatta dall'applicazione nel caso di specie dell'istituto dello scambio e non del vettoriamento.

Infine, assume la COGEN, la "*esigenza di economicità generale*", che sottenderebbe alla scelta dell'Enel di accordare il vettoriamento anziché lo scambio, sarebbe invocata a sproposito, in quanto l'Enel, in tal modo, porrebbe in essere il contratto per lei più conveniente e meno oneroso, del tutto disattendendo le esigenze del produttore.

Enel Spa

L'Enel ha motivato la propria condotta sostenendo che l'autorizzazione rilasciata dal Mica, ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91), attenga alla sola "*libera circolazione*" e non incida, in alcun modo, all'impiego dell'energia, prevedendo entrambe le possibilità di uso (scambio e vettoriamento). Da ciò discenderebbe che la scelta del tipo di contratto debba essere rimessa alla trattativa delle parti.

Nel caso di specie, l'Enel avrebbe rifiutato di addivenire alla stipula della convenzione di scambio richiesta dalla COGEN in quanto ha ritenuto che questo servizio

non avesse i requisiti di economicità generale previsti dalle leggi vigenti e si configurasse, invece, come un servizio alla produzione piuttosto che alla distribuzione.

4. Valutazione giuridica

L'articolo 23, comma 1, della legge n. 9/91, dispone che: " per l'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui all'art. 22, oltre agli usi previsti dal terzo capoverso del n. 6) dell'art. 4 della legge 6 dicembre 1962 n. 1643, come sostituito dal comma 1 dell'art. 20, è consentita la libera circolazione all'interno di consorzi e società consortili fra imprese e fra dette imprese, consorzi per le aree e i nuclei di sviluppo industriale di cui al testo unico delle leggi sugli interventi nel Mezzogiorno, approvato con dPR 6 marzo 1978, n. 218, aziende speciali degli enti locali e società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti, limitatamente ad esigenze di autoproduzione, ovvero aziende di cui al regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578, recante "Approvazione del testo unico della legge sull'assunzione diretta dei pubblici servizi da parte dei comuni e delle province", previa autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato rilasciabile sulla base di criteri di economicità e di valutazione delle esigenze produttive".

La scelta della modalità tecnica per svolgere l'attività autorizzata viene, implicitamente, rimessa al produttore, il quale può optare -purchè sussistano le condizioni tecniche di compatibilità- per lo scambio o per il vettoriamento.

La disciplina dei servizi di vettoriamento e scambio di energia è contenuta nella medesima legge n. 9/91 (articoli 20 e 22) e nei provvedimenti di essa attuativi (provvedimento CIP del 29 aprile 1992, n. 6 e decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992).

In particolare, l'indicazione delle condizioni di erogazione dei servizi è demandata, nel caso della produzione da fonti convenzionali, ad "...*apposite direttive vincolanti emanate dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in relazione alla possibilità tecnica ... ed alle esigenze del servizio pubblico espletato dall'ENEL* ..."; nell'ipotesi di produzione da fonti rinnovabili ed assimilate –qual'è quella di cui ci si occupa- l'articolo 22 della legge n. 9/91 prevede che le condizioni di erogazione siano contenute in "... *apposite convenzioni con l'ENEL in conformità ad una convenzione tipo, approvata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentite le regioni, che terrà conto del necessario coordinamento dei programmi realizzativi nel settore elettrico nei diversi ambiti territoriali...*".

Come è noto, tale convenzione tipo è stata emanata con il decreto ministeriale 25 settembre 1992 e costituisce, fin tanto che non intervenga il mutamento dell'assetto dell'intero sistema, a seguito del recepimento della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996, la disciplina vigente per l'accesso ai servizi di scambio e vettoriamento e le condizioni cui detti servizi devono essere erogati.

L'obbligo per l'Enel di accordare lo scambio è altresì desumibile dall'articolo 5 della convenzione di concessione 28 dicembre 1995 (*Obblighi del servizio universale*) dove, espressamente, vengono attribuite alla Concessionaria le *obbligazioni di interesse economico generale* derivanti dalle disposizioni della legge n. 9/91 in materia di scambio, vettoriamento e cessione, con l'obbligo (per la Concessionaria) di osservare il principio della *parità di trattamento* tra i soggetti richiedenti.

Ai sensi della disposizione di cui all'articolo 23 della legge n. 9/91, la Società consortile COGEN, con decreti del Mica 19 settembre 1992 e 17 novembre 1995, è stata autorizzata alla libera circolazione dell'energia elettrica prodotta dalla centrale di cogenerazione sita in Bologna, via Paolo Nanni Costa n. 10, tra i soggetti costituenti il consorzio.

Ottenuta l'autorizzazione ministeriale, la COGEN ha richiesto all'Enel la formalizzazione di una convenzione di scambio, valutando tale modalità conforme alle condizioni di erogazione del servizio previste dalla disciplina di attuazione della legge n. 9/91

sopra richiamata oltre che maggiormente rispondente alle esigenze dei consorziati.

Il rifiuto opposto dall'Enel alla stipula della convenzione richiesta dalla COGEN si pone, invero, in contrasto con la disciplina di riferimento, laddove, nel caso dello scambio, la lettera *B*) della convenzione-tipo allegata al decreto del Mica 25 settembre 1992), condiziona l'accoglimento della richiesta del produttore alla rispondenza della stessa alle esigenze connesse ad una ottimale utilizzazione degli impianti di produzione e alla economicità generale, avuto riguardo alle finalità di coordinamento di cui all'articolo 22 della legge n. 9/91.

Quanto alla compatibilità della richiesta di scambio presentata da COGEN alle condizioni tecniche sottese all'*ottimale utilizzazione degli impianti di produzione* è di tutta evidenza che l'istituto dello scambio sia senz'altro più funzionale al soddisfacimento delle esigenze produttive dei consorziati, ove si consideri che non vi è simultaneità tra produzione e consumo di energia all'interno del consorzio.

Quanto alla rispondenza della richiesta alle condizioni relative alla *economicità generale ed alle finalità di coordinamento* dei programmi di settore, nessuna argomentazione contraria al riguardo è stata utilmente addotta dall'Enel la quale, da un lato si è limitata ad una mera petizione di principio deducendo da una parte la *convenienza* per la richiedente di una convenzione di vettoriamento, piuttosto che di una di scambio; e dall'altro lato la carenza, nel caso di specie, della "economicità generale".

Tale ultima asserzione risulta essere smentita sia, dalla operatività di convenzioni di scambio accordate dall'Enel per fattispecie analoghe a quella in esame quanto alle caratteristiche tecnico-funzionali; sia, dalla stessa condotta negoziale dell'Enel che, dapprima ha avviato l'*iter* istruttorio, svolgendo le attività tecniche propedeutiche all'attivazione dello scambio e quant'altro fosse funzionale alla formalizzazione della relativa convenzione, e poi, ritenendo la stessa non più conveniente ed "economica", ha operato una inversione di comportamento adducendo la non corrispondenza della richiesta alle esigenze di "economicità generale"; con ciò probabilmente *confondendo* la "economicità" che deve essere perseguita nella gestione di una società di capitali e l'*economicità generale* che è sottesa alla gestione del servizio elettrico e deve essere comunque perseguita dalla società di capitali Concessionaria di detto servizio.

Ne consegue, quindi, che la richiesta della COGEN presenta le condizioni previste dal quadro normativo vigente per la stipula di un contratto di scambio, sulla base della convenzione tipo prevista dal decreto del Mica 25 settembre 1992 e dal titolo IX del provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6.

Gli esiti dell'istruttoria svolta non evidenziano peraltro elementi in fatto o in diritto tali da far venir meno l'obbligo previsto dal quadro di riferimento sopra delineato a carico del concessionario delle attività elettriche; tale quadro potrebbe mutare a seguito del recepimento nella normativa nazionale e dell'attuazione della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996.

Pertanto, si ritiene che l'Enel non stia correttamente applicando la normativa sopra richiamata e tenga un comportamento lesivo dei diritti della COGEN. Comportamento che potrebbe cagionare un danno economico alla stessa qualora l'Enel insistesse nel rifiutare la stipula del convenzione di scambio.

Ritenuto che il comportamento dell'Enel nei confronti della Società consortile COGEN costituisca presupposto per l'adozione di un provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d), della legge n. 481/95;

Su proposta del prof. Sergio Garribba, nella sua posizione di Relatore designato nell'istruttoria formale di cui alla delibera dell'Autorità 3 settembre 1998, n. 105/98,

ORDINA

Ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481, all'Enel Spa, con sede legale in via G. B. Martini, n. 3, 00198 Roma, di aderire alla richiesta della Società consortile COGEN srl, con sede legale al viale C. Berti Pichat, n. 2/4, Bologna, stipulando una convenzione per lo scambio dell'energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione ubicato in Bologna, via Paolo Nanni Costa, n. 10, di proprietà della medesima società.

DELIBERA

1. Di comunicare il presente provvedimento all'Enel Spa, con sede legale in via G. B. Martini n. 3, 00198 Roma, mediante invio di plico raccomandato con ricevuta di ritorno;

2. Di informare, altresì, l'Enel Spa che la mancata ottemperanza a quanto sopra disposto costituisce presupposto per l'applicazione di sanzioni amministrative pecuniarie ai sensi dell'articolo 2 comma 2, lettera c), della legge 14 novembre 1995 n. 481;

3. Di dare mandato al Presidente per le azioni a seguire;

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso avanti il Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di ricevimento della comunicazione del provvedimento.

Delibera del 24 novembre 1998, n. 151

ADOZIONE DI PROVVEDIMENTO AI SENSI DELL'ART. 2, COMMA 20, LETTERA d) DELLA LEGGE N. 481/95 NEI CONFRONTI DI ENEL SPA: CASO AGAC

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 24 novembre 1998,

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 (di seguito: legge 9/91), 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, come modificato dall'articolo 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308";

Vista la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);

Visto in particolare l'art. 2, comma 20, lettere c) e d) della legge n. 481/95;

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 legge 24 aprile 1998, n. 128;

Visto il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 235 del 6 ottobre 1992;

Vista la convenzione di concessione delle attività elettriche all'Enel Spa, approvata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996;

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 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 deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997;

Vista la delibera dell'Autorità 3 settembre 1998, n. 106/98, riguardante l'avvio di istruttoria formale sul caso Società consortile AGAC verso Enel Spa;

Vista la delibera dell'Autorità 23 settembre 1998, n. 121/98, recante la diffida all'Enel Spa dall'adozione di comportamenti in contrasto con gli obblighi relativi al ritiro delle eccedenze di energia elettrica.

Considerato quanto segue:

1. Premessa

Con lettera in data 26 gennaio 1998, la Federazione nazionale delle imprese locali dei servizi elettrici, per conto della sua associata Società consortile AGAC, Consorzio tra comuni per la gestione dei servizi energetici ed ambientali, con sede legale in via Gastinelli, n. 30, Reggio Emilia (di seguito: AGAC), ha segnalato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità), chiedendone l'intervento, la controversia insorta tra l'AGAC e l'Enel Spa (di seguito: Enel) in relazione al rifiuto opposto da quest'ultima al ritiro delle eccedenze di energia elettrica prodotta dal nuovo impianto termoelettrico, di proprietà dell'AGAC, sito in località Pradivia di Montebabbio, in comune di Castellarano (provincia di Reggio Emilia), alimentato dal biogas proveniente dal sistema di captazione installato presso la discarica di Rio Vigne-Rio Riazzone, situata nel medesimo comune.

2. Descrizione del caso

Con istanza in data 30 ottobre 1996, l'AGAC, ha chiesto il rilascio dell'autorizzazione per la costruzione e l'installazione di una nuova centrale termoelettrica, in località Pradivia di Montebabbio (Comune di Castellarano, provincia di Reggio Emilia), alimentata dal biogas proveniente dal sistema di captazione installato presso la discarica Rio Vigne - Rio Riazzone di proprietà della stessa.

Con lettera 27 dicembre 1996, ai sensi dell'articolo 3 del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 235 del 6 ottobre 1992, l'AGAC ha svolto istanza per l'inserimento dell'impianto termoelettrico nella graduatoria di cui al decreto ministeriale in parola.

In esito a tale istanza, l'impianto veniva inserito nell'elenco delle proposte di cessione destinata ammesse a verifica di compatibilità, ma non prescelte.

Con lettera in data 27 marzo 1997, l'AGAC ha fatto richiesta all'Enel di poter destinare l'energia elettrica prodotta dal suddetto impianto ai Comuni aderenti al consorzio.

Da ultimo, a seguito della delibera dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, con lettera in data 17 novembre 1997, l'AGAC ha fatto richiesta all'Enel di poter cedere come eccedenza l'energia elettrica prodotta dal nuovo impianto.

L'Enel, dapprima verbalmente, in occasione di un incontro tenutosi il 20 gennaio 1998 presso i propri uffici di Roma e, successivamente, con lettera in data 20 marzo 1998 (prot DT/P1998883877), ha comunicato all'AGAC di "*non poter aderire alla ... richiesta di cessione di eccedenze di energia elettrica*" prodotta dall'impianto in

argomento senza fornire alcuna motivazione. A fronte di tale rifiuto, però, l'Enel ha provveduto (e provvede) al ritiro delle eccedenze di energia prodotta dall'impianto in argomento, senza adempiere alle obbligazioni connesse.

3. Risultanze istruttorie

Ai sensi dell'art. 2, comma 22, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), gli uffici dell'Autorità hanno richiesto all'AGAC ed all'Enel l'invio di documentazione. Sulla base della documentazione trasmessa dalle parti, e di un incontro tenutosi il 9 febbraio 1998 tra funzionari della Autorità e rappresentanti dell'AGAC sono stati effettuati gli accertamenti preliminari.

Con delibera 3 settembre 1998, n. 106/98, l'Autorità ha avviato istruttoria formale sul caso in oggetto. Nell'ambito di tale istruttoria:

- la Società consortile AGAC ha richiesto l'audizione finale, tenutasi il 20 ottobre 1998, e in occasione di tale audizione ha depositato una memoria scritta;

- l'Enel, con lettera del 22 ottobre 1998, ha trasmesso all'Autorità una memoria scritta.

3.1 Argomentazioni delle parti

Società consortile AGAC

L'AGAC ha contestato il rifiuto opposto dall'Enel al ritiro delle eccedenze richiamando le norme contenute nella legge 9 gennaio 1991, n. 9 (articoli 20, comma 1 e 22, comma 3), in cui viene previsto l'obbligo di cessione all'Enel dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate che eccede la eventuale quota consumata dallo stesso produttore; a tale obbligo di cessione, assume l'AGAC, corrisponde l'obbligo dell'Enel al ritiro.

Tale obbligo, peraltro, non sarebbe condizionato da valutazioni da parte dell'Enel o da esigenze di coordinamento con i programmi produttivi del soggetto concessionario. A parere dell'AGAC, infatti, essendo la suddetta normativa in vigore dal 1991, l'Enel avrebbe dovuto calibrare i propri programmi produttivi, tenendo conto dell'entrata in servizio degli impianti a fonti rinnovabili e assimilate e delle quote di energia elettrica che sarebbero state immesse nella rete Enel in virtù della normativa relativa alla cessione delle eccedenze.

Enel Spa

La mancata adesione dell'Enel alla richiesta di ritiro di energia prodotta dall'impianto di proprietà AGAC, sarebbe dettata da ragioni legate "... al coordinamento dei programmi realizzativi di nuova capacità produttiva, alla volontà di non essere costretti ad operare discriminazioni tra situazioni simili e alla necessità di non contribuire allo sviluppo di situazioni di fatto che comportino vantaggi di posizione per alcuni produttori rispetto ad altri, al momento dell'emanazione della nuova normativa".

Tali ragioni troverebbero conforto in una disciplina di riferimento, adottata prevalentemente in via amministrativa, dove non sarebbe rinvenibile, né un obbligo di cessione delle eccedenze da parte dei produttori, né un obbligo di ritiro delle stesse da parte dell'Enel; la quale intanto sarebbe tenuta al ritiro in quanto esso risulti compatibile con le esigenze di esercizio del proprio sistema di produzione e di trasporto, avuto comunque riguardo agli oneri connessi alla veste di concessionario.

In definitiva, quindi, si configurerebbe una disciplina in base alla quale l'energia eccedente il fabbisogno dell'impresa produttrice, può essere ritirata solo dall'Enel, senza che questa sia in ogni caso tenuta al ritiro.

4. Valutazione giuridica

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, dispone che "...Tutta la produzione di energia elettrica che eccede la eventuale quota consumata dallo stesso produttore dovrà essere ceduta all'Enel" L'articolo 22, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, dispone che "l'eccedenza di energia elettrica prodotta dagli impianti [che utilizzano fonti di energia considerate rinnovabili o assimilate] è ceduta all'Enel e alle imprese produttrici e distributrici di cui all'articolo 4, n. 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, come modificato dall'articolo 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308.

In base al combinato disposto delle norme appena richiamate sussiste un obbligo per i produttori di energia elettrica di cedere all'Enel tutta la produzione che eccede la eventuale quota dagli stessi consumata. Nel caso dell'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate, la cessione può essere effettuata anche alle imprese produttrici e distributrici di cui all'articolo 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, come modificato dall'articolo 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308. A fronte di un tale obbligo di cessione sussiste l'obbligo per l'Enel, e per le suddette imprese produttrici e distributrici, di ritirare tale produzione, ai prezzi di cessione definiti dalla deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97.

Con delibera 23 settembre 1998, n. 121/98, l'Autorità, a fronte di numerose segnalazioni, e fermo restando l'avvio di alcuni procedimenti volti all'adozione di propri provvedimenti coercitivi, ha confermato la sussistenza dell'obbligo di cessione e del corrispondente obbligo al ritiro diffidando i soggetti obbligati dal porre in essere comportamenti in violazione con detti obblighi.

Dall'obbligo di ritiro delle eccedenze discende l'obbligo dell'Enel, anche ai sensi dell'articolo 5 della convenzione di concessione delle attività elettriche intervenuta tra il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e l'Enel in data 28 dicembre 1995, di stipulare la convenzione secondo lo schema tipo allegato al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992. In base a tale schema di convenzione l'Enel è tenuta ad effettuare il ritiro dell'energia, a condizione che esso sia compatibile "...con le possibilità tecniche (dello stesso ritiro) e semprechè (esso) risulti coordinabile, ai fini di utilità generale, con le esigenze di esercizio del sistema di produzione e trasporto nazionale esistente" (*cfr.* lettera *A*) *CESSIONE*, della convenzione-tipo allegata al decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992). Tale previsione evidenzia che l'Enel può sottrarsi all'adempimento dell'obbligo solo a fronte di straordinarie e comprovate esigenze di carattere tecnico.

Nel caso di specie, la compatibilità del ritiro dell'energia con le condizioni di cui sopra risulta confermata dalla circostanza che l'Enel ha provveduto, e provvede tuttora, al materiale ritiro dell'energia prodotta dall'impianto in argomento, senza però provvedere alla stipula della convenzione, nonché al pagamento di quanto dovuto in relazione alla cessione.

Gli esiti dell'istruttoria svolta non evidenziano elementi in fatto o in diritto tali da far venir meno l'obbligo previsto dal quadro di riferimento così delineato. Tale quadro, a ben vedere, potrebbe mutare a seguito del recepimento nella normativa nazionale e dell'attuazione della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996.

Pertanto, si ritiene che l'Enel non stia correttamente applicando la normativa sopra richiamata e tenga un comportamento lesivo dei diritti dell'AGAC. Comportamento che potrebbe cagionare un danno economico alla stessa qualora l'Enel insistesse nel rifiutare il ritiro dell'eccedenze e di adempiere alle obbligazioni ad esso connesse.

Ritenuto che il comportamento dell'Enel nei confronti della Società consortile AGAC costituisca presupposto per l'adozione di un provvedimento ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d), della legge n. 481/95;

Su proposta del prof. Pippo Ranci, nella sua posizione di Relatore designato nell'istruttoria formale di cui alla delibera dell'Autorità 3 settembre 1998, n. 106/98,

ORDINA

Ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481, all'Enel Spa, con sede legale in via G. B. Martini, n. 3, 00198 Roma, di ritirare l'energia elettrica prodotta dall'impianto termoelettrico, di proprietà della Società consortile AGAC, con sede legale in via Gastinelli, n. 30, Reggio Emilia, situato in località Pradivia di Montebabbio, comune di Castellarano (Reggio Emilia), alimentato dal biogas proveniente dal sistema di captazione installato presso la discarica di Rio Vigne - Rio Riazzone sita nel medesimo comune, ed eccedente la eventuale quota consumata dallo stesso produttore, e di adempiere ad ogni obbligazione connessa al ritiro;

DELIBERA

1. Di comunicare il presente provvedimento all'Enel Spa, con sede legale in via G.B. Martini n. 3, 00198 Roma, mediante invio di plico raccomandato con ricevuta di ritorno;

2. Di informare, altresì, l'Enel Spa che la mancata ottemperanza a quanto sopra disposto costituisce presupposto per l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie ai sensi dell'articolo 2 comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995 n. 481;

3. Di dare mandato al Presidente per le azioni a seguire;

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso avanti 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 60 (sessanta) giorni dalla data di ricevimento della comunicazione del provvedimento.

Delibera 22 dicembre 1998, n. 161

AGGIORNAMENTO E MODIFICA DELLE COMPONENTI DELLA PARTE A E 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. DISPOSIZIONI IN MATERIA DI CASSA CONGUAGLIO PER IL SETTORE ELETTRICO

(Gazzetta Ufficiale n. 304 del 31 dicembre 1998)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 22 dicembre 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 27 ottobre 1998, n. 132/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1998 (di seguito: deliberazione n. 132/98), il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) ha registrato una variazione maggiore del 2%;

- la deliberazione dell'Autorità 12 giugno 1998, n. 58/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 140 del 18 giugno 1998 (di seguito: deliberazione n. 58/98), ha determinato gli oneri, connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura, ammessi a reintegrazione;

- il Parlamento, in data 20 dicembre 1998, ha approvato il disegno di legge recante Misure di finanza pubblica per la stabilizzazione e lo sviluppo, in cui si prevede l'introduzione di accise sui combustibili fossili con l'obiettivo di ridurre le emissioni di anidride carbonica;

Visto il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/1990, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 302 del 29 dicembre 1990;

Visto il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996;

Vista la 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), come modificata ed integrata dall'Autorità con deliberazione 21 ottobre 1997, n. 106/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997, deliberazione 23 dicembre 1997, n. 136/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 301 del 29 dicembre 1997, deliberazione 24 giugno

1998, n. 74/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1998 e con deliberazione n. 132/98 richiamata in premessa;

Considerato che è in via di completamento il ripianamento degli squilibri del Conto per l'onere termico relativi agli anni 1994, 1995, 1996 e al primo semestre 1997;

Ritenuta l'opportunità di:

- sopprimere la componente tariffaria A1 a motivo del prossimo completamento del ripianamento degli squilibri del Conto per l'onere termico, relativi agli anni 1994, 1995, 1996 e al primo semestre 1997, prevedendo modalità per la gestione delle eventuali differenze residue tra il gettito della componente tariffaria A1 e i fabbisogni relativi al suddetto ripianamento;

- rideterminare le aliquote della componente tariffaria A2 al fine del rimborso degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura, ammessi a reintegrazione ai sensi della deliberazione n. 58/98;

- aggiornare la componente tariffaria A3 per far fronte ai maggiori contributi a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate;

- razionalizzare l'articolazione per classi di utenza delle componenti tariffarie inglobate nella parte A della tariffa;

- prevedere l'eventuale adeguamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) al fine di tenere conto delle possibili variazioni delle accise applicabili ai combustibili fossili;

- prevedere la modifica della struttura delle componenti tariffarie inglobate nella parte A della tariffa, identificando per ciascuna componente un'aliquota riferita alla potenza impegnata ed un'aliquota riferita all'energia elettrica fornita;

- provvedere affinché, nell'aggiornamento delle componenti inglobate nella parte A e della parte B della tariffa, rimanga invariato l'onere tariffario complessivo per le forniture per uso domestico nelle abitazioni di residenza anagrafica con potenza impegnata fino a 3 kW e con livelli di consumo mensile fino a 150 kWh, già caratterizzate da un'aliquota della parte B della tariffa inferiore rispetto a quelle applicabili alle altre forniture per usi domestici;

DELIBERA

Articolo 1 Soppressione della componente tariffaria A1

1. La componente tariffaria A1, di cui all'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, è soppressa.

2. La Cassa conguaglio per il settore elettrico provvede alla chiusura del Conto per

l'onere termico. Il Conto costi energia, di cui all'articolo 6 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, è il conto di competenza per eventuali differenze tra gettito della componente tariffaria A1 e fabbisogno relativo al ripianamento degli squilibri del Conto per l'onere termico relativi agli anni 1994, 1995, 1996 e al primo semestre 1997.

Articolo 2 Aggiornamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili

1. Il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, determinato sulla base del prezzo medio del paniere di combustibili sui mercati internazionali, definito come nell'Allegato 1 della stessa deliberazione, e riferito al periodo agosto – novembre 1998, è fissato pari a 17,815 L/Mcal, salvo quanto previsto al successivo comma.

2. Con separato provvedimento, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas adeguerà il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui al precedente comma, qualora intervenissero variazioni nelle accise applicabili ai combustibili inclusi nel paniere di cui sopra.

Articolo 3 Aggiornamento della tariffa elettrica

1. Le aliquote delle componenti tariffarie A2 e A3 e della parte B della tariffa elettrica sono fissate come indicato nelle tabelle 1 e 2.

2. Il valore medio unitario nazionale della parte B della tariffa è stimato, in via provvisoria, pari a 41,24 L/kWh.

3. Le aliquote della parte B della tariffa includono una quota pari, in media, a 0,69 L/kWh a copertura, a titolo di acconto, del maggiore fabbisogno derivante dagli eventuali adeguamenti del costo unitario riconosciuto dei combustibili di cui al precedente articolo 2, comma 2. In occasione del primo aggiornamento della tariffa elettrica, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvederà a conguagliare, nella parte B della tariffa, la eventuale differenza tra la suddetta quota di aliquota e quella effettiva conseguente agli adeguamenti previsti dal precedente articolo 2, comma 2.

Articolo 4 Modifica della struttura delle componenti tariffarie A2 e A3

1. A decorrere dall'1 marzo 1999, per le forniture diverse da quelle in bassa tensione per usi domestici, le componenti tariffarie A2 e A3 includono:

a) un'aliquota riferita alla potenza impegnata in ciascun mese;

b) un'aliquota riferita all'energia elettrica fornita.

Con separata deliberazione, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvederà a

fissare, per ciascuna classe di utenza, le aliquote di cui alle lettere a) e b), che entreranno in vigore dalla predetta data.

2. Nel caso di forniture di energia elettrica con diverso impegno di potenza in distinti periodi dell'anno e nel caso di forniture regolate da tariffe biorarie o multiorarie, ai fini dell'applicazione dell'aliquota di cui al comma 1, lettera a), del presente articolo, si fa riferimento in ciascun mese, rispettivamente, al valore massimo della potenza impegnata ed alla potenza impegnata equivalente calcolata, sulla base delle potenze impegnate in ciascuna fascia oraria, con le modalità di cui ai successivi commi 3 e 4.

3. Nel caso di forniture di energia elettrica regolate da tariffe biorarie, la potenza impegnata equivalente di cui al comma 2 viene determinata come:

$$PE = 0{,}432\ PP + 0{,}568\ PV$$

dove PP e PV sono le potenze impegnate, rispettivamente, nelle ore piene e nelle ore vuote, come definite al titolo II, punto 1), lettera a) del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/1990.

4. Nel caso di forniture di energia elettrica regolate da tariffe multiorarie, la potenza impegnata equivalente di cui al comma 2 viene determinata come:

$$PE = 0{,}059\ P1 + 0{,}207\ P2 + 0{,}143\ P3 + 0.591\ P4$$

dove P1, P2, P3 e P4 sono le potenze impegnate, rispettivamente, nelle ore di punta, nelle ore di alto carico, nelle ore di medio carico e nelle ore vuote, come definite dal titolo II, punto 2), lettera b) del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/1990.

Articolo 5 Disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico e finali

1. I rimborsi relativi agli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura, disposti dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico a favore dell'Enel fino al 31 dicembre 1998, devono intendersi destinati alla reintegrazione di oneri diversi da quelli connessi al riprocessamento del combustibile nucleare irraggiato e alla messa in sicurezza ed allo smantellamento delle centrali nucleari.

2. La Cassa conguaglio per il settore elettrico utilizza il gettito della componente tariffaria A2 per il finanziamento del Conto per il rimborso degli oneri nucleari alle imprese appaltatrici, di cui all'articolo 5, comma 2, lettera a) della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 12 giugno 1998, n. 58/98 e del Conto per il rimborso all'Enel di oneri straordinari, di cui all'articolo 5, comma 3, della medesima deliberazione, in proporzione ai rispettivi livelli degli oneri ancora da reintegrare.

3. La presente deliberazione viene pubblicata nella Gazzetta Ufficiale. Le disposizioni contenute negli articoli 1, 2, 3 e 5 hanno effetto a decorrere dall'1 gennaio 1999.

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	19,9	20,2	40,1
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	19,9	70,6	90,5
2) Forniture per usi agricoli	19,9	48,9	68,8
3) Altri usi	19,9	52,5	72,4
MEDIA TENSIONE 4) Tutti gli usi	18,8	35,6	54,4
ALTA TENSIONE 5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	18,4	34,1	52,5
6) Alluminio primario	7,5	5,7	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)	5,3	3,3	8,6

Tabella 2 – Componenti tariffarie della parte A

Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	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	8,3	11,6	7,0
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	8,3	11,6	7,0
2) Forniture per usi agricoli	8,3	11,6	7,0
3) Altri usi	8,3	11,6	7,0
MEDIA TENSIONE 4) Tutti gli usi	7,8	11,0	6,5
ALTA TENSIONE 5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7).	7,7	10,7	4,8
6) Alluminio primario	3,3	4,2	-
7) Ferrovie dello Stato (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art. 4, comma 2, del D.P.R. 22 maggio 1963, n. 730)	1,6	3,7	-
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	-	2,3

Delibera 22 dicembre 1998, n. 162

DEFINIZIONE DEI PREZZI DI CESSIONE DELLE ECCEDENZE DI ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DA IMPIANTI IDROELETTRICI AD ACQUA FLUENTE FINO A 3MW

(Gazzetta Ufficiale n. 12 del 16 gennaio 1999)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 22 dicembre 1998,

Premesso che con lettera in data 13 maggio 1998 (prot. A/82) l'Enel Spa ha informato l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) che "in relazione alla scadenza di numerose convenzioni per cessioni destinate all'Enel, riguardanti quasi esclusivamente produzioni da impianti idroelettrici di piccola taglia, l'Enel proporrà agli interessati di regolare le cessioni con accordi di durata annuale, tacitamente rinnovabili, nei quali viene prevista l'applicazione del trattamento stabilito dalla deliberazione dell'Autorità n. 108/97";

Visti:

- l'articolo 6 del regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, di "Approvazione del testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici", come successivamente modificato dall'articolo 1 della legge 24 gennaio 1977, n. 7, recante "Norme per l'aumento del limite tra grandi e piccole derivazioni di acque pubbliche per forza motrice";

- l'articolo 14 della legge 29 maggio 1982, n. 308, come successivamente modificato e integrato dagli articoli 14 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n.10;

- gli articoli 1, 22 e 32 della legge 9 gennaio 1991, n. 9;

- l'articolo 3, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481;

- i titoli I e II del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989, n.15, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 167 del 19 luglio 1989;

- il titolo II del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1990, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 270 del 19 novembre 1990;

- il titolo II, punto 3, del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 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 e dal decreto del Ministro dell'indu-

stria, del commercio e dell'artigianato 24 gennaio 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 44 del 22 febbraio 1997;

- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 235 del 6 ottobre 1992;

- le deliberazioni del Comitato interministeriale per la programmazione economica 3 dicembre 1997, n. 211/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 18 del 23 gennaio 1998 e 19 novembre 1998;

Vista:

- la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, recante "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, come integrata e modificata dalla deliberazione dell'Autorità 21 ottobre 1997, n. 106/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997 e dalla deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 1997, n. 136/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 301 del 29 dicembre 1997, nonché dalla deliberazione dell'Autorità 24 giugno 1998, n. 74/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1998;

- la deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97 recante "Definizione dei prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica di cui agli articoli 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997 (di seguito: deliberazione dell'Autorità n. 108/97);

Considerato che:

- allo scadere delle convenzioni di cessione destinata all'Enel Spa l'energia elettrica prodotta è considerata eccedenza e segue la regolamentazione dei prezzi di cessione prevista dalla deliberazione dell'Autorità n. 108/97;

- sulla base di rilevazioni dei costi con riferimento agli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW risultano costi unitari di impianto e di esercizio caratterizzati da un'elevata variabilità in ragione della potenza convenzionale dell'impianto;

- nel periodo di vigenza delle convenzioni di cessione destinata all'Enel Spa la maggior parte degli impianti idroelettrici con potenza fino a 3 MW ha usufruito di incentivazioni e che dette convenzioni hanno avuto durate diverse;

- l'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW viene utilizzata prevalentemente in ambito locale attraverso la rete di distribuzione presente nelle zone in cui sono situati detti impianti;

- i prezzi riconosciuti all'energia elettrica prodotta dalla medesima tipologia di

impianti idroelettrici presenti in altri Stati dell'arco alpino risultano superiori a quelli previsti dalla deliberazione dell'Autorità n.108/97;

- nel caso degli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW, i prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica previsti dalla deliberazione dell'Autorità n. 108/97 non sono sufficienti a garantire la copertura dei costi di produzione, in condizioni di adeguata economicità e redditività;

Ritenuto che:

- l'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici di piccola potenza costituisca un tipo di energia con particolare valore per la tutela dell'ambiente, poiché tale energia sostituisce in generale altre fonti con maggiore impatto sull'ecosistema, anche per quanto riguarda le emissioni di gas serra;

- gli impianti idroelettrici di piccola potenza in molti casi contribuiscano a ridurre il carico sulla rete elettrica nazionale, contenendo le perdite di trasmissione;

- sia opportuno ridefinire i prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW;

DELIBERA

Articolo 1 Definizioni

1.1 Ai fini della presente deliberazione:

- per *potenza nominale media annua* si intende la potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua valutata sulla base della portata media annua, detratto il minimo deflusso vitale, per il salto idraulico teorico;

- per *potenza installata delle singole unità di generazione* si intende la potenza efficiente lorda di ciascuna delle turbine idrauliche in servizio;

- per *potenza convenzionale* si intende la media ponderata delle potenze installate delle singole unità di generazione, dove i pesi sono proporzionali alle stesse potenze installate.

1.2 Ai fini della presente deliberazione, tra gli impianti di cui al successivo articolo 2, sono individuate le seguenti classi:

Classe I comprendente gli impianti entrati in servizio prima del 31 luglio 1988 e non rientranti nella Classe II;

Classe II comprendente gli impianti considerati nuovi ai sensi del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989, n. 15 (di seguito: provvedimento CIP n. 15/89), del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1990, n. 34 (di seguito: provvedimento CIP n. 34/90) e del provvedimento del Comi-

tato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6 (di seguito: provvedimento CIP n. 6/92), che hanno usufruito del contributo per la produzione da fonti rinnovabili previsto dal titolo II del provvedimento CIP n. 15/89 o dal titolo II del provvedimento CIP n. 34/90 o dell'ulteriore componente prevista dal titolo II, punto 3, del provvedimento CIP n. 6/92 per periodi di durata complessiva:

- fino a tre anni,
- oltre tre e fino a cinque anni,
- oltre cinque anni;

Classe III comprendente gli impianti entrati in servizio dopo il 31 luglio 1988 e non rientranti nella Classe II.

Articolo 2 Ambito di applicazione

Le disposizioni della presente deliberazione si applicano agli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza nominale media annua non superiore a 3 MW, ad eccezione di quelli per i quali sono titolari della relativa concessione di derivazione d'acqua imprese produttrici-distributrici e, fino alla scadenza delle relative convenzioni, di quelli con convenzioni di cessione destinata all'Enel, di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992.

Articolo 3 Prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW

3.1 Agli impianti di cui all'articolo 2, oltre ai prezzi previsti dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 ottobre 1997, n. 108/97, come successivamente modificata dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 giugno 1998, n. 74/98, è riconosciuta una ulteriore quota determinata come differenza tra i valori indicati nella tabella A di seguito riportata ed i suddetti prezzi, qualora tale differenza sia positiva.

Tabella A

CLASSI DI IMPIANTI DI CUI ALL'ART. 1	Potenza convenzionale kW				
	fino a 220	221-500	501-1000	1001-2000	2001-3000
Classe I	63	45	37	30	25
Classe II (fino a 3 anni)	144	114	98	80	72
(oltre 3 fino a 5 anni)	142	107	88	67	60
(oltre 5 anni)	136	93	69	60	60
Classe III	147	123	110	96	89

3.2 Per gli impianti che hanno usufruito di contributi in conto capitale, tra cui quelli previsti per la costruzione di nuovi impianti ai sensi dell'articolo 14, comma 2, della legge 29 maggio 1982, n. 308, e degli articoli 14 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, ai valori riportati nella tabella A si applica una riduzione pari allo 0,8% per ogni 1% di contributo in conto capitale ricevuto, con arrotondamento al primo decimale con il criterio commerciale.

Articolo 4 Disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico

4.1 L'ulteriore quota di cui al precedente articolo 3 è posta a carico del "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" di cui all'articolo 5, comma 5.2, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, e successive modificazioni ed integrazioni.

4.2 Ai fini del riconoscimento dell'ulteriore quota di cui all'articolo 3, deve essere presentata ai soggetti che si rendano cessionari nell'adempimento dell'obbligo previsto dall'articolo 22, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico una dichiarazione giurata in merito a quanto previsto dall'articolo 3, comma 3.2.

Articolo 5 Disposizioni finali

La presente deliberazione viene pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana ed entra in vigore a decorrere dall'1 gennaio 1999.

Delibera 29 dicembre 1998, n. 166

ADEGUAMENTO PERIODICO (PER IL BIMESTRE GENNAIO - FEBBRAIO 1999) DELLE TARIFFE DEI GAS PROVENIENTI DA METANO E DISTRIBUITI A MEZZO RETE URBANA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 23 APRILE 1998, N. 41/98

(Gazzetta Ufficiale n. 304 del 31 dicembre 1998)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 1998.

Premesso che:

- nel semestre di riferimento si è verificata una variazione dei prezzi del gasolio come definiti dall'art. 1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 23 aprile 1998, n. 41/98 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 2 maggio 1998 (di seguito: deliberazione n. 41/98) superiore a 11 L/kg;

- la disciplina di cui all'art. 1 della deliberazione n. 41/98 ha applicazione fino al 31 dicembre 1998;

Visti il decreto legislativo luogotenenziale 19 ottobre 1944, n. 347, il decreto legislativo del Capo provvisorio dello Stato 22 ottobre 1947, n. 283 e il decreto del Presidente della Repubblica 30 marzo 1968, n. 626;

Visto il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1991, n. 25/1991, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 276 del 25 novembre 1991 (di seguito: provvedimento CIP n. 25/1991), come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997 (di seguito: D.M. 13 marzo 1997);

Visto il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16/1993, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1993;

Ritenuto che occorra estendere il periodo di applicazione della disciplina di cui all'art. 1 della deliberazione n. 41/98;

DELIBERA

1. La disciplina di cui all'art. 1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 aprile 1998, n. 41/98 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie

generale, n. 100 del 2 maggio 1998 trova applicazione fino al 28 febbraio 1999.

2. A decorrere dall'1 gennaio 1999, l'adeguamento periodico delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana di cui al provvedimento CIP n. 25/1991 come modificato dal D.M. 13 marzo 1997 e dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 41/98, viene effettuato utilizzando i seguenti indicatori:

   - per il prezzo di riferimento del gasolio, risultante dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera, il valore di 198.94 L/kg;

   - per il prezzo di riferimento del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, il valore di 436,07 L/kg;

   - per la media dei prezzi del gasolio vigenti in ciascun giorno del semestre precedente la revisione, risultanti dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera, il valore di 186,80 L/kg;

   - per la media dei prezzi del gasolio vigenti in ciascun giorno del semestre precedente la revisione, rilevati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, il valore di 430,42 L/kg.

5. Di conseguenza, a decorrere dalla stessa data, le tariffe finali dei gas definiti come sopra per uso riscaldamento individuale con o senza uso promiscuo, e per tutti gli altri usi, con l'eccezione degli usi domestici di cottura cibi e produzione di acqua calda, sono diminuite di 7,1 L/mc in termini di metano con potere calorifico superiore pari a 9,2 Mcal/mc st. corrispondenti a 0,77 L/Mcal.

6. Le aziende distributrici sono tenute a provvedere alla pubblicazione dei nuovi valori delle tariffe sul bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma ovvero sul foglio annunzi legali delle province interessate entro dieci giorni decorrenti dal termine di cui al precedente punto 2.

7. La presente deliberazione viene pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.

Delibera del 13 gennaio 1999, n. 1

ADOZIONE DI PROVVEDIMENTO DI ARCHIVIAZIONE DEL CASO FEDERCONSUMATORI PUGLIA VERSO AZIENDA MUNICIPALIZZATA DEL GAS (AM.GAS) DI BARI

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 13 gennaio 1999,

Vista la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);

Viste la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 10 luglio 1998, n. 81/98 (di seguito: delibera n. 81/98) riguardante l'avvio di istruttoria formale sul caso Federconsunatori Puglia verso l'Azienda Municipalizzata Gas (AM.GAS) di Bari e la delibera 21 ottobre 1998, n. 130/98 (di seguito delibera n. 130/98);

Considerato quanto segue:

1. Premessa

In data 18 settembre 1997 Federconsumatori Puglia ha trasmesso all'Autorità la segnalazione di un gruppo di cittadini in base alla quale viene lamentato un disservizio consistente nel mancato allacciamento alla rete del gas metano della frazione Torre a Mare-S. Giorgio del comune di Bari, da parte della Azienda Municipalizzata Gas, con sede in Bari, via Accolti Gil, (di seguito: AM.GAS), azienda costituita dal comune di Bari per la costruzione della rete e la gestione del servizio di erogazione di gas per la città di Bari.

2. Descrizione del caso

A seguito della citata segnalazione, gli uffici dell'Autorità hanno inviato più richieste di informazioni all'AM.GAS in ordine al disservizio sopra descritto, ai sensi dell'art. 2 comma 22 della legge n. 481/95.

Dalla documentazione trasmessa dall'AM.GAS, in particolare è risultato che, in seguito ad una gara di appalto esperita in data 3 agosto 1994, il comune di Bari ha aggiudicato i lavori per la metanizzazione delle frazioni costiere di Torre a Mare-S.Giorgio e di Palese - S.Spirito all'impresa Consorzio Cooperative Costruzioni di Bologna, affidando per altro la direzione dei lavori ad AM.GAS. La rete di distribuzione del gas di Torre a Mare-S.Giorgio, dotata di protezione passiva e sottoposta ai collaudi tecnici di pressione da parte della direzione lavori, viene terminata nell'agosto 1996, con la sola eccezione della protezione catodica.

Dal 27 agosto 1996 a tutto il mese di settembre 1996 vengono raccolte, presso un "Ufficio contratti" di AM.GAS aperto nella frazione di Torre a Mare-S.Giorgio, le domande di allacciamento e, contestualmente, vengono iniziati i sopralluoghi per effettuare le diramazioni e la posa dei contatori. Le domande si concretizzano nella presentazione di un modulo di richiesta per la verifica delle condizioni di allacciamento. Il 5 dicembre 1996 le attivazioni dei contatori vengono sospese a seguito di una diffida del Sindaco di Bari che sottolinea, su segnalazione del collaudatore, ing.

Angiuli, che la rete, in assenza di protezione catodica, pone problemi di sicurezza.

L'AM.GAS decide comunque, sulla scorta di pareri tecnici di esperti del settore nei quali viene certificata la sostanziale sicurezza della rete e nonostante la diffida del comune, di non sospendere l'erogazione del gas agli utenti di Torre a Mare-S. Giorgio già allacciati, ma al contempo di non procedere agli ulteriori allacciamenti fino al momento in cui la protezione catodica non sia divenuta operativa. Il medesimo comportamento è stato nuovamente tenuto dall'AM.GAS, nel frattempo commissariata dal comune il quale, nel luglio 1997, aveva avocato a sé la direzione lavori, di fronte ad una seconda diffida dal proseguire nelle attività di erogazione del gas.

I lavori di protezione catodica sulla rete di Torre a Mare-S.Giorgio sono stati infine portati a termine tra il settembre 1997 ed il marzo 1998 ed i relativi collaudi sono stati effettuati con esito positivo.

Le problematiche relative alla gestione dell'appalto terminano con la consegna degli impianti, nel giugno 1998, da parte dell'impresa appaltatrice all'AM.GAS.

3. Svolgimento del procedimento

L'Autorità, con delibera n. 81/98, ha deciso di avviare un'istruttoria formale sul caso in oggetto, volta all'adozione nei confronti dell'AM.GAS di un provvedimento di cessazione di comportamento lesivo degli utenti, ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d) della legge n. 481/95, ritenendo che il ritardo negli allacciamenti degli utenti delle frazioni di Torre a Mare-S. Giorgio e Palese-S.Spirito fosse riconducibile a comportamenti tenuti dalla stessa AM.GAS.

Quest'ultima ha presentato una memoria scritta chiedendo, al contempo, un'audizione finale avanti l'Autorità a norma dell'art. 4, comma 3 del regolamento approvato con delibera dell'Autorità 30 maggio 1997, n. 61/97.

Nell'ambito di detta audizione finale, l'AM.GAS si è impegnata ad ultimare i lavori di allacciamento degli utenti della frazione di Torre a Mare-S. Giorgio del Comune di Bari che avevano già avanzato richiesta di allacciamento nel 1996 localizzati su strade previste dal progetto originario, nonchè per gli utenti non localizzati su dette strade, ma già collegati alla rete di distribuzione con diramazioni ultimate, entro il 15 novembre 1998.

A fronte del suddetto impegno assunto, l'Autorità, con delibera 21 ottobre 1998, n. 130/98, ha adottato, nei confronti dell'AM.GAS, una raccomandazione in merito al rispetto del termine del 15 novembre 1998 entro cui provvedere all'allacciamento degli utenti sopra identificati ordinando l'invio di informazioni circa lo stato di attuazione degli allacciamenti di cui sopra e prorogando i termini di chiusura del procedimento al 18 gennaio 1999.

I dati trasmessi dall'AM.GAS, in ottemperanza all'ordine sopra citato, per la loro opacità ed incompletezza non hanno consentito di chiarire quale fosse lo stato degli allacciamenti degli utenti di Torre a Mare-S. Giorgio, non permettendo, quindi, all'Autorità di accertare l'esistenza dei presupposti per l'eventuale adozione del provvedimento di cui all'art. 2, comma 20, lettera d) della legge n. 481/95.

Pertanto, al fine di acquisire elementi conoscitivi esaustivi in ordine alla situazione degli allacciamenti, in data 8 gennaio 1999, è stato effettuato un controllo tecnico da parte dei funzionari dell'Autorità presso la sede dell'AM.GAS, ai sensi dell'art. 2, comma 22 della legge n. 481/95.

4. Risultanze istruttorie

Dall'esame dei documenti presentati da AM.GAS è risultato che il ritardo negli allacciamenti, che ha dato origine all'avvio del procedimento di cui alla sopra citata deli-

bera dell'Autorità 81/98, ha trovato le sue origini nelle complesse relazioni che hanno coinvolto AM.GAS ed il comune di Bari, dal momento in cui è emerso che la rete costruita dall'impresa Consorzio Cooperative Costruzioni di Bologna sotto la direzione lavori di AM.GAS fino al dicembre 1996, si discostava sostanzialmente dal progetto originale, non solo perché priva di protezione catodica, ma soprattutto perché composta di varianti mai autorizzate, come il capitolato d'appalto prevedeva, dal comune di Bari. Lo stesso comune, quando ha avocato a sé la Direzione lavori, ha dato priorità alle complesse vicende connesse alla gestione dell'appalto.

Inoltre, dal controllo tecnico effettuato dai funzionari dell'Autorità in data 8 gennaio 1999 è risultato che l'AM.GAS, nel periodo agosto 1998 – dicembre 1998, ha allacciato in totale il 53% ed attivati il 30% degli utenti che avevano avanzato domanda nel 1996, mentre il mancato allacciamento degli ulteriori utenti è riconducibile, principalmente, a tre differenti circostanze: al non adeguamento degli impianti da parte degli utenti a ricevere il gas metano, alla mancata predisposizione da parte di alcuni condomini degli allacciamenti aerei e al presumibile sopravvenuto disinteresse di alcuni utenti all'erogazione del gas metano, visto il mancato rinnovo delle domande da parte degli stessi nonostante la pubblicità effettuata dall'AM.GAS alla ripresa degli interventi per gli allacciamenti.

Per quanto riguarda Palese-S.Spirito, è risultato che l'AM.GAS, una volta completate le opere di collaudo e messa in sicurezza della rete, in data 15 dicembre 1998 ha comunicato che il giorno 7 dicembre 1998 era stato aperto uno sportello per la raccolta delle domande di allacciamento e la sottoscrizione dei relativi contratti, e inoltre che avrebbe proceduto a dare successiva comunicazione alla cittadinanza in ordine al fatto che terminate le festività natalizie avrebbe immesso gas in rete e, allacciato solo gli utenti localizzati su strade pubbliche di progetto e su varianti riguardanti strade pubbliche di progetto.

Ritenuto che il comportamento tenuto dall'AM.GAS abbia fatto venire meno i presupposti per l'adozione di un provvedimento ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d) della legge n. 481/95;

Su proposta del prof. Sergio Garribba, nella sua posizione di relatore.

DELIBERA

Di archiviare il caso Federconsumatori Puglia - Azienda Municipalizzata Gas (AM.GAS) di Bari;

Di comunicare la seguente decisione all' Azienda Municipalizzata Gas, con sede in Bari, via Accolti Gil, mediante invio di plico raccomandato con ricevuta di ritorno;

Di dare mandato al Presidente per le azioni a seguire.

ORDINA

All'Azienda Municipalizzata Gas (AM.GAS) di Bari, di informare l'Autorità per l'energia elettrica e il gas sullo stato di avanzamento degli allacciamenti e delle attivazioni degli utenti delle frazioni di Torre a Mare-S. Giorgio e di Palese-S. Spirito, tramite l'invio con cadenza bimestrale, a partire dal ricevimento della delibera di archiviazione e fino al 31 dicembre 1999, di rapporti particolareggiati, suddivisi per tipologia di strada di rete e per singolo utente.

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 del provvedimento di cui sopra.

Delibera 3 febbraio 1999, n. 8

ADOZIONE DI PROVVEDIMENTO AI SENSI DELL'ART. 2, COMMA 20, LETTERA d), DELLA LEGGE N. 481/95 NEI CONFRONTI DI ENEL SPA: CASO SOCIETÀ CONSORTILE C.EN.T.O.

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 3 febbraio 1999,

Premesso che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) con delibera 4 novembre, n. 138/98 ha avviato istruttoria formale sui casi Consorzio Bardonetto e Società consortile C.EN.T.O. verso Enel Spa;

Visti gli articoli 20, 22 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9;

Vista la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) e in particolare l'articolo 2, comma 20, lettere c) e d), della medesima 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 legge 24 aprile 1998, n. 128;

Visto:

- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 235 del 6 ottobre 1992;

- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 dicembre 1995, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996, concernente l'attribuzione all'Enel Spa della concessione dell'attività per l'esercizio del pubblico servizio di fornitura dell'energia elettrica nel territorio nazionale;

Visto il Regolamento, approvato dall'Autorità con delibera 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 23 settembre 1998, n. 121/98, recante "Diffida dall'adozione di comportamenti in contrasto con gli obblighi relativi al ritiro delle eccedenze di energia elettrica";

Visto il documento "Proposta di delibera per l'adozione di provvedimento ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d), della legge n. 481/95 nei confronti di Enel Spa: caso Società consortile C.EN.T.O." (PROT.AU/99/019);

Considerato quanto segue:

1. Premessa

Con lettera pervenuta in data 6 aprile 1998 la società consortile per azioni C.EN.T.O. - Consorzio Energia Torino Ovest, con sede legale in corso Siccardi, 11, Torino (di seguito: società C.EN.T.O.), ha segnalato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), chiedendone l'intervento, la controversia insorta con l'Enel Spa con sede legale in via G.B. Martini 3, 00198 Roma (di seguito: Enel) in relazione al rifiuto opposto da quest'ultima di prestare al realizzando impianto a cogenerazione di proprietà della società stessa, sito in via Genova 62, Rivoli (Torino), il servizio di vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dalla centrale in questione.

2. Descrizione del caso

Con lettera in data 18 novembre 1996, il Consorzio C.EN.T.O ha chiesto all'Enel la prestazione del servizio di vettoriamento sulla rete Enel dell'energia elettrica prodotta dal proprio impianto di generazione per gli usi delle piccole e medie imprese consorziate.

Tale richiesta veniva avanzata ai sensi dell'articolo 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91), in quanto l'energia prodotta dalla centrale della società sarebbe stata consumata – come previsto dallo stesso statuto sociale - dai singoli soci consorziati in misura esattamente corrispondente alle loro quote di partecipazione societaria (cosiddetta *pro quota*), ritenendo tale fattispecie assimilabile alla produzione per uso proprio e, in quanto tale, rientrante nella disciplina di cui al citato articolo 22.

L'Enel, con nota in data 4 marzo 1998, motivava il proprio rifiuto a fornire il servizio richiesto sostenendo che, anche nell'ipotesi di ripartizione dell'energia elettrica prodotta dalla centrale in misura *pro quota*, è necessaria l'autorizzazione ministeriale di cui all'articolo 23 della legge n. 9/91 e che, pertanto, in carenza di tale autorizzazione, non sussistevano i presupposti per la stipula della convenzione relativa al servizio richiesto.

3. Risultanze istruttorie

Ai sensi dell'articolo 2, comma 22, della legge n. 481/95, gli uffici dell'Autorità hanno richiesto alla società C.EN.T.O. e all'Enel l'invio di documentazione. Sulla base della documentazione trasmessa dalle parti, nonché sulla base di un incontro tecnico tenutosi il 9 giugno 1998 tra funzionari dell'Autorità e i rappresentanti dell'Enel, sono stati effettuati gli accertamenti preliminari.

Con delibera 4 novembre 1998, n. 138/98, l'Autorità ha avviato istruttoria formale sul caso in oggetto, assegnando alle parti il termine di 30 (trenta) giorni, decorrenti dalla comunicazione della delibera, per la presentazione di memorie scritte e per la richiesta dell'audizione finale. La comunicazione alle parti della delibera in parola è avvenuta, quanto alla società C.EN.T.O., a mezzo lettera raccomandata datata 24 novembre 1998 e pervenuta in data 1 dicembre 1998, quanto all'Enel, a mezzo lettera raccomandata datata 24 novembre 1998 e pervenuta in data ignota, ma seguita dalla materiale consegna degli atti del procedimento ad un rappresentante dell'Enel in data 3 dicembre 1998.

Nell'ambito di tale istruttoria l'Enel, con nota datata 13 gennaio 1999 (prot. A/3), anticipata via telefax il medesimo giorno, ben oltre quindi la scadenza del termine per il deposito di memoria, ha chiesto una proroga dello stesso termine, provvedendo non-

dimeno alla trasmissione di una memoria a mezzo telefax in data 19 gennaio 1999 (prot. A/6). Nell'adozione del presente provvedimento, l'Autorità non ha tenuto conto delle argomentazioni in detta memoria contenute, essendo la stessa pervenuta oltre il termine di trenta giorni assegnato dalla delibera di avvio di istruttoria formale.

3.1 Argomentazioni delle parti

Società consortile C.EN.T.O.

La società C.EN.T.O. ha contestato il rifiuto opposto dall'Enel alla richiesta di attivazione del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione di proprietà della società stessa, ritenendo che nel caso, come quello di specie, in cui ciascun socio preleva l'energia elettrica generata dall'impianto in parola in misura esattamente corrispondente alla quota di partecipazione sociale (cosiddetta pro quota) non si abbia "libera circolazione" ma si tratti di mero autoconsumo, per il quale non necessiterebbe l'autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministro dell'industria), di cui all'articolo 23 della legge n. 9/91, in quanto attività libera e, pertanto, ricadente nella disciplina contenuta nell'articolo 22 della stessa legge.

Enel Spa

L'Enel ha motivato il proprio rifiuto a concedere il servizio di vettoriamento richiesto dalla società C.EN.T.O. sostenendo che la prevista autorizzazione ministeriale per la libera circolazione dell'energia è comunque necessaria indipendentemente dalle modalità di ripartizione tra le singole imprese dell'energia autoprodotta.

4. Valutazione giuridica

In attuazione delle previsioni contenute nel Piano Energetico Nazionale del 1988, la legge n. 9/91 ha dettato il regime giuridico degli impianti di produzione di energia elettrica introducendo, con gli articoli 20 e 22, principi di maggiore liberalizzazione del settore rispetto alla normativa preesistente.

L'articolo 20, comma 1, estende il concetto di produzione per uso proprio dell'energia anche al caso di imprese costituite in forma societaria, per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima società controllante, con ammissione di scambi e cessioni tra queste ultime.

L'articolo 22, recante il "Regime giuridico degli impianti di produzione di energia elettrica a mezzo di fonti rinnovabili e assimilate", al primo comma dispone che la produzione da fonti rinnovabili ed assimilate non è soggetta né alla riserva a favore dell'Enel, né ad autorizzazione; al secondo comma prevede l'obbligo in capo ai "soggetti interessati" di comunicare al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministero dell'industria), all'Enel e all'Ufficio tecnico delle imposte di fabbricazione competente per territorio, l'intenzione di procedere all'installazione di un impianto; al terzo comma prevede che le eccedenze di energia elettrica vengano cedute 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; al quarto comma attribuisce al Ministero dell'industria il compito di approvare la convenzione-tipo che regolerà la cessione, lo scambio, la produzione per conto terzi ed il vettoriamento; al quinto comma affida al Comitato interministeriale dei prezzi il compito di determinare i relativi corrispettivi (...).

Dal quadro normativo così definito è dato rinvenire la possibilità per il soggetto (ivi ricomprendendovi anche le società consortili) che abbia una quota di proprietà di un

impianto di produzione, di utilizzare per uso proprio la quota dell'energia elettrica prodotta a lui riferibile.

Ciò che rileva non è la veste giuridica del "soggetto" (non avendo rilievo l'eventuale organizzazione in forma associativa) ma il suo porsi come proprietario di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile o assimilata che intende produrre energia elettrica e consumarla per il proprio fabbisogno.

L'articolo 23 della legge n. 9/91, nel disciplinare la circolazione dell'energia elettrica prodotta da impianti di produzione di energia elettrica a mezzo di fonti rinnovabili e assimilate, prevede che – *oltre* che nel caso di uso proprio (per il quale non viene previsto alcun vincolo autorizzativo) - la libera circolazione all'interno di consorzi e società consortili fra imprese e fra dette imprese, consorzi per le aree e i nuclei di sviluppo industriale di cui al testo unico delle leggi sugli interventi nel Mezzogiorno, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218, aziende speciali degli enti locali e società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti, limitatamente ad esigenze di autoproduzione, ovvero aziende di cui al regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578, recante: "Approvazione del testo unico della legge sull'assunzione diretta dei pubblici servizi da parte dei comuni e delle provincie", possa avvenire solo previa autorizzazione del Ministro dell'industria, sulla base di criteri di economicità e di valutazione delle esigenze produttive.

In questa norma, la necessarietà dell'autorizzazione discende dal fatto che la libera circolazione – in quanto vero e proprio trasferimento di energia elettrica tra i soggetti individuati dalla norma - costituirebbe una deroga alla riserva disposta a favore dell'Enel in materia di cessione di energia elettrica a terzi.

Al contrario, nella fattispecie in parola, l'energia elettrica prodotta potrà essere consumata solo dai soci della società consortile ed in misura corrispondente alle quote di partecipazione sociale: il che concreta un caso di *uso proprio* dell'energia e non di *libera circolazione* della stessa. Fattispecie, questa, che rientra non nell'ipotesi contemplata dall'articolo 23 della legge n. 9/91, ma in quella di cui al precedente articolo 22 che, come è noto, non contempla la necessità dell'autorizzazione ministeriale.

Pertanto il rifiuto opposto dall'Enel alla prestazione del servizio richiesto dalla società C.EN.T.O. si pone in evidente contrasto con la normativa di riferimento.

Ad ulteriore conferma di ciò, è nota l'operatività, tra Enel e soggetti assimilabili, dal punto di vista dell'ordinamento energetico, alla società istante, di convenzioni nelle cui premesse viene riconosciuta la sussumibilità dell'impianto nella disponibilità dei soggetti in questione (la cui "*...energia elettrica prodotta ... è di competenza esclusiva dei soci consorzisti nei limiti delle relative quote comunicate...*") al regime giuridico di cui all'articolo 22 della legge n. 9/91. In tali casi, l'Enel non ha mai ritenuto che l'autorizzazione ministeriale, ex articolo 23 della legge n. 9/19, fosse necessario presupposto per la stipula delle convenzioni.

L'opposta interpretazione su cui l'Enel basa il rifiuto di prestare alla società C.EN.T.O. il servizio di rete richiesto è altresì in contrasto con gli obblighi di interesse economico generale di cui all'articolo 5 della Convenzione di concessione 28 dicembre 1995 (*Obblighi del servizio universale*) dove, espressamente, vengono imposte all'Enel in quanto soggetto concessionario le *obbligazioni di interesse economico generale* derivanti dalle disposizioni della legge n. 9/91 in materia di scambio, vettoriamento e cessione nonché l'obbligo di osservare il principio della *parità di trattamento* tra i soggetti richiedenti e, quindi, di formalizzare le relative convenzioni, secondo gli schemi di cui al decreto ministeriale 25 settembre 1992. Quest'ultimo recando, fin tanto che non intervenga il mutamento dell'assetto dell'intero sistema, a seguito del recepimento della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996, la disciplina vigente per l'accesso al servizio di vettoriamento.

Ne consegue, quindi, che la richiesta della società C.EN.T.O. presenta le condizioni

previste dal quadro normativo vigente per l'accesso al servizio di vettoriamento.
Gli esiti dell'istruttoria svolta non evidenziano, peraltro, elementi in fatto ed in diritto tali da far venir meno gli obblighi previsti dal quadro di riferimento sopra delineato; quadro che, a ben vedere, potrà mutare solo a seguito del recepimento della sopra citata direttiva comunitaria.

Pertanto, si ritiene che l'Enel non stia correttamente applicando la normativa sopra richiamata e tenga un comportamento lesivo nei confronti dei diritti della società C.EN.T.O.;

Ritenuto che tale comportamento potrebbe cagionare un danno economico alla stessa società qualora l'Enel insistesse nel rifiutare la prestazione del servizio di vettoriamento richiesto;

Ritenuto che il comportamento dell'Enel nei confronti della società C.EN.T.O. costituisca presupposto per l'adozione di un provvedimento ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d) della legge n. 481/95;

Su proposta del prof. Sergio Garribba.

ORDINA

Ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d) della legge 14 novembre 1995, n. 481, all'Enel S.p.A., con sede legale in via G. B. Martini 3, 00198 Roma, di aderire alle richieste della società C.EN.T.O., con sede legale in corso Siccardi 11, 10122 Torino, stipulando la convenzione relativa al vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dall'impianto a cogenerazione di proprietà della società C.EN.T.O., sito in via Genova 62, Rivoli (Torino).

DELIBERA

Di comunicare il presente provvedimento all'Enel Spa, via G. B. Martini 3, 00198 Roma, mediante invio di plico raccomandato con ricevuta di ritorno;

Di informare, altresì, l'Enel Spa che la mancata ottemperanza a quanto sopra disposto costituisce presupposto per l'applicazione di sanzioni amministrative pecuniarie ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481;

Di dare mandato al Presidente per le azioni a seguire;

Avverso la presente delibera è ammesso ricorso avanti 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 60 (sessanta giorni) dalla data di ricevimento della comunicazione del provvedimento.

Delibera 12 febbraio 1999, n. 9

ADEGUAMENTO DEL COSTO UNITARIO RICONOSCIUTO DEI COMBUSTIBILI NELLA TARIFFA ELETTRICA PER EFFETTO DEL DECRETO DEL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI 15 GENNAIO 1999

(Gazzetta Ufficiale n. 43 del 22 febbraio 1999)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 12 febbraio 1999,

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 e sue successive modificazioni;

Visto l'articolo 2, comma 2 della deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 1998, n. 161/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 304 del 31 dicembre 1998;

Visto l'articolo 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448.

Visto il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 11 del 15 gennaio 1999, che introduce modificazioni, per l'anno 1999, nelle aliquote delle accise sugli oli minerali e nelle aliquote dell'imposta sui consumi di carbone, coke di petrolio e orimulsion;

Ritenuta l'opportunità di adeguare il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, al fine di tenere conto delle variazioni delle aliquote delle accise applicabili ai combustibili fossili;

DELIBERA

Articolo 1 Adeguamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili

A decorrere dall'1 gennaio 1999, il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, già determinato pari a 17,815 L/Mcal ai sensi dell'articolo 2, comma 1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 dicembre 1998, n.161/98, è fissato pari a 18,000 L/Mcal.

Articolo 2 Disposizioni transitorie e finali

La presente deliberazione viene pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.

Delibera 18 febbraio 1999, n. 13

DISCIPLINA DELLE CONDIZIONI TECNICO-ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI VETTORIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DI ALCUNI SERVIZI DI RETE

(Gazzetta Ufficiale n. 49 del 1 marzo 1999)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 18 febbraio 1999,

Premesso che:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), prevede, tra l'altro, che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) definisca le condizioni tecnico-economiche di accesso e interconnessione alle reti;

- lo schema di decreto legislativo, approvato in via preliminare dal Consiglio dei ministri nella riunione del 10 novembre 1998, recante la prima attuazione della direttiva 96/92/CE, richiamando le funzioni dell'Autorità di cui all'articolo 2, comma 12, della legge n. 481/95, richiede che la stessa determini i corrispettivi di accesso e di uso della rete di trasmissione nazionale anche a fini della copertura degli oneri afferenti al sistema elettrico, prevedendo peraltro l'individuazione di tali oneri con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, su proposta dell'Autorità;

Visti:

- la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;

- il testo unico delle leggi delle province autonome di Trento e di Bolzano, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670;

- i decreti del Presidente della Repubblica 22 marzo 1974, n. 381, e 26 marzo 1977, n. 235, recanti norme di attuazione dello statuto speciale della regione Trentino-Alto Adige;

- l'articolo 4, comma 1, della legge 7 agosto 1982, n. 529;

- gli articoli 20, 22 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91);

- la legge 9 gennaio 1991, n. 10;

- 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, pub-

blicata nella Gazzetta ufficiale delle Comunità europee n. L 27 del 30 gennaio 1997 (di seguito: direttiva europea 96/92/CE);

- l'articolo 36 della legge 24 aprile 1998, n. 128 (di seguito: legge n. 128/98);

Visti:

- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP) 19 dicembre 1990, n. 45/1990, pubblicato nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 302 del 29 dicembre 1990;

- il provvedimento del CIP 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992, e successive modificazioni ed integrazioni (di seguito: provvedimento n. 6/1992);

- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 235 del 6 ottobre 1992;

- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996;

- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 dicembre 1995, pubblicato nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996;

- la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, come successivamente modificata ed integrata;

- la deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997;

- la deliberazione dell'Autorità 12 giugno 1998, n. 58/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 140 del 18 giugno 1998 (di seguito: deliberazione dell'Autorità n. 58/98);

Considerato che, con l'emanazione dei decreti legislativi previsti dall'articolo 36 della legge n. 128/98, verrà attuata la direttiva europea 96/92/CE che definisce, tra l'altro, l'organizzazione dell'accesso alla rete e introduce la possibilità, per i clienti finali con consumi annui superiori a determinate soglie, di poter concludere contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista;

Considerati:

- l'esito del procedimento avviato con delibera dell'Autorità 30 maggio 1997, n. 57/97, ed in particolare gli elementi acquisiti nel corso delle audizioni;

– gli ulteriori elementi acquisiti, a seguito della diffusione, in data 1 dicembre 1998, dello schema di provvedimento;

Ritenuto che sia opportuno:

– definire una disciplina delle condizioni tecnico-economiche per il vettoriamento dell'energia elettrica, al fine di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità del settore elettrico, nonché adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e redditività, assicurandone altresì la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori e salvaguardando la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale;

– definire, in via transitoria e sino all'adozione di una nuova disciplina sovranazionale, le condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti e di loro uso con riferimento ai vettoriamenti internazionali e a quelli tra porzioni non contigue, ma interconnesse, del territorio nazionale;

– definire una disciplina delle condizioni tecnico-economiche per i servizi dinamici di rete e per la garanzia di riserva di potenza per i produttori di energia elettrica;

– prevedere modalità di scambio, sino alla entrata in operatività del previsto mercato dell'energia elettrica, per assicurare competitività anche agli impianti vincolati a specifici profili di produzione per le caratteristiche di regolarità e programmabilità della fonte di energia utilizzata;

– prevedere condizioni favorevoli per il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta da nuovi impianti utilizzanti fonti di energia rinnovabili e assimilate;

– rinviare a successiva deliberazione, da assumersi in relazione ai decreti legislativi previsti dall'articolo 36 della legge n. 128/98, la determinazione della decorrenza delle disposizioni in materia di condizioni economiche del vettoriamento per la partecipazione alla copertura sia degli oneri connessi alla sospensione ed alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura, di cui alla deliberazione dell'Autorità n. 58/98, sia degli oneri connessi al provvedimento del CIP n. 6/1992 e successive modificazioni ed integrazioni;

DELIBERA

Articolo 1 Definizioni

1.1 Ai fini della presente deliberazione si applicano le seguenti definizioni:

a) l'Autorità è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;

b) il vettoriamento è il servizio di trasporto dell'energia elettrica da uno o più punti di consegna ad uno o più punti di riconsegna;

c) lo scambio è la modalità di riconciliazione tra energia elettrica consegnata ed

energia elettrica riconsegnata, applicata nel caso in cui la consegna e la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata non avvengano simultaneamente;

d) il punto di consegna è il punto in cui l'energia elettrica vettoriata viene immessa in rete;

e) il punto di riconsegna è il punto in cui l'energia elettrica vettoriata viene prelevata dalla rete;

f) l'energia elettrica vettoriabile è la massima quantità di energia elettrica che può essere vettoriata in un dato periodo di tempo, senza eccedere in alcun momento il limite della potenza impegnata;

g) la bassa tensione (BT) è una tensione nominale tra le fasi non superiore a 1 kV;

h) la media tensione (MT) è una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e non superiore a 35 kV;

i) l'alta tensione (AT) è una tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e non superiore a 150 kV;

j) l'altissima tensione (AAT) è una tensione nominale tra le fasi superiore a 150 kV;

k) le fasce orarie F1, F2, F3 e F4, nel caso di riconsegna in media o bassa tensione, sono le fasce definite dal titolo II, comma 2), paragrafo b), punto 1), del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/1990;

l) le fasce orarie F1, F2, F3 e F4, nel caso di riconsegna in altissima o alta tensione, sono le fasce definite dal titolo II, comma 2), paragrafo b), punto 2), del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/1990;

m) il sistema elettrico nazionale è il complesso degli impianti di produzione, delle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei servizi ausiliari e dei dispositivi di interconnessione e dispacciamento ubicati sul territorio nazionale;

n) la trasmissione è l'attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad altissima ed alta tensione;

o) la distribuzione è l'attività di trasporto e di trasformazione di energia elettrica sulle reti di distribuzione a media e bassa tensione;

p) il produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica, indipendentemente dalla proprietà dell'impianto di produzione;

q) la rete di trasmissione nazionale è il complesso delle stazioni di trasformazione e delle linee elettriche di trasmissione ad altissima ed alta tensione sul territorio nazionale gestite unitariamente;

r) il gestore della rete di trasmissione nazionale è la persona giuridica responsabile della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale, indipendentemente dalla proprietà della rete stessa;

s) il gestore della rete è la persona fisica o giuridica responsabile della gestione della rete di trasmissione nazionale, di una porzione della stessa o di una rete di distribuzione, indipendentemente dalla proprietà della rete stessa;

t) il dispacciamento è l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione nazionale e dei servizi ausiliari;

u) i servizi ausiliari sono i servizi necessari per la gestione di una rete;

v) il dispositivo di interconnessione è l'apparecchiatura per collegare le reti elettriche;

w) gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili sono quelli che utilizzano l'energia del sole, del vento, delle maree, del moto ondoso o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso agli impianti ad acqua fluente;

x) gli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili sono quelli che utilizzano le risorse geotermiche, l'energia derivante dalla trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali, nonché l'energia idraulica, esclusi in quest'ultimo caso gli impianti ad acqua fluente;

y) gli impianti alimentati da fonti assimilate sono quelli che utilizzano fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia, come definite all'articolo 1, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, per i quali risulta soddisfatta la condizione tecnica per l'assimilabilità prevista dal titolo I del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6/1992 e successive modificazioni e integrazioni;

z) il cliente idoneo è la persona fisica o giuridica che, ai sensi 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, e per effetto dei decreti legislativi previsti dall'articolo 36 della legge 24 aprile 1998, n. 128, ha la capacità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero, anche al fine della rivendita ad altri clienti o acquirenti;

aa) l'ora fissa è il periodo di 60 minuti primi avente inizio al minuto 00 di un'ora;

bb) il periodo di 15 minuti primi fissi è un periodo di 15 minuti primi avente inizio al minuto 00, o al minuto 15, o al minuto 30, o al minuto 45, di un'ora.

Articolo 2 Oggetto

2.1 La presente deliberazione definisce, relativamente alle destinazioni dell'energia elettrica consentite dagli articoli 20, 22 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e all'energia elettrica destinata a clienti idonei, le condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti e di uso delle stesse, con riferimento al vettoriamento:

a) su tutte le reti elettriche situate sul territorio nazionale;

b) tra il continente e la Sardegna attraverso la linea in corrente continua Sardegna-Corsica-Italia;

c) internazionale e tra porzioni non contigue, ma interconnesse, del territorio nazionale.

Articolo 3 Sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale

3.1 Entro centoventi giorni dall'entrata in vigore della presente deliberazione il gestore della rete di trasmissione nazionale, sentiti i gestori delle reti individuate al comma 2.1, lettere a) e b), presenta all'Autorità, per l'approvazione, un regolamento recante i criteri per valutare la compatibilità delle richieste di vettoriamento con la salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

3.2 L'Autorità può richiedere al gestore della rete di trasmissione nazionale di apportare, entro un termine non superiore a sessanta giorni, modifiche o integrazioni, indicando i criteri ai quali attenersi. Qualora il gestore della rete di trasmissione nazionale non presenti, nel termine di cui al precedente comma 3.1, il regolamento per l'approvazione o non provveda, nel termine assegnato, alle modifiche o integrazioni richieste, l'Autorità adotta il regolamento sentiti, ove ritenuto necessario, i gestori delle reti.

3.3 Il vettoriamento può essere rifiutato solo nel caso di incompatibilità con la salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

Articolo 4 Modalità per l'erogazione del vettoriamento

4.1 Entro sessanta giorni dall'entrata in vigore della presente deliberazione, l'Autorità approva uno schema di contratto-tipo per il vettoriamento.

4.2 Il soggetto che intende usufruire del vettoriamento ne fa richiesta al gestore della rete nella quale si trova il punto di riconsegna o, nel caso di vettoriamento con più punti di riconsegna, al gestore della rete in cui si trova il punto di riconsegna per il quale, in relazione ai profili di potenza impegnata posti a base della richiesta, sia prevista la maggiore energia elettrica vettoriabile.

4.3 Il gestore della rete a cui è presentata la richiesta di vettoriamento ne verifica la compatibilità con la salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale sulla base dei criteri definiti dal regolamento di cui al comma 3.1, e propone al soggetto richiedente, entro trenta giorni dal ricevimento della richiesta, fatto salvo quanto previsto dal comma 4.4, un contratto conforme allo schema di cui al comma 4.1. La proposta deve contenere l'indicazione dei corrispettivi e dei pedaggi applicabili e le specifiche tecniche, approvate dall'Autorità ai sensi del comma 8.7, per l'installazione dei gruppi di misura nei punti di consegna. Il termine di trenta giorni può essere prorogato sino a centoventi giorni, previa comunicazione al soggetto richiedente, qualora il gestore della rete debba esperire la procedura prevista dal comma 4.6. La proposta di contratto conserva validità per sessanta giorni dalla sua comunicazione al soggetto richiedente il vettoriamento, ovvero per un termine maggiore eventualmente accordato dal proponente.

4.4 È consentita, per motivate esigenze e previa autorizzazione dell'Autorità, la stipula di un contratto di vettoriamento in deroga alle condizioni previste dagli articoli da 5 a 12 e dall'articolo 15 della presente deliberazione o anche difforme dallo schema di contratto-tipo di cui al comma 4.1. L'Autorità, qualora il contratto in deroga o difforme dallo schema di contratto-tipo contrasti con l'esigenza di garantire libertà di accesso alla rete e suo uso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio, può rifiutarne l'approvazione, ovvero subordinarla a modifiche delle clausole contrattuali. Se l'Autorità non si pronuncia entro trenta giorni dalla domanda di autorizzazione, l'autorizzazione si intende tacitamente accordata.

4.5 Qualora il gestore della rete non accolga la richiesta di vettoriamento, in quan-

to in contrasto con la salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, ne dà motivata comunicazione, nel termine previsto dal comma 4.3 per la trasmissione della proposta contrattuale, all'Autorità e al soggetto richiedente. L'Autorità, nei successivi trenta giorni, verifica la fondatezza delle condizioni che hanno determinato il rigetto della richiesta. In caso di riscontro negativo, può ordinare al gestore della rete di dar seguito alla richiesta di vettoriamento con l'invio di una proposta contrattuale.

4.6 Il gestore della rete, al fine di soddisfare altre richieste di vettoriamento, può ridurre i livelli di potenza contrattualmente impegnata previsti dai contratti di vettoriamento in corso per i quali, nell'arco di dodici mesi consecutivi, l'energia elettrica effettivamente vettoriata, misurata al punto di consegna o al punto di riconsegna, sia stata inferiore al 70% dell'energia elettrica vettoriabile nello stesso punto, rispettivamente di consegna o di riconsegna. Da tale riduzione non può risultare un livello di potenza impegnata inferiore, per ciascuna ora fissa, al livello di potenza effettivamente vettoriata nella corrispondente ora del periodo di riferimento, aumentata del 10%. Il gestore della rete notifica l'adeguamento della potenza impegnata, con un preavviso di almeno sessanta giorni, al soggetto interessato e all'Autorità. Il soggetto interessato, entro trenta giorni, può opporsi alla riduzione della potenza contrattualmente impegnata dando comunicazione scritta e motivata al gestore della rete e, per conoscenza, all'Autorità. Se, entro i successivi quindici giorni, non interviene un accordo tra le parti, l'Autorità può autorizzare la riduzione della potenza contrattualmente impegnata.

4.7 Nel caso in cui il vettoriamento richiesto interessi reti gestite da più soggetti il gestore della rete di trasmissione nazionale assicura, anche ai fini dell'applicazione di quanto previsto dai commi 4.3 e 4.6, il necessario coordinamento tra i gestori delle reti interessate.

Articolo 5 Norme tecniche per la consegna e la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata

5.1 Nel caso di consegna di energia elettrica prodotta da un generatore sincrono, il valore medio mensile del fattore di potenza dell'energia elettrica consegnata non può superare il valore di 0,90 in ritardo nelle fasce orarie F1, F2 e F3, come definite al comma 1.1, lettera k), e il valore di 0,95 in anticipo nella fascia oraria F4, come definita al medesimo comma e lettera. Nel caso di consegna di energia elettrica prodotta da un generatore asincrono, il valore medio mensile del fattore di potenza dell'energia elettrica consegnata non può essere inferiore al valore di 0,90 in anticipo nelle fasce orarie F1, F2 e F3 come definite nel presente comma.

5.2 Qualora il fattore di potenza dell'energia elettrica consegnata non rientri nei limiti previsti dal comma 5.1, il produttore è tenuto ad adottare misure correttive. Fintanto che il valore medio mensile del fattore di potenza non sia ricondotto entro i limiti previsti dal comma 5.1, il gestore della rete applica una maggiorazione dei pedaggi in energia di cui all'articolo 9 della presente deliberazione, pari ad un punto percentuale per ogni centesimo di differenza del valore del fattore di potenza medio mensile dell'energia elettrica consegnata rispetto ai limiti stessi.

5.3 I commi 5.1 e 5.2 non si applicano ai generatori, sincroni o asincroni, con potenza nominale non superiore a 10 MVA e agli impianti per i quali le condizioni tecniche dei nodi di rete a cui sono sottesi ne impediscono il rispetto.

5.4 Il fattore di potenza in ogni punto di riconsegna non deve essere inferiore al valore di 0,70 in assorbimento di potenza reattiva.

5.5 Ai fini della determinazione della potenza attiva vettoriata si fa riferimento al valore medio misurato nel periodo di 15 minuti primi fissi.

5.6 Il gestore della rete deve assicurare la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata con livelli di qualità non inferiori a quelli previsti dalla vigente normativa per la fornitura di energia elettrica ad utenti alimentati allo stesso livello di tensione e con analoga localizzazione. In mancanza di tale normativa, il gestore della rete deve assicurare livelli di qualità tali da garantire condizioni di fruizione del servizio equivalenti a quelle dei suddetti utenti.

Articolo 6 Corrispettivi per il vettoriamento e percorsi dell'energia elettrica vettoriata

6.1 Al vettoriamento si applicano un corrispettivo di potenza, un corrispettivo per l'uso del sistema e le maggiorazioni di cui all'articolo 13 della presente deliberazione. All'energia elettrica vettoriata si sottraggono pedaggi in energia a copertura delle perdite. Il gestore della rete di cui al comma 4.2 provvede:

a) alla fatturazione sia dei corrispettivi previsti dagli articoli 7 e 8 della presente deliberazione, sia delle maggiorazioni previste dall'articolo 13 della presente deliberazione;
b) alla contabilizzazione dell'energia elettrica derivante dai pedaggi previsti dall'articolo 9 della presente deliberazione;
c) alla regolazione dei proventi e degli oneri connessi con la riconciliazione dell'energia elettrica consegnata e riconsegnata prevista dall'articolo 10 della presente deliberazione.

6.2 Entro centoventi giorni dall'entrata in vigore della presente deliberazione, il gestore della rete di trasmissione nazionale e i gestori delle reti elettriche situate sul territorio nazionale provvedono, per i casi di vettoriamento che interessano reti gestite da più soggetti, a stipulare un accordo per la ripartizione:

a) dei corrispettivi previsti dagli articoli 7 e 8 della presente deliberazione;
b) dell'energia elettrica derivante dai pedaggi previsti dall'articolo 9 della presente deliberazione;
c) dei proventi e degli oneri connessi con la riconciliazione dell'energia elettrica consegnata e riconsegnata prevista dall'articolo 10 della presente deliberazione.

In mancanza di accordo entro il termine previsto, provvede l'Autorità, sentiti i gestori delle reti interessati.

6.3 Ai fini della determinazione dei corrispettivi di potenza e dei pedaggi in energia si fa riferimento ad un percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata costituito da una sequenza di distanze convenzionali su reti a diversi livelli di tensione e dalle relative trasformazioni di tensione. Il percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata, dal punto di consegna al punto di riconsegna, può includere le seguenti componenti:

a) distanza su linea BT
b) trasformazione BT/MT
c) distanza su linea MT
d) trasformazione MT/AT
e) distanza su linee AT-AAT
f) trasformazione AT/MT
g) distanza su linea MT
h) trasformazione MT/BT
i) distanza su linea BT.

6.4 La tabella 1 definisce le componenti previste dal precedente comma 6.3, da includere nel percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata in relazione alla tensione di consegna e di riconsegna.

6.5 Per la determinazione delle distanze di cui al comma 6.3, lettere a), c), e), g) e i), si applicano i seguenti criteri:

a) le distanze di cui al comma 6.3, lettere a) e i), sono ciascuna pari al minor valore tra 500 metri e la lunghezza del percorso, misurata in linea d'aria, tra punto di consegna e punto di riconsegna. Ove sia la consegna che la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata avvengano in BT e la lunghezza del percorso, misurata in linea d'aria, tra punto di consegna e punto di riconsegna sia inferiore a 1000 metri, le distanze di cui al comma 6.3, lettere a) e i), sono ciascuna pari alla metà di tale lunghezza;

b) le distanze di cui al comma 6.3, lettere c) e g), sono ciascuna pari al minor valore tra 10 chilometri e la lunghezza del percorso, misurata in linea d'aria, tra punto di consegna e punto di riconsegna al netto delle distanze di cui al comma 6.3, lettere a) e i), qualora queste ultime siano comprese nel percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata.

Quando la consegna dell'energia elettrica vettoriata avvenga in AAT o AT, la distanza di cui al comma 6.3, lettera g), è pari al minor valore tra 20 chilometri e la lunghezza del percorso, misurata in linea d'aria, tra punto di consegna e punto di riconsegna al netto della distanza di cui al comma 6.3, lettera i), qualora quest'ultima sia compresa nel percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata.

Quando sia la consegna che la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata avvengano in MT o BT e la lunghezza del percorso, misurata in linea d'aria, tra punto di consegna e punto di riconsegna, al netto delle distanze di cui al comma 6.3, lettere a) e i), qualora queste ultime siano comprese nel percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata, sia inferiore a 20 chilometri, le distanze di cui al comma 6.3, lettere c) e g), sono ciascuna pari alla metà della lunghezza del percorso, misurata in linea d'aria, tra punto di consegna e punto di riconsegna al netto delle distanze di cui al comma 6.3, let-

tere a) e i), qualora queste ultime siano comprese nel percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata;

c) la distanza di cui al comma 6.3, lettera e), è pari alla lunghezza del percorso, misurata in linea d'aria, tra punto di consegna e punto di riconsegna, al netto delle distanze di cui al comma 6.3, lettere a), c), g) e i), qualora queste ultime siano comprese nel percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata.

Articolo 7 Corrispettivi di potenza

7.1 Il corrispettivo di potenza che si applica alla componente del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata di cui al comma 6.3, lettera e), è riferito al valore medio, in ciascuna ora fissa, tra potenza attiva contrattualmente impegnata nel punto di consegna e potenza attiva contrattualmente impegnata nel punto di riconsegna. I corrispettivi unitari di potenza, diversificati per fascia oraria, sono definiti nella tabella 2. Nelle ore fisse che iniziano e terminano in fasce orarie diverse si applica il corrispettivo relativo alla fascia oraria in cui hanno termine le medesime ore.

7.2 Quando la distanza della componente del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata di cui al comma 6.3, lettera e), è inferiore a 40 chilometri, i corrispettivi definiti nella tabella 2 sono ridotti in proporzione al rapporto tra la suddetta distanza e 40 chilometri.

7.3 Il corrispettivo di potenza che si applica alle componenti del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata di cui al comma 6.3, lettere a) e c) e lettere g) e i), è riferito alla potenza attiva contrattualmente impegnata in ciascuna ora fissa, rispettivamente nel punto di consegna e nel punto di riconsegna, e alle distanze del percorso convenzionale ai diversi livelli di tensione. I corrispettivi unitari orari di potenza sono definiti nella tabella 3.

7.4 Il corrispettivo di potenza che si applica alle componenti del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata di cui al comma 6.3, lettere b) e d) e lettere f) e h), è riferito alla potenza attiva contrattualmente impegnata in ciascuna ora fissa, rispettivamente nel punto di consegna e nel punto di riconsegna. I corrispettivi unitari orari di potenza sono definiti nella tabella 4.

7.5 Quando il valore massimo della potenza attiva vettoriata in un'ora fissa, misurata nel punto di consegna o nel punto di riconsegna, supera la corrispondente potenza contrattualmente impegnata nella stessa ora e nello stesso punto, alla differenza che ne risulta si applicano corrispettivi di potenza pari, in valore unitario, a settantacinque volte quelli applicabili, nella stessa ora, alla potenza impegnata ed afferenti, rispettivamente, al punto di consegna o al punto di riconsegna, secondo quanto previsto dal comma 7.6.

7.6 Si considerano afferenti:

a) al punto di consegna, i corrispettivi di potenza riferiti alle componenti del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata di cui al comma 6.3,

lettere a), b), c) e d), nonché, nella misura del 50%, quelli riferiti alla componente di cui alla lettera e) del medesimo comma;

b) al punto di riconsegna, i corrispettivi di potenza riferiti alle componenti del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata di cui al comma 6.3, lettere f), g), h) e i), nonché, nella misura del 50%, quelli riferiti alla componente di cui alla lettera e) del medesimo comma.

7.7 I corrispettivi di potenza di cui al presente articolo sono ridotti del 30%, limitatamente ai primi quindici anni dall'entrata in servizio dell'impianto, se l'energia elettrica consegnata per il vettoriamento viene prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui al comma 1.1, lettere w) e x):

a) entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991;

b) potenziati o rifatti, limitatamente ai casi previsti dall'articolo 4, rispettivamente lettere a) e b) e lettera c), della deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97.

7.8 I corrispettivi di potenza di cui al presente articolo sono ridotti del 10%, limitatamente ai primi quindici anni dall'entrata in servizio dell'impianto, se l'energia elettrica consegnata per il vettoriamento viene prodotta dagli impianti alimentati da fonti assimilate di cui al comma 1.1, lettera y):

a) entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991;

b) potenziati o rifatti, limitatamente ai casi previsti dall'articolo 4, rispettivamente lettera b) e lettera c), della deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97.

Articolo 8 Corrispettivo per l'uso del sistema

8.1 Il corrispettivo per l'uso del sistema comprende le componenti relative a:

a) servizi dinamici;

b) servizi di regolazione della tensione;

c) dispacciamento;

d) sistemi di misura;

e) garanzia di riserva di potenza.

8.2 Le componenti, di cui al comma 8.1, lettere da a) a d), sono dovute da tutti i soggetti che utilizzano il vettoriamento. La componente di cui al comma 8.1, lettera e), è dovuta solo qualora il soggetto che utilizza il vettoriamento richieda di usufruire della garanzia di riserva di potenza. Le aliquote per ciascuna componente sono definite nella tabella 5.

8.3 La componente relativa ai servizi dinamici è riferita al livello di potenza nominale dell'impianto di produzione che consegna l'energia elettrica per il vettoriamento.

8.4 La componente relativa ai servizi di regolazione della tensione è riferita al livello di potenza attiva impegnata in ciascuna ora fissa nel punto di riconsegna.

8.5 La componente relativa al dispacciamento è riferita al livello di potenza attiva impegnata in ciascuna ora fissa nel punto di riconsegna.

8.6 La componente relativa ai sistemi di misura è differenziata per livello di tensione di riconsegna. Rimane a carico del soggetto richiedente il vettoriamento l'onere relativo alle apparecchiature di misura nel punto di consegna. Tali apparecchiature dovranno essere conformi alle specifiche tecniche di cui al comma 8.7.

8.7 Entro novanta giorni dall'entrata in vigore della presente deliberazione, ogni gestore della rete sottopone all'Autorità, per l'approvazione, le specifiche tecniche per i gruppi di misura da collocarsi nei punti di consegna. Nel caso in cui un gestore non sottoponga all'Autorità le specifiche tecniche nel termine di cui al presente comma, provvede l'Autorità, sentito il gestore interessato.

8.8 La componente relativa alla garanzia di riserva di potenza è riferita al livello massimo annuale della potenza attiva impegnata nel punto di consegna.

Articolo 9 Pedaggio in energia a copertura delle perdite

9.1 Il pedaggio in energia è espresso in termini percentuali dell'energia elettrica consegnata per il vettoriamento ed è determinato mediante la seguente formula:

$$\text{pedaggio in energia} = (1 - c + s) * \text{energia elettrica consegnata}$$

9.2 Il coefficiente c tiene conto delle esigenze di copertura delle perdite di energia sulle reti. Tale coefficiente è ottenuto come prodotto dei coefficienti relativi alle componenti del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata di cui al comma 6.3, determinati secondo le seguenti modalità:

a) i coefficienti relativi alle componenti del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata di cui al comma 6.3, lettere a), c), g) e i), sono riferiti alle corrispondenti distanze e definiti nella tabella 6;

b) i coefficienti relativi alle componenti del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata di cui al comma 6.3, lettere b), d), f) e h), sono definiti nella tabella 7;

c) il coefficiente relativo alla componente del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata di cui al comma 6.3, lettera e), riferito alla localizzazione del punto di consegna, è definito nella tabella 8. Qualora la distanza della suddetta componente sia inferiore a 40 chilometri, i coefficienti definiti nella tabella 8 sono modificati in modo che la loro differenza rispetto al valore 1 sia ridotta in proporzione al rapporto tra la suddetta distanza e 40 chilometri.

9.3 Il coefficiente s tiene conto delle esigenze di copertura delle perdite di energia elettrica connesse a deviazioni del fattore di potenza nel punto di riconsegna, fermo restando quanto previsto dal comma 5.4. Tale coefficiente fa riferimento alla differenza, se positiva, tra il valore di 0,90 ed il valore medio mensile del

fattore di potenza di riconsegna, nonché al livello di tensione di riconsegna. Qualora la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata avvenga in MT o BT, il coefficiente s è riferito anche alla distanza dell'ultima componente del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata, comunque non superiore a 10 chilometri nel caso di riconsegna in MT. I valori del coefficiente s sono definiti nella tabella 9.

Articolo 10 Riconciliazione dell'energia elettrica vettoriata e scambio

10.1 La riconciliazione dell'energia elettrica vettoriata avviene sulla base delle ore fisse. Fermo restando quanto previsto dal comma 7.5, le differenze positive o negative registrate in ciascuna ora fissa, tra l'energia elettrica consegnata, al netto dei pedaggi di cui all'articolo 9 della presente deliberazione, e l'energia elettrica riconsegnata, si compensano a titolo di scambio con differenze di segno opposto registrate, nell'ordine, in altre ore fisse della stessa fascia e in altre fasce orarie, a partire da quella di maggior carico, applicando i parametri di scambio definiti nella tabella 10 ovvero, nel caso di energia elettrica prodotta da impianti di cui al comma 1.1, lettera w) e lettere x) e y), rispettivamente nella tabella 11 e nella tabella 12.

10.2 Qualora, effettuata la compensazione a titolo di scambio di cui al comma 10.1, permanga, su un periodo annuale, una differenza tra energia elettrica consegnata, al netto dei pedaggi di cui all'articolo 9 della presente deliberazione, ed energia elettrica riconsegnata, a tale differenza si applica:

a) se positiva, il trattamento previsto in ore piene per le eccedenze di energia elettrica dalla deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, e successive modifiche ed integrazioni, quantificando la suddetta differenza con riferimento alla fascia oraria F1;

b) se negativa, un corrispettivo pari a nove volte il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici, di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 e successive modificazioni e integrazioni, quantificando la suddetta differenza con riferimento alla fascia oraria F4.

Per l'applicazione del presente comma si fa riferimento alle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 come definite al comma 1.1, lettere k) e l). Nelle ore fisse che iniziano e terminano in fasce orarie diverse si applica il corrispettivo relativo alla fascia oraria nella quale hanno termine le medesime ore.

10.3 Il corrispettivo di cui al comma 10.2, lettera b), è ridotto di due terzi qualora sia stata richiesta la garanzia di riserva di potenza.

10.4 Il gestore della rete di trasmissione nazionale assicura lo scambio dell'energia elettrica sulla base di quanto disposto dal presente articolo.

Articolo 11 Vettoriamento con più punti di consegna o più punti di riconsegna

11.1 Qualora sia richiesto il vettoriamento di energia elettrica immessa in più punti di consegna o prelevata in più punti di riconsegna, la disciplina contenuta negli articoli precedenti viene integrata da quanto previsto dai seguenti commi.

11.2 Ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di cui agli articoli 7 e 8 della presente deliberazione, per la determinazione dei percorsi convenzionali dell'energia elettrica vettoriata, nonché dei corrispondenti impegni di potenza, valgono i seguenti criteri:

a) si attribuisce convenzionalmente la copertura della potenza contrattualmente impegnata in ciascun punto di riconsegna all'immissione nel punto di consegna più vicino in linea d'aria e si considera, se necessario, punti di consegna progressivamente più lontani, tenendo conto della potenza disponibile in ogni punto di consegna, come risultante dall'impegno contrattuale. I punti di riconsegna sono considerati in ordine decrescente di energia elettrica vettoriabile nel periodo di durata del contratto di vettoriamento;

b) qualora, in un'ora fissa, la somma delle potenze impegnate in tutti i punti di riconsegna sia inferiore alla somma delle potenze impegnate in tutti i punti di consegna, si applica il disposto della lettera a) del presente comma con riferimento ad una quota della potenza contrattualmente impegnata in ogni punto di consegna pari al rapporto tra le suddette due somme. La restante quota della potenza contrattualmente impegnata in ogni punto di consegna è attribuita ai percorsi convenzionali che da esso hanno origine in proporzione alla potenza assegnata a ciascuno di tali percorsi per effetto dell'applicazione di quanto previsto dalla stessa lettera a);

c) qualora, in un'ora fissa, la somma delle potenze impegnate in tutti i punti di consegna sia inferiore alla somma delle potenze impegnate in tutti i punti di riconsegna, si applica il disposto della lettera a) del presente comma con riferimento ad una quota della potenza contrattualmente impegnata in ciascun punto di riconsegna pari al rapporto tra le suddette due somme. La restante quota della potenza contrattualmente impegnata in ogni punto di riconsegna è attribuita ai percorsi convenzionali ad esso afferenti in proporzione alla potenza assegnata a ciascuno di tali percorsi per effetto dell'applicazione di quanto previsto dalla stessa lettera a).

11.3 I pedaggi di cui all'articolo 9 della presente deliberazione, relativi all'energia elettrica immessa in ciascun punto di consegna, sono calcolati ripartendo il corrispondente prelievo tra i punti di riconsegna in proporzione alla quota parte della potenza impegnata nel punto di consegna attribuita, in base al disposto del comma 11.2, al percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata afferente a ciascun punto di riconsegna.

11.4 Ai fini dell'applicazione del comma 10.1, si fa riferimento alla somma dei quantitativi di energia elettrica prelevati in tutti i punti di riconsegna e alla somma dei quantitativi di energia elettrica immessi in tutti i punti di consegna, al netto delle perdite calcolate in base a quanto previsto dal comma 11.3.

11.5 Il comma 7.5 si applica con riferimento alla potenza immessa nei punti di consegna e alla potenza prelevata nei punti di riconsegna. Qualora il valore massimo della potenza attiva vettoriata in un'ora fissa, misurata in un punto di riconsegna, superi la corrispondente potenza attiva contrattualmente impegnata, i corrispettivi di cui al comma 7.5 sono applicati ripartendo la differenza di potenza tra i percorsi convenzionali che afferiscono allo stesso punto di riconsegna in proporzione alla potenza contrattualmente impegnata in ciascuno di tali percorsi nella stessa ora, come determinata ai sensi del comma 11.2. Qualora il valore massimo della potenza attiva vettoriata in un'ora fissa, misurata in un punto di consegna, superi la corrispondente potenza attiva contrattualmente impegnata, i corrispettivi di cui al comma 7.5 sono applicati ripartendo la differenza di potenza tra i percorsi convenzionali che afferiscono allo stesso punto di consegna in proporzione alla potenza contrattualmente impegnata in ciascuno di tali percorsi nella stessa ora, come determinata ai sensi del comma 11.2.

11.6 La garanzia di riserva di potenza, qualora sia richiesta, è riferita al livello massimo annuale della potenza attiva complessivamente impegnata in tutti i punti di consegna.

Articolo 12 Servizi di rete per i produttori di energia elettrica

12.1 Agli impianti di produzione di energia elettrica collegati in parallelo con la rete si applica la componente del corrispettivo per l'uso del sistema a copertura dei costi dei servizi dinamici di cui al comma 8.3, anche nel caso in cui non sia richiesto il vettoriamento. Tale componente è riferita alla potenza nominale dell'impianto. Il gestore della rete non può richiedere altri corrispettivi, oltre a quello previsto dal presente comma, in relazione ai servizi connessi con il collegamento in parallelo alla rete dell'impianto di produzione di energia elettrica.

12.2 La garanzia di riserva di potenza è fornita, su richiesta, anche agli impianti, collegati in parallelo con la rete, la cui produzione di energia elettrica sia destinata ad uso proprio senza che venga richiesto il vettoriamento, applicando i corrispettivi previsti dal comma 8.8, riferiti alla potenza nominale dell'impianto, e dall'articolo 10 della presente deliberazione.

12.3 Nel caso di impianti la cui produzione di energia elettrica sia destinata solo in parte all'uso proprio senza che sia richiesto il vettoriamento, il comma 12.2 si applica con riferimento alla differenza tra la potenza nominale dell'impianto ed il livello massimo annuale della potenza attiva impegnata nel punto di consegna.

Articolo 13 Maggiorazioni dei corrispettivi

13.1 Ai corrispettivi di vettoriamento si applicano, salvo quanto disposto dai successivi commi 13.2 e 13.3, maggiorazioni denominate A2 e A3, le cui aliquote, differenziate in relazione alla tensione di riconsegna, sono definite nella tabella 13 e sono riferite:

a) al livello medio annuale della potenza attiva impegnata nel punto di riconsegna;
b) all'energia elettrica riconsegnata.

13.2 Le maggiorazioni A2 e A3 non si applicano nel caso di:

a) vettoriamento di energia elettrica riconsegnata ad una impresa distributrice e destinata alla fornitura dell'utenza finale da questa servita;
b) vettoriamento internazionale, quando il punto di riconsegna non sia localizzato sul territorio nazionale;
c) vettoriamento di energia elettrica consegnata per le destinazioni di cui all'articolo 2, comma 2.3, lettere da b) a f), della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97;
d) vettoriamento di energia elettrica fornita ai sensi dell'articolo 4, comma 1, della legge 7 agosto 1982, n. 529, fino alla scadenza delle relative convenzioni applicative in atto alla data di entrata in vigore della presente deliberazione.

13.3 Nel caso di vettoriamento di energia elettrica consegnata per le destinazioni di cui all'articolo 2, comma 2.4, lettere da a) a c), della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, nonché per le destinazioni di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, le maggiorazioni A2 e A3 si applicano nella misura determinata in relazioni ai suddetti casi, per le componenti tariffarie A2 e A3 inglobate nella tariffa elettrica, dalla medesima deliberazione, come successivamente modificata ed integrata.

13.4 Per gli impianti che producono energia elettrica destinata totalmente o in parte all'uso proprio, senza che sia richiesto il vettoriamento, le maggiorazioni A2 e A3 si applicano, limitatamente alle aliquote di cui al comma 13.1, lettera a), alla componente del corrispettivo per l'uso del sistema a copertura dei servizi dinamici. Le suddette aliquote si applicano alla potenza nominale dell'impianto diminuita del 3% o, nel caso di destinazione parziale all'uso proprio, alla differenza tra la potenza nominale dell'impianto, diminuita del 3%, ed il livello medio annuale della potenza attiva impegnata per il vettoriamento nei punti di riconsegna.

13.5 Il gettito delle maggiorazioni A2 e A3, relativo all'energia elettrica vettoriata in ciascun bimestre, viene versato dal gestore della rete di cui al comma 4.2 alla Cassa conguaglio per il settore elettrico entro sessanta giorni dal termine del bimestre ed ha le stesse destinazioni del gettito delle componenti tariffarie A2 e A3 inglobate nella tariffa elettrica ai sensi della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 e successive modificazioni ed integrazioni.

Articolo 14 Aggiornamento dei corrispettivi e delle maggiorazioni

14.1 A partire dall'anno 2000, l'Autorità aggiorna, a valere dall'1 gennaio di ogni anno, i corrispettivi di cui agli articoli 7 e 8 della presente deliberazione, secondo i criteri previsti dall'articolo 2, commi 18 e 19, della legge 14 novembre 1995, n. 481. Con separato provvedimento l'Autorità fissa, con cadenza almeno triennale, l'obiettivo

di variazione del tasso annuale di produttività ed ogni altro parametro necessario.

14.2 I pedaggi di cui all'articolo 9 della presente deliberazione sono aggiornati dall'Autorità con cadenza triennale. Ai contratti di vettoriamento in corso, e fino alla loro scadenza o rinnovo, non si applicano gli aggiornamenti dei pedaggi.

14.3 L'aggiornamento delle componenti inglobate nella parte A della tariffa elettrica, ai sensi della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 come successivamente modificata ed integrata, si applica, per pari valore, alle maggiorazioni di cui all'articolo 13 della presente deliberazione.

Articolo 15 Vettoriamenti internazionali

15.1 Nei casi di vettoriamento di cui al comma 2.1, lettera c), la disciplina prevista dalla presente deliberazione si applica, con le modalità previste dal presente articolo, limitatamente alla parte del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata che interessa le reti elettriche nazionali.

15.2 Nei casi di vettoriamento internazionale per i quali il punto di consegna o il punto di riconsegna sia localizzato sul territorio nazionale, la parte del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata che interessa le reti nazionali si assume di distanza pari a quella, misurata in linea d'aria, tra, rispettivamente, il punto di consegna o il punto di riconsegna e il più vicino punto del rilevante confine dello Stato italiano. Per la determinazione del corrispettivo di potenza e del corrispettivo per l'uso del sistema applicabili, si applica quanto disposto rispettivamente dal comma 7.6 e dall'articolo 8 della presente deliberazione, facendo riferimento unicamente al punto di consegna o al punto di riconsegna localizzato sul territorio nazionale. Per i pedaggi in energia a copertura delle perdite si applica lo stesso criterio previsto per i corrispettivi di potenza dal comma 7.6. La eventuale parte del pedaggio in energia relativa al coefficiente s di cui al comma 9.3 è afferente al punto di riconsegna.

15.3 Nei casi di vettoriamento internazionale che interessino reti nazionali, per i quali né il punto di consegna né il punto di riconsegna sia localizzato sul territorio nazionale, si applica un pedaggio in energia a copertura delle perdite pari a quello previsto dal comma 9.2, lettera c), riferito ad una distanza pari a quella minima, misurata in linea d'aria, tra i rilevanti confini dello Stato italiano, nonché alla relativa localizzazione del punto del confine dello Stato italiano in cui avviene la consegna dell'energia elettrica alla rete di trasmissione nazionale.

15.4 Nei casi di vettoriamento tra porzioni non contigue, ma interconnesse, del territorio nazionale, limitatamente alla parte del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata che interessa le reti elettriche situate sul territorio nazionale, si applicano il corrispettivo di potenza, il corrispettivo per l'uso del sistema ed i pedaggi in energia a copertura delle perdite in misura ridotta in proporzione alla quota parte del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata situata sul territorio nazionale.

Articolo 16 Disposizioni transitorie e finali

16.1 Fino all'entrata in operatività del soggetto gestore della rete di trasmissione di cui all'articolo 36, lettera b), della legge 24 aprile 1998, n. 128, l'Enel Spa, quale soggetto concessionario delle attività per l'esercizio del pubblico servizio di fornitura dell'energia elettrica nel territorio nazionale, ai sensi del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 dicembre 1995, assume i diritti, gli obblighi e le connesse responsabilità che, per effetto della presente deliberazione, sono attribuiti al gestore della rete di trasmissione nazionale.

16.2 La presente deliberazione, con riferimento ai rapporti di vettoriamento e scambio in essere alla sua data di entrata in vigore, si applica a decorrere dall'1 gennaio 2000.

16.3 La presente deliberazione entra in vigore alla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, ad eccezione delle disposizioni contenute nell'articolo 13 della presente deliberazione, la cui data di entrata in vigore sarà definita con successivo provvedimento.

Tabella 1 – Componenti di percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata, come definite al comma 6.3

TENSIONE DI CONSEGNA	Tensione di riconsegna			
	BT	MT	AT	AAT
BT	Da a) a i)	Da a) a g)	Da a) a e)	Da a) a e)
MT	Da c) a i)	Da c) a g)	Da c) a e)	Da c) a e)
AT	Da e) a i)	Da e) a g)	e)	e)
AAT	Da e) a i)	Da e) a g)	e)	e)

Tabella 2 – Corrispettivi di potenza per il vettoriamento sulle linee di altissima e alta tensione

Valori in lire/kWh

	Fasce orarie			
	F1	F2	F3	F4
Corrispettivi	15.3	10.3	7.2	3.9

Tabella 3 – Corrispettivi di potenza per il vettoriamento sulle linee di media e bassa tensione per km di distanza

Valori in lire/kWh

BASSA TENSIONE	45.6
MEDIA TENSIONE	0,7

Il corrispettivo massimo per il vettoriamento su reti di bassa tensione è quindi pari a 45.6 lire/kW/ora

Il corrispettivo massimo per il vettoriamento su reti di media tensione è quindi pari a 14,0 lire/kW/ora

Tabella 4 – Corrispettivi di potenza per le trasformazioni di tensione

Valori in lire/kWh

DA ALTA/ALTISSIMA A MEDIA TENSIONE O VICEVERSA	2,4
DA MEDIA A BASSA TENSIONE O VICEVERSA	8,7

Tabella 5 – Corrispettivi per l'uso del sistema

Servizi dinamici (lire/kW potenza nominale/anno)	2.500
Regolazione di tensione (lire/kW impegnato/ora)	0.30
Dispacciamento (lire/kW impegnato/ora)	0.30
Misura - altissima tensione (lire/anno)	11.471.000
Misura - alta tensione (lire/anno)	11.471.000
Misura - media tensione (lire/anno)	1.176.000
Misura - bassa tensione (lire/anno)	151.000
Riserva di potenza (lire/kW/anno)	12.400

Tabella 6 – Coefficienti relativi ai pedaggi in energia applicabili al vettoriamento su linee di media e bassa tensione

Linee BT: comma 6.3, lettera a)	1
Linee BT: comma 6.3, lettera i)	0.9254 per km
Linee MT: comma 6.3, lettera c)	1
Linee MT: comma 6.3, lettera g)	0.99873 per km

Tabella 7 – Coefficienti relativi ai pedaggi in energia applicabili alle trasformazioni di tensione

Trasformazione da AAT a AT/MT	0,990
Trasformazione da MT a BT	0,981
Trasformazione da BT a MT	1.000
Trasformazione da MT a AAT-AT	1.000

Tabella 8 – Coefficienti relativi ai pedaggi in energia applicabili al vettoriamento sulle linee di altissima ed alta tensione

LOCALIZZAZIONE DEL PUNTO DI CONSEGNA	
Regione 1 (Nord Ovest): Piemonte, Valle d'Aosta, Liguria	0,952
Regione 2 (Nord): Lombardia, Emilia Romagna	0,980
Regione 3 (Nord Est e Toscana): Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Toscana	0,972
Regione 4 (Centro): Umbria, Marche, Lazio	0,990
Regione 5 (Centro Sud): Abruzzo, Molise, Campania	0,998
Regione 6 (Sud): Puglia, Basilicata, Calabria	0,981
Regione 7 (Isole): Sicilia, Sardegna	0,972

Tabella 9 – Coefficienti relativi ai pedaggi in energia riferiti al fattore di potenza

TENSIONE DI RICONSEGNA	Coefficiente s per centesimo di differenza del fattore di potenza da 0,9
Altissima e alta tensione	0,00027
Media tensione (per km)	0,00003
Bassa tensione (per km)	0,00225

Tabella 10 – Parametri di scambio

FASCIA ORARIA DI CONSEGNA	Fasce orarie di riconsegna			
	F1	F2	F3	F4
F1	0,60	0,64	0,79	1,07
F2	0,56	0,60	0,74	1,00
F3	0,46	0,49	0,60	0,81
F4	0,34	0,36	0,44	0,60

Tabella 11 – Parametri di scambio nel caso di energia elettrica prodotta da impianti di cui al comma 1.1, lettera w)

FASCIA ORARIA DI CONSEGNA	Fasce orarie di riconsegna			
	F1	F2	F3	F4
F1	0,98	1,04	1,29	1,74
F2	0,92	0,98	1,21	1,63
F3	0,74	0,79	0,98	1,32
F4	0,55	0,59	0,73	0,98

Tabella 12 – Parametri di scambio nel caso di energia elettrica prodotta da impianti di cui al comma 1.1, lettere x) e y)

FASCIA ORARIA DI CONSEGNA	Fasce orarie di riconsegna			
	F1	F2	F3	F4
F1	0,70	0,75	0,92	1,24
F2	0,66	0,70	0,87	1,17
F3	0,53	0,57	0,70	0,94
F4	0,39	0,42	0,52	0,70

Tabella 13 – Maggiorazioni dei corrispettivi di vettoriamento

TENSIONE DI RICONSEGNA	Sovrapprezzo A2		Sovrapprezzo A3	
	lire/kW/mese	lire/kWh	lire/kW/mese	lire/kWh
Bassa tensione	1.085	2,0	1.526	2,8
Media tensione	1.085	2,0	1.526	2,8
Alta tensione	1.085	2,0	1.526	2,8

Delibera 25 febbraio 1999, n. 24

AGGIORNAMENTO 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. 48 del 27 febbraio 1999)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 25 febbraio 1999,

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 22 dicembre 1998, n. 161/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 304 del 31 dicembre 1998 (di seguito: deliberazione n. 161/98), così come adeguato dalla deliberazione dell'Autorità 12 febbraio 1999, n. 9/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 43 del 22 febbraio 1999 (di seguito: deliberazione n. 9/99), il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) ha registrato una variazione maggiore del 2%;

Visto il d.P.R. 22 maggio 1963, n. 730;

Visto il d.P.R. 21 agosto 1963, n. 1165;

Visto l'articolo 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448;

Visto il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 15 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996;

Vista la deliberazione dell'Autorità n. 70/97, come modificata ed integrata dall'Autorità con deliberazione 21 ottobre 1997, n. 106/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997, deliberazione 23 dicembre 1997, n. 136/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 301 del 29 dicembre 1997, deliberazione 24 giugno 1998, n. 74/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1998, deliberazione 27 ottobre 1998, n. 132/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1998 e con deliberazione n. 161/98;

Visto in particolare l'articolo 7, comma 7.1, della deliberazione dell'Autorità 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% del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), rispetto al valore preso precedentemente come riferimento";

Visto il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 11 del 15 gennaio 1999;

Considerato che:

- la differenza tra la quota di aliquota introdotta, a titolo di acconto, dalla deliberazione dell'Autorità n. 161/98 pari, in media, a 0,69 L/kWh, e quella risultante dall'adeguamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili per effetto del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, di cui all'articolo 3, comma 3, della deliberazione dell'Autorità n. 9/99, pari, in media, a 0,42 L/kWh, è pari a 0,27 L/kWh;

- il prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, di cui all'Allegato n. 1 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, è determinato sulla base delle quotazioni di alcuni tipi di carbone assunti a riferimento, provenienti da Stati Uniti d'America, Sud Africa, Cina, Polonia, Colombia e Venezuela, riportate dalla pubblicazione Coal Week International;

- uno dei tipi di carbone assunto a riferimento tra quelli provenienti dagli Stati Uniti d'America, e precisamente il tipo "Baltimore (12500 Btu, 1%S, 10% Ash)", non risulta più quotato e, quindi, non viene più riportato dalla sopra richiamata pubblicazione;

Ritenuta l'opportunità di:

- fissare, per le forniture diverse da quelle in bassa tensione per usi domestici, in alta tensione per la produzione di alluminio primario, di cui al decreto Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 15 dicembre 1995, da quelle alle Ferrovie dello Stato, relativamente ai quantitativi di energia per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'articolo 4, comma 2, del d.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, e da quelle di cui all'articolo 2, comma 2.4 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, le aliquote delle componenti tariffarie A2 e A3 riferite alla potenza impegnata e all'energia elettrica fornita, ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione dell'Autorità n. 161/98;

- definire con successive deliberazioni la struttura delle componenti inglobate nella parte A della tariffa relative alle forniture in bassa tensione per usi domestici;

- modificare e integrare la disciplina relativa alla determinazione del prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, di cui all'Allegato n. 1 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, individuando le tipologie di carbone da assumere come riferimento al fine della determinazione in parola;

- specificare le modalità di computo degli indici di mercato relativi al carbone, all'olio combustibile e al gas naturale, in relazione alle modificazioni delle aliquote delle accise sugli oli minerali e delle aliquote dell'imposta sui consumi di carbone, disposte ai sensi dell'articolo 8, comma 5, della legge 23 dicembre 1998, n. 448;

DELIBERA

Articolo 1 Aggiornamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili

Il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, determinato sulla base del prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, definito come nell'Allegato n. 1 della stessa deliberazione, e riferito al periodo ottobre 1998 – gennaio 1999, è fissato pari a 17,573 L/Mcal.

Articolo 2 Aggiornamento della tariffa elettrica

1. Le aliquote delle componenti tariffarie A2 e A3 e della parte B della tariffa elettrica sono fissate come indicato nelle tabelle 1 e 2. Per l'applicazione delle aliquote delle componenti tariffarie A2 e A3 vale quanto previsto dall'articolo 4 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 dicembre 1998, n. 161/98.

2. Il valore medio unitario nazionale della parte B della tariffa è stimato, in via provvisoria, pari a 39,73 L/kWh.

3. Le aliquote della parte B della tariffa includono:

   - una quota pari, in media, a 0,54 L/kWh, al fine della copertura delle aliquote delle accise sui combustibili, stabilite dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999;

   - una quota di conguaglio pari in media, a –0,27 L/kWh.

Articolo 3 Modifica ed integrazione della disciplina relativa alla determinazione del prezzo del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali

1. La disciplina relativa alla determinazione del prezzo del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali viene modificata, mediante individuazione delle tipologie di carbone da assumere come riferimento, e mediante specificazione delle modalità di computo degli indici di mercato relativi al carbone, all'olio combustibile e al gas naturale, in relazione alle modificazioni delle aliquote delle accise disposte ai sensi dell'articolo 8, comma 5, della legge 23 dicembre 1998, n. 448, secondo quanto definito nell'Allegato n. 1 alla presente deliberazione.

2. L'Allegato n. 1 alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97 è sostituito dall'Allegato n. 1 alla presente deliberazione.

Articolo 4 Disposizioni finali

La presente deliberazione viene pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana ed ha effetto a decorrere dall'1 marzo 1999.

Tabella 1 – Componenti inglobate della parte A e parte B della tariffa per tutte le utenze, con esclusione di quelle di cui all'articolo 2, comma 2.4 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97

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	0	19,9	20,2	0	40,1
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	0	19,9	67,4	0	87,3
2) Forniture per usi agricoli	2611	4,8	47,1	2611	51,9
3) Altri usi	2611	4,8	50,6	2611	55,4
MEDIA TENSIONE 4) Tutti gli usi	2611	4,8	34,3	2611	39,1
ALTA TENSIONE 5) Tutti gli usi	2611	4,8	32,9	2611	37,7

Regimi speciali:

Alle forniture in alta tensione per la produzione di alluminio primario, di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 15 dicembre 1995, si applica un'aliquota delle componenti inglobate della parte A della tariffa pari a 7,5 L/kWh ed un aliquota della parte B della tariffa pari a 5,7 L/kWh.

Alle forniture alle Ferrovie dello Stato, relativamente ai quantitativi di energia per usi di trazione, in eccesso ai limiti previsti dall'articolo 4, comma 2, del d.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, si applica un'aliquota delle componenti inglobate della parte A della tariffa pari a 5,3 L/kWh ed un'aliquota della parte B della tariffa pari a 3,2 L/kWh.

Tabella 2 – Componenti tariffarie della parte A

CLASSI DI UTENZA	A2		A3	
	L/kW/mese	L/kWh	L/kW/mese	L/kWh
BASSA TENSIONE 1) Fornitura per usi domestici				
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	0,0	8,3	0,0	11,6
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	0,0	8,3	0,0	11,6
2) Forniture per usi agricoli	1085	2,0	1526	2,8
3) Altri usi	1085	2,0	1526	2,8
MEDIA TENSIONE 4) Tutti gli usi	1085	2,0	1526	2,8
ALTA TENSIONE 5) Tutti gli usi	1085	2,0	1526	2,8

Regimi speciali:

Alle forniture di cui all'art. 2, comma 2.4, lettere a) e c), della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, si applica un'aliquota della componente A3bis pari a 7,0 L/kWh se in bassa tensione, pari a 6,5 L/kWh se in media tensione, pari a 4,8 L/kWh se in alta tensione.

Alle forniture in alta tensione per la produzione di alluminio primario, di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 15 dicembre 1995, si applica un'aliquota della componente A2 pari a 3,3 L/kWh ed un'aliquota della componente A3 pari a 4,2 L/kWh.

Alle forniture alle Ferrovie dello Stato e alla 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, si applica un'aliquota della componente A3bis pari a 2,3 L/kWh.

Alle forniture alle Ferrovie dello Stato, relativamente ai quantitativi di energia per usi di trazione in eccesso ai limiti previsti dall'articolo 4, comma 2, del d.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, si applica un'aliquota della componente A2 pari a 1,6 L/kWh ed un'aliquota della componente A3 pari a 3,7 L/kWh.

Allegato 1

Definizione del parametro di variazione del costo medio della caloria per la produzione termoelettrica

Il prezzo P del paniere di combustibili fossili, espresso in L/Mcal, è determinato, per ogni mese, come media ponderata di tre indici di mercato: indice carbone ($P_{carbone}$), indice olio combustibile (P_{oli}) e indice gas naturale ($P_{gas\ naturale}$).

Il prezzo del paniere è calcolato come segue:

$$P = 0{,}1672 \times P_{carbone} + 0{,}6045 \times P_{oli} + 0{,}2283 \times P_{gas\ naturale}$$

Gli indici $P_{carbone}$, P_{oli} e $P_{gas\ naturale}$, espressi in L/Mcal, rispettivamente per il carbone, l'olio combustibile ed il gas naturale sono definiti come di seguito.

Indice carbone

La formula per il calcolo dell'indice $P_{carbone}$ è la seguente:

$$P_{carbone} = (P_{CIF} + T_{carbone} + A_{carbone})/6{,}3$$

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 L/kg; $T_{carbone}$ è il costo di posizionamento franco centrale per il carbone, assunto pari a 14,3 L/kg; $A_{carbone}$ è l'imposta sui consumi di carbone prevista dall'articolo 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448, espressa il L/kg, soggetta ad aggiornamento annuale fino al 31 dicembre 2004 con decreti del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Comitato interministeriale per la programmazione economica.

Il prezzo P_{CIF} viene calcolato come:

$$P_{CIF} = (P_{FOB} + P_{nolo}) \times E / 1000$$

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:

$$P_{FOB} = 0{,}518 \times P_{FOB}^{USA} + 0{,}292 \times P_{FOB}^{SA} + 0{,}082 \times P_{FOB}^{Col} + 0{,}043 \times P_{FOB}^{Ci} + \\ + 0{,}043 \times P_{FOB}^{Pol} + 0{,}022 \times P_{FOB}^{Ven}$$

dove P_{FOB}^{USA}, P_{FOB}^{SA}, P_{FOB}^{Ci}, P_{FOB}^{Pol}, P_{FOB}^{Col} e P_{FOB}^{Ven} sono i prezzi Fob, espressi in US$/t, per il carbone proveniente rispettivamente da Stati Uniti d'America, Sud Africa, Cina, Polonia, Colombia e Venezuela. In particolare:

- P_{FOB}^{USA} è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali Fob dei seguenti carboni: Usa-Hampton Roads (12500 Btu, 1,0% S, 10% Ash), Usa-Gulf Coast (12500 Btu, 1,0% S, 12% Ash);
- P_{FOB}^{SA} è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali Fob del carbone Sud Africa-Richards Bay (11500 Btu, 1,0% S, 16% Ash);
- P_{FOB}^{Col} è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali Fob del carbone Colombia-Bolivar (11800 Btu, 0,8% S, 8,0% Ash);
- P_{FOB}^{Ci} è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali Fob del carbone Cina-Qinhuangdao (11200 Btu, 0,8% S, 10% Ash);
- P_{FOB}^{Pol} è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali Fob del carbone Polonia-Baltic Ports (12600 Btu, 0,8% S, 8,5% Ash);
- P_{FOB}^{Ven} è la media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali Fob del carbone Venezuela-Maracaibo (12600 Btu, 0,8% S, 7,0% Ash).

Indice olio combustibile

La formula per il calcolo dell'indice P_{oli} è la seguente:

$$P_{oli} = [(0{,}80 \times P_{BTZ} \times K + 0{,}20 \times C_{STZ} \times P_{STZ}) \times E/1000 + T_{oli} + A_{oli}]/9{,}8$$

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 L/US$; T_{oli} è il costo del posizionamento franco centrale per gli oli combustibili, assunto pari a 10,3 L/kg; A_{oli} è il valore dell'accisa sull'olio combustibile e oli minerali greggi impiegati per la produzione di energia elettrica, pari a 28,4 L/kg fino al 15 gennaio 1999 e in base a quanto previsto dall'articolo 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448, soggetta ad aggiornamento annuale fino al 31 dicembre 2004 con decreti del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Cipe.

P_{BTZ} ed P_{STZ} sono quotazioni medie ricavate da Platt's European Marketscan. Il prezzo PBTZ è la quotazione BTZ 1% Fuel Oil Cargoes Cif NWE Basis ARA espressa in US$/t pubblicata sul *Platt's Oilgram Price Report*, nella tabella Product Price Assessment, European Bulk-European Monthly Average Prices ed il prezzo P_{STZ} è la quotazione STZ Cif NewYork Fuel Oil No. 6, 0.3% S, LoPr Cargoes, espressa in US$/barile, pubblicata sul *Platt's Oilgram Price Report*, nella tabella Product Price Assessment, New York/Boston, Average Supplement. CSTZ 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:

$$P_{gas\ naturale} = (0{,}5 \times P_{BTZ} + 0{,}5 \times P_{GREGGI}) \times E/(9{,}8 \times 1.000) + \\ + (T_{gas\ naturale} + A_{gas\ naturale})/8{,}25$$

dove 9,8 è il potere calorifico inferiore assunto come riferimento per l'olio combustibile espresso in Mcal/kg e 8,25 è il potere calorifico inferiore del metano assunto come riferimento per il gas naturale espresso in Mcal/mc; E è il valore del cambio

medio Uic del mese espresso in L/US$; $T_{\text{gas naturale}}$ è il costo del posizionamento franco centrale per il gas naturale, assunto pari a 54 L/mc; $A_{\text{gas naturale}}$ è l'aliquota dell'accisa sui consumi di gas metano per la produzione di energia elettrica prevista dall'articolo 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448, espressa in L/mc, soggetta ad aggiornamento annuale fino al 31 dicembre 2004 con decreti del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Cipe.

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 (Fob break-even price) pubblicate dal *Platt's Oilgram Price Report*, nella tabella 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.

Delibera 25 febbraio 1999, n. 26

ADEGUAMENTO PERIODICO (PER IL BIMESTRE - MARZO - APRILE 1999) DELLE TARIFFE DEI GAS PROVENIENTI DA METANO E DISTRIBUITI A MEZZO RETE URBANA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 23 APRILE 1998, N. 41/98

(Gazzetta Ufficiale n. 48 del 27 febbraio 1999)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 25 febbraio 1999,

Premesso che nel semestre di riferimento si è verificata una variazione dei prezzi del gasolio come definiti dall'art. 1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 23 aprile 1998, n. 41/98 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 2 maggio 1998 (di seguito: deliberazione n. 41/98) inferiore a 11 L/kg;

Visti il decreto legislativo luogotenenziale 19 ottobre 1944, n. 347, il decreto legislativo del Capo provvisorio dello Stato 22 ottobre 1947, n. 283 e il decreto del Presidente della Repubblica 30 marzo 1968, n. 626;

Visto il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1991, n. 25/1991, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 276 del 25 novembre 1991 (di seguito: provvedimento CIP n. 25/1991), come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997 (di seguito: D.M. 13 marzo 1997);

Visto il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16/1993, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1993;

Vista la delibera dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 40/98;

Vista la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1998, n.166/98 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 304 del 31 dicembre 1998;

Considerato che la delibera dell'Autorità 25 febbraio 1999, n. 25/99 ha prorogato sino al 15 marzo il termine entro cui potranno essere presentate dai soggetti interessati osservazioni e proposte in relazione al documento di consultazione recante: "Criteri per l'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nei servizi di fornitura dei gas attraverso reti urbane";

Ritenuto che occorra estendere il periodo di applicazione della disciplina di cui all'art. 1 della deliberazione n. 41/98;

DELIBERA

1. La disciplina di cui all'art. 1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 aprile 1998, n. 41/98 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 2 maggio 1998 trova applicazione fino al 30 aprile 1999.

2. A decorrere dall'1 marzo 1999, l'adeguamento periodico delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana di cui al provvedimento CIP n. 25/1991 come modificato dal DM 13 marzo 1997 e dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 41/98, viene effettuato utilizzando i seguenti indicatori:

   - per il prezzo di riferimento del gasolio, risultante dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera, il valore di 186,80 L/kg;
   - per il prezzo di riferimento del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, il valore di 430,42 L/kg;
   - per la media dei prezzi del gasolio vigenti in ciascun giorno del semestre precedente la revisione, risultanti dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera, il valore di 179,78 L/kg;
   - per la media dei prezzi del gasolio vigenti in ciascun giorno del semestre precedente la revisione, rilevati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, il valore di 430,37 L/kg.

3. Di conseguenza, a decorrere dalla stessa data, le tariffe finali dei gas definiti come sopra per uso riscaldamento individuale con o senza uso promiscuo, e per tutti gli altri usi restano invariate.

4. La presente deliberazione viene pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.

Delibera 11 marzo 1999, n. 30

ADOZIONE DI PROVVEDIMENTO AI SENSI DELL'ARTICOLO 2, COMMA 20, LETTERA d), DELLA LEGGE 14 NOVEMBRE 1995, N. 481, E PER GLI EFFETTI DELL'ARTICOLO 4, COMMA 5, DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 18 FEBBRAIO 1999, N. 13/99, NEI CONFRONTI DI ENEL SPA: CASO CONSORZIO BARDONETTO

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 11 marzo 1999,

Premesso che:

- l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), con delibera 4 novembre 1998, n. 138/98 (di seguito: delibera n. 138/98), ha avviato istruttoria formale sui casi Consorzio Bardonetto e Società consortile C.EN.T.O. verso Enel Spa;
- l'Autorità, con delibera 3 febbraio 1999, n. 7/99, ha modificato la delibera n. 138/98 nella parte in cui fissava il termine di chiusura del procedimento avviato nei confronti dell'Enel Spa relativamente al caso del Consorzio Bardonetto, assegnando alle parti un ulteriore termine per la presentazione di documenti e memorie;

Visti:

- gli articoli 20, 22 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481, ed in particolare l'articolo 2, comma 20, lettere c) e d), della medesima legge;
- la 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;
- la legge 24 aprile 1998, n. 128;
- lo schema di decreto legislativo recante l'attuazione della direttiva 96/92/CE nel testo sottoposto all'approvazione del Consiglio dei ministri nella riunione del 19 febbraio 1999 e diffuso dagli organi di stampa;

Visti:

- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 235 del 6 ottobre 1992;
- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio

1996, concernente l'attribuzione all'Enel Spa .....della concessione delle attività per l'esercizio del pubblico servizio di fornitura dell'energia elettrica nel territorio nazionale;

- il Regolamento, approvato dall'Autorità con delibera 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";
- la delibera dell'Autorità 23 settembre 1998, n. 121/98, recante "Diffida dall'adozione di comportamenti in contrasto con gli obblighi relativi al ritiro delle eccedenze di energia elettrica";
- la deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 1999, n. 13/99, recante "Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell'1 marzo 1999 (di seguito: deliberazione n. 13/99);

Considerato quanto segue:

1. Premessa

Con lettera in data 3 febbraio 1998 il Consorzio Bardonetto, con sede legale in corso Duca degli Abruzzi 14, 1028 Torino, ha segnalato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), chiedendone l'intervento, la controversia insorta con l'Enel Spa, con sede legale in via G. B. Martini 3, 00198 Roma (di seguito: Enel), in relazione al rifiuto opposto da quest'ultima di prestare all'impianto idroelettrico denominato "centrale di Bardonetto", sito nel comune di Locana, frazione Bardonetto (Torino) - di cui il Consorzio Bardonetto avrebbe avuto la disponibilità in forza di contratto d'affitto stipulato con l'Azienda Energetica Municipalizzata Torino Spa, con sede legale in via Bertola 48, 10128 Torino (di seguito: AEM) - i servizi di vettoriamento, scambio e ritiro delle eccedenze dell'energia elettrica prodotta dalla centrale in questione e destinata al consumo dei singoli soci consorziati.

2. I fatti

Con lettera in data 15 dicembre 1997, il Consorzio Bardonetto ha chiesto all'Enel la prestazione dei servizi di vettoriamento, scambio e ritiro delle eccedenze dell'energia prodotta dalla "centrale di Bardonetto" per gli usi delle singole imprese consorziate.

Tale richiesta veniva avanzata ai sensi dell'articolo 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91), in quanto l'energia elettrica prodotta dalla centrale di Bardonetto sarebbe stata consumata dai singoli soci in misura esattamente corrispondente alle loro quote di partecipazione al consorzio (cosiddetta *pro quota*), ritenendo tale fattispecie assimilabile alla produzione per uso proprio e, in quanto tale, rientrante nella disciplina di cui al citato articolo 22.

L'Enel, con nota inviata al Consorzio Bardonetto in data 4 marzo 1998, motivava il proprio rifiuto a fornire i servizi richiesti sostenendo che, anche nell'ipotesi di ripartizione dell'energia elettrica prodotta dalla centrale in misura *pro quota*, fosse necessaria l'autorizzazione ministeriale di cui all'articolo 23 della legge n. 9/91 e che, pertanto, in carenza di tale autorizzazione, non sussistevano i presupposti per la stipula delle convenzioni relative ai servizi richiesti.

Con nota in data 21 marzo 1998, indirizzata per conoscenza anche all'Autorità, il Consorzio Bardonetto chiedeva al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministero dell'industria) di fornire la propria interpretazione sulla natura dell'autorizzazione ministeriale di cui all'articolo 23 della legge n. 9/91

e, in particolare, sulla necessarietà di quest'ultima nel caso di consorzi che organizzano il riparto dei propri consumi in misura pro quota. Tale richiesta non risulta, allo stato, evasa dal Ministero.

3. Risultanze istruttorie

3.1 Attività istruttorie

Ai sensi dell'articolo 2, comma 22, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), gli uffici dell'Autorità hanno richiesto al Consorzio Bardonetto e all'Enel l'invio di documentazione. Sulla base della documentazione trasmessa dalle parti, nonché a seguito di un incontro tecnico tenutosi il 9 giugno 1998 tra funzionari dell'Autorità e rappresentanti dell'Enel, sono stati effettuati gli accertamenti preliminari.

Con delibera 4 novembre 1998, n. 138/98, l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale sul caso in oggetto, assegnando alle parti il termine di 30 (trenta) giorni, decorrenti dalla comunicazione della delibera, per la presentazione di memorie scritte e per la richiesta dell'audizione finale. La comunicazione alle parti della delibera in parola è avvenuta, quanto al Consorzio Bardonetto, a mezzo lettera raccomandata dell'Autorità datata 24 novembre 1998 e pervenuta in data 1 dicembre 1998, quanto all'Enel, a mezzo lettera raccomandata dell'Autorità datata 24 novembre 1998 e pervenuta in data 2 dicembre 1998. L'Enel ha richiesto l'accesso agli atti del procedimento e copia degli stessi; la consegna dei documenti è avvenuta in data 3 dicembre 1998.

L'Enel, con nota inviata all'Autorità in data 13 gennaio 1999 (prot. A/3), anticipata via telefax il medesimo giorno, oltre quindi la scadenza del termine per il deposito di memoria, ha chiesto una proroga dello stesso termine, provvedendo nondimeno alla trasmissione di una memoria a mezzo telefax in data 19 gennaio 1999 (prot. A/6).

Nel corso dell'istruttoria gli uffici dell'Autorità hanno acquisito, in data 29 gennaio 1999, copia di una "Convenzione di affitto e di manutenzione e gestione di centrale idroelettrica" (di seguito: Convenzione di affitto) in essere tra il Consorzio Bardonetto e l'AEM di Torino da cui non si evinceva chiaramente se l'impianto denominato "centrale di Bardonetto" per il quale il Consorzio aveva fatto richiesta dei servizi di rete coincidesse con quello indicato all'articolo 1 della Convenzione di affitto come "centrale idroelettrica di Pont Canavese". Inoltre, dal testo della Convenzione non risultava con certezza la disponibilità, da parte del Consorzio Bardonetto, dell'impianto in relazione al quale erano stati richiesti all'Enel i servizi di vettoriamento, scambio e ritiro delle eccedenze.

L'Autorità ha ritenuto, quindi, opportuno acquisire ulteriori e documentati chiarimenti in ordine all'effettiva disponibilità da parte del Consorzio Bardonetto della "centrale di Bardonetto".

A tal fine, con delibera 3 febbraio 1999, n. 7/99, comunicata in data 11 febbraio 1999, l'Autorità ha prorogato il termine di conclusione del procedimento, assegnando alle parti un ulteriore termine per la presentazione di documenti e memorie.

Il Consorzio Bardonetto, con lettera datata 1 marzo 1999, ha trasmesso all'Autorità copia del "Contratto integrativo della convenzione di affitto e di manutenzione e gestione di centrale idroelettrica" datato 1 marzo 1999, dal quale si evince che la centrale per la quale il Consorzio Bardonetto ha richiesto all'Enel la prestazione dei servizi di vettoriamento, scambio e ritiro delle eccedenze è la medesima di quella oggetto della Convenzione di affitto e che la disponibilità della centrale è subordinata alla stipula da parte del Consorzio Bardonetto delle convenzioni di vettoriamento e di scambio sulla base del riparto *pro quota* dell'energia prodotta dall'impianto.

L'Enel, con lettera datata 2 marzo 1999 (prot. A/19), ha provveduto a trasmettere, all'Autorità, nuovamente e tempestivamente, una memoria scritta sul caso in oggetto.

3.2 Argomentazioni delle parti

Consorzio Bardonetto

Il Consorzio Bardonetto ha contestato il rifiuto opposto dall'Enel alla richiesta di prestazione dei servizi di vettoriamento, scambio e ritiro delle eccedenze dell'energia elettrica prodotta dall'impianto denominato "centrale di Bardonetto" sostenendo che nel caso, come quello di specie, in cui ciascun socio preleva l'energia generata dall'impianto in parola in misura esattamente corrispondente alla quota di partecipazione sociale (cosiddetta *pro quota*) non si abbia "libera circolazione" ma si tratti di mero autoconsumo, per il quale non necessiterebbe l'autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministro dell'industria), di cui all'articolo 23 della legge n. 9/91, in quanto attività libera e, pertanto, ricadente nella disciplina contenuta nell'articolo 22 della stessa legge.

Enel Spa

L'Enel ha motivato il proprio rifiuto a concedere i servizi di vettoriamento, scambio e ritiro delle eccedenze richiesti dal Consorzio Bardonetto sostenendo che l'autorizzazione ministeriale per la libera circolazione dell'energia sia necessaria per tutte le fattispecie di autoproduzione in ambito consortile, indipendentemente dalle specifiche modalità di ripartizione tra le singole imprese consorziate dell'energia autoprodotta. Una tale interpretazione sarebbe suffragata, altresì, dal comportamento silente del Ministero dell'industria, in ordine alla questione prospettata dal Consorzio Bardonetto sulla necessità o meno dell'autorizzazione ex articolo 23 della legge n. 9/91 nel caso di consorzi organizzati in misura *pro quota*.

Infine, l'Enel ha sostenuto l'inapplicabilità della norma contenuta nell'articolo 2, comma 20, lettera d), della legge n. 481/95 per i casi concernenti produttori terzi, in quanto questi non sarebbero assimilabili agli utenti di cui alla norma richiamata.

4. Valutazione giuridica

4.1 Diritto di accesso alla rete

In attuazione delle previsioni contenute nel Piano Energetico Nazionale del 1988, la legge n. 9/91 ha definito il regime giuridico degli impianti di produzione di energia elettrica introducendo, con gli articoli 20 e 22, principi di maggiore liberalizzazione del settore rispetto alla normativa preesistente.

L'articolo 20, comma 1, consente la produzione per uso proprio dell'energia anche al caso di imprese costituite in forma societaria, per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima società controllante, con ammissione di scambi e cessioni tra queste ultime.

L'articolo 22, recante il "Regime giuridico degli impianti di produzione di energia elettrica a mezzo di fonti rinnovabili e assimilate", al primo comma dispone che la produzione da fonti rinnovabili ed assimilate non è soggetta né alla riserva a favore dell'Enel, né ad autorizzazione; al secondo comma prevede l'obbligo in capo ai "soggetti interessati" di comunicare al Ministero dell'industria, all'Enel e all'Ufficio tecnico delle imposte di fabbricazione competente per territorio, l'intenzione di procedere all'installazione di un impianto; al terzo comma prevede che le eccedenze di energia elettrica vengano cedute all'Enel e alle imprese produttrici e distributrici di cui all'articolo 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, modificato dall'arti-

colo 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308; al quarto comma attribuisce al Ministero dell'industria il compito di approvare la convenzione-tipo che regolerà la cessione, lo scambio, la produzione per conto terzi ed il vettoriamento; al quinto comma affida al Comitato interministeriale dei prezzi il compito di determinare i relativi corrispettivi (...).

Dal quadro normativo così definito appare possibile per un *soggetto* che abbia la disponibilità, ovvero che abbia una quota di partecipazione in un impianto di produzione, utilizzare per uso proprio la quota dell'energia elettrica prodotta corrispondente alla quota di partecipazione.

Ciò che rileva, quindi, non è la veste giuridica del "soggetto" (non avendo rilievo, infatti, l'eventuale organizzazione in forma associativa), ma il suo configurarsi quale utilizzatore di un impianto di generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile o assimilata che intende produrre energia e consumarla per il proprio fabbisogno.

L'articolo 23 della legge n. 9/91, nel disciplinare la circolazione dell'energia elettrica prodotta da impianti utilizzanti fonti rinnovabili ed assimilate, prevede che, al di fuori del caso di uso proprio, la libera circolazione all'interno di consorzi e società consortili fra imprese e fra dette imprese, consorzi per le aree e i nuclei di sviluppo industriale di cui al testo unico delle leggi sugli interventi nel Mezzogiorno, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218, aziende speciali degli enti locali e società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti, limitatamente ad esigenze di autoproduzione, ovvero aziende di cui al Regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578, recante "Approvazione del testo unico della legge sull'assunzione diretta dei pubblici servizi da parte dei comuni e delle province", possa avvenire solo previa autorizzazione del Ministro dell'industria, sulla base di criteri di economicità e di valutazione delle esigenze produttive.

4.2 L'applicabilità delle norme

Nella norma in esame la necessarietà dell'autorizzazione discende dal fatto che la libera circolazione, in quanto vero e proprio trasferimento di energia elettrica tra soggetti individuati, costituisce una deroga alla riserva – esistente fino all'entrata in vigore del decreto legislativo recante l'attuazione della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 (di seguito: decreto legislativo di attuazione della direttiva 96/92/CE) - a favore dell'Enel in materia di cessione di energia elettrica a terzi.

Diversamente, nel caso del Consorzio Bardonetto, l'energia elettrica prodotta sarà consumata, secondo quanto risulta dalla documentazione acquisita, solo dai soci del consorzio ed in misura corrispondente alle rispettive quote di partecipazione: il che concreta un caso di *uso proprio* dell'energia e non di *libera circolazione* della stessa. Fattispecie, questa, che non rientra, invero, nell'ipotesi contemplata dall'articolo 23 della legge n. 9/91, ma in quella di cui al precedente articolo 22 che, come è noto, non prevede la necessità dell'autorizzazione ministeriale.

Dall'esame della normativa sopra richiamata emerge, quindi, la illegittimità del rifiuto opposto dall'Enel alla prestazione dei servizi richiesti dal Consorzio Bardonetto.

Peraltro, è nota l'operatività, tra l'Enel e soggetti aventi la medesima natura giuridica del Consorzio richiedente, di convenzioni di vettoriamento e scambio, nelle cui premesse viene riconosciuto che l'impianto, la cui "...energia elettrica prodotta ... è di competenza esclusiva dei soci consorzisti nei limiti delle relative quote comunicate...", rientra nel regime giuridico di cui all'articolo 22 della legge n. 9/91. In tali casi, l'Enel non ha mai ritenuto che l'autorizzazione ministeriale, ex articolo 23 della legge n. 9/91, fosse necessario presupposto per la stipula delle relative convenzioni. Ciò posto, risulta difficilmente comprensibile il fatto che l'Enel, nel caso di specie,

sostenga la tesi opposta arrivando ad attribuire al silenzio del Ministero dell'industria sulla richiesta di parere avanzata dal Consorzio Bardonetto sulla necessarietà o meno dell'autorizzazione per i consorzi *pro quota* l'adesione alla propria tesi.

Il rifiuto dell'Enel di prestare al Consorzio Bardonetto i servizi di rete richiesti è altresì in contrasto con gli obblighi di interesse economico generale di cui all'articolo 5 della Convenzione di concessione 28 dicembre 1995 (Obblighi del servizio universale) dove, espressamente, vengono imposte all'Enel, in quanto soggetto concessionario, le *obbligazioni di interesse economico generale* derivanti dalle disposizioni della legge n. 9/91 in materia di scambio, vettoriamento e cessione nonché l'obbligo di osservare il principio della *parità di trattamento* tra i soggetti richiedenti. Le obbligazioni connesse all'accesso alla rete, ai sensi dell'articolo 3 dello schema di decreto legislativo di attuazione della direttiva 96/92/CE, permarranno in capo all'Enel fino alla costituzione della società per azioni che assumerà la funzione di gestore della rete di trasmissione nazionale.

Con l'entrata in operatività della prevista nuova organizzazione del sistema elettrico viene completamente liberalizzata l'attività di produzione e vendita di energia elettrica e conseguentemente viene attribuito il diritto di accesso alla rete a tutti i soggetti che ne facciano richiesta, nel rispetto delle regole tecniche e delle condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione fissate dall'Autorità; senza che sia necessario alcun atto autorizzativo. Dal che consegue l'implicita abrogazione della norma contenuta nell'articolo 23 della legge n. 9/91.

Il Consorzio Bardonetto risulta, poi, in possesso dei requisiti risultanti dallo schema di decreto legislativo di attuazione della direttiva 96/92/CE per l'esercizio dell'attività di autoproduzione (articolo 2, comma 2) laddove "l'*autoproduttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio... nonché per uso ... degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili* ...". In definitiva, dalla norma appena richiamata è dato desumere che non sia più necessario un atto autorizzativo alla libera circolazione in ambito consortile e che l'energia elettrica prodotta dallo stesso debba provenire da impianti utilizzanti esclusivamente fonti rinnovabili. Il che è ulteriore conferma dell'implicita abrogazione dell'articolo 23 della legge n. 9/91.

4.3 Modalità per l'accesso al servizio di vettoriamento

Per quanto attiene alle modalità di accesso alla rete, la normativa di riferimento è oggi contenuta nella deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 1999, n. 13/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell'1 marzo 1999 (di seguito: deliberazione n. 13/99). Tale deliberazione definisce le condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti e di uso delle stesse relativamente alle destinazioni dell'energia elettrica consentite dalla legge individuando, tra l'altro, le modalità di erogazione del servizio di vettoriamento.

La deliberazione n. 13/99 costituisce, quanto alla materia in questione, il sopravvenuto riferimento normativo dal quale, pertanto, non può prescindersi anche nella valutazione della fattispecie in esame, non potendosi fare a meno, nella vigenza della nuova disciplina di accesso ai servizi di rete, di attribuire alla richiesta avanzata dal Consorzio Bardonetto gli effetti oggi derivanti dalla normativa sopravvenuta.

La richiesta presentata dal Consorzio Bardonetto, infatti, si configura come "pendente" alla data di entrata di entrata in vigore della deliberazione n. 13/99 e, pertanto, in applicazione del principio generale della conservazione degli atti e dei procedimenti, costituisce, con il rifiuto opposto dall'Enel, presupposto per l'intervento dell'Autorità, ai sensi dell'articolo 4, comma 5, della medesima deliberazione, diret-

to eventualmente ad ordinare al soggetto, che in via transitoria è responsabile della gestione della rete di trasmissione nazionale, di *dar seguito alla richiesta di vettoriamento*, una volta verificato che il servizio richiesto sia compatibile con *la salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale*.

La sequenza temporale degli atti del procedimento e l'innestarsi della disciplina sopravvenuta in ordine alle condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti consente di valutare come positivamente assolti gli oneri connessi al principio del contraddittorio. L'Enel, infatti, avrebbe potuto dedurre, nella memoria trasmessa in data 2 marzo 1999, il proprio rifiuto alle richieste del Consorzio Bardonetto anche con riferimento al parametro della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale che solo, secondo la nuova disciplina, avrebbe giustificato il rigetto della richiesta.

5. Conclusioni

Ne consegue, che la richiesta del Consorzio Bardonetto presenta le condizioni previste dal quadro normativo vigente per l'accesso ai servizi di vettoriamento, scambio e ritiro delle eccedenze e risulta compatibile con l'assetto definito dallo schema di decreto legislativo di attuazione della direttiva 96/92/CE.

Le risultanze dell'istruttoria complessivamente svolta non evidenziano, inoltre, elementi in fatto ed in diritto tali da far venire meno gli obblighi previsti dal quadro di riferimento sopra delineato.

Inoltre si può evidenziare come l'intervento dell'Autorità, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d), della legge n. 481/95 e per gli effetti dell'articolo 4, comma 5, della deliberazione n. 13/99, sia in linea con un'interpretazione più volte ribadita dalla stessa Autorità in merito alla identificazione della categoria degli *utenti*: tali dovendosi intendere non già e non solo quelli finali, destinatari del servizio di fornitura di energia elettrica, ma tutti i soggetti che si avvalgono delle attività connesse al servizio elettrico inteso nelle sue varie fasi di filiera.

Pertanto, si ritiene che l'Enel non stia correttamente applicando la normativa sopra richiamata e tenga un comportamento lesivo nei confronti dei diritti del Consorzio Bardonetto;

Ritenuto che tale comportamento potrebbe cagionare un danno economico allo stesso Consorzio Bardonetto qualora l'Enel insistesse nell'opporsi alla richiesta dei servizi di vettoriamento, scambio e ritiro delle eccedenze richiesti;

Ritenuto che il comportamento dell'Enel nei confronti del Consorzio Bardonetto costituisca presupposto per l'adozione di un provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d) della legge n. 481/95 e per gli effetti dell'articolo 4, comma 5, della deliberazione n. 13/99;

Su proposta del prof. Sergio Garribba, nella sua posizione di Relatore designato nell'istruttoria formale di cui alla delibera n. 138/98,

ORDINA

All'Enel Spa, con sede legale in via G. B. Martini 3, Roma, di dar seguito, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d) della legge 14 novembre 1995, n. 481 e per gli effetti dell'articolo 4, comma 5, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elet-

trica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, alle richieste di vettoriamento, scambio e ritiro delle eccedenze dell'energia elettrica prodotta dall'impianto idroelettrico denominato "centrale di Bardonetto", sito in comune di Locana, frazione Bardonetto (Torino) avanzate dal Consorzio Bardonetto, con sede legale in corso Duca degli Abruzzi 14, 1028 Torino, inviando le relative proposte contrattuali.

DELIBERA

Di comunicare il presente provvedimento all'Enel Spa, via G. B. Martini 3, 00198 Roma e al Consorzio Bardonetto, corso Duca degli Abruzzi 14, 10128 Torino, mediante invio di plico raccomandato con ricevuta di ritorno;

Di informare, altresì, l'Enel Spa che la mancata ottemperanza a quanto sopra disposto costituisce presupposto per l'applicazione di sanzioni amministrative ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481;

Di dare mandato al Presidente per le azioni a seguire;

Avverso la presente delibera è ammesso ricorso avanti il Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, entro il termine di 60 (sessanta giorni) dalla data di ricevimento della comunicazione del provvedimento.

Delibera 14 aprile 1999, n.42

DIRETTIVA PER LA TRASPARENZA DEI DOCUMENTI DI FATTURAZIONE DEI CONSUMI DI GAS DISTRIBUITO A MEZZO DI RETE URBANA AI SENSI DELL'ARTICOLO 2, COMMA 12, LETTERE H) ED L), DELLA LEGGE 14 NOVEMBRE 1995, N. 481 (DELIBERAZIONE N. 42/99)

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 14 aprile 1999,

Premesso che:

- l'art. 2, comma 12, lettera h), della legge 14 novembre 1995 n. 481 (di seguito: legge n.481/95) prevede che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) emani direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti, sentiti i soggetti esercenti il servizio e i rappresentanti degli utenti e dei consumatori;

- l'art. 2, comma 12, lettera l) della legge n. 481/95 assegna all'Autorità la funzione di pubblicizzare e diffondere la conoscenza dello svolgimento dei servizi dalla stessa regolati al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi e finali;

Visti:

- il titolo II, art.21 e il titolo VI art. 73 del decreto del Presidente della Repubblica, 26 ottobre 1972, n. 633, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n.292 dell'11 novembre 1972;

- il decreto del Ministro della finanze 16 dicembre 1980, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 349 del 22 dicembre 1980;

- il decreto del Presidente della Repubblica 12 agosto 1982, n.802, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n.302 del 12 agosto 1982;

- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi del 9 dicembre 1988, n. 24/88 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 292 del 14 dicembre 1988;

- l'art. 9 del decreto legislativo 21 dicembre 1990, n. 398;

- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1991, n. 25/1991, 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 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997 e dalla deliberazione dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 41/98 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 2 maggio 1998;

- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16/1993, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 303 del 28 dicembre 1993, come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 184 del 8 agosto 1994 e dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 novembre 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 300 del 23 dicembre 1996;

- l'art. 26 del decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504;

- il capo 1, art. 1, comma 1 della legge 31 dicembre 1996, n.675;

Vista la delibera dell'Autorità 30 maggio 1997, n. 61/97, con cui sono state approvate Disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione di decisioni di competenza dell'Autorità;

Vista la delibera dell'Autorità 9 settembre 1998, n. 116/98 (di seguito: delibera n. 116/98) con cui è stato avviato un procedimento per l'adozione di un provvedimento recante direttive concernenti la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di gas distribuito a mezzo di rete urbana;

Ritenuta l'opportunità di procedere alla definizione di una direttiva sui contenuti e sulla forma dei documenti di fatturazione dei consumi di gas distribuito a mezzo di rete urbana al fine di migliorarne la trasparenza;

DELIBERA

Art. 1 Documento di fatturazione

1.1 I soggetti esercenti il servizio di distribuzione di gas a mezzo di rete urbana (di seguito: soggetti esercenti) sono tenuti ad emettere, per i consumi di gas distribuito a mezzo di rete urbana per usi civili, compresi i consumi per usi industriali ed artigianali fino a 200.000 mc/anno un documento di fatturazione (di seguito: bolletta), conforme ai criteri di trasparenza fissati dalla presente direttiva.

1.2 Le informazioni agli utenti di cui ai titoli II e III della presente direttiva possono essere riportate integralmente o in parte dai soggetti esercenti su fogli diversi da quelli che documentano i consumi, nel rispetto degli obblighi di informazione previsti dai medesimi titoli.

TITOLO I - Trasparenza per la parte relativa ai consumi nella bolletta del gas distribuito a mezzo di rete urbana

Art. 2 Tariffe e codici di utenza

2.1 I soggetti esercenti indicano nella bolletta la codificazione o la denominazione delle tariffe previste dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n.16/93 e sue successive modificazioni e integrazioni attualmente definiti come "T1 - cottura cibi e produzione acqua calda", "T2 - riscaldamento individuale e uso promiscuo", "T3 – altri usi (riscaldamento centralizzato, artigiani e piccole industrie con consumi fino a 100.000 mc/anno)" e "T4 - artigiani e piccole industrie con consumi da 100.000 a 200.000 mc/anno".

2.2 È ammesso l'uso di codici aziendali solo relativamente alle sottocategorie che identificano i diversi utilizzi del gas previsti come "T3 – altri usi", laddove questi siano compatibili con le normative vigenti.

Art. 3 Periodo di riferimento della fatturazione

3.1 La bolletta indica il periodo a cui si riferisce la fatturazione, i termini di scadenza del pagamento, le modalità di rilevazione dei consumi adottate dal soggetto esercente (in particolare: lettura diretta, autolettura da parte dell'utente, acconto su lettura stimata sulla base dei consumi relativi ad un periodo precedente, altra modalità) e la data delle due ultime letture (tanto nel caso in cui siano effettive, quanto nel caso in cui siano state effettuate dall'utente).

3.2 Nel caso in cui il soggetto esercente ricorra ad una fatturazione stimata in base ai consumi storici dell'utente, prevedendo conguagli una o due volte l'anno a seguito di lettura diretta, la bolletta indica il periodo di riferimento e il tipo di rilevazione, mentre le date delle ultime due letture vengono riportate nella bolletta contenente il conguaglio.

Art. 4 Unità di misura

4.1 La fatturazione dei consumi viene effettuata in lire per metro cubo standard (L/mc). Resta invariato quanto previsto dai provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n.16 e 14 novembre 1991, n.25 in tema di definizione e adeguamento delle tariffe per il gas metano.

4.2 Nella parte della bolletta contenente le informazioni di cui al titolo III della presente direttiva sono riportati i fattori di conversione tra unità di misura di volume (in metri cubi standard o mc) e unità di misura di potere calorifico (in milioni di calorie o Mcal) così come definite dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 aprile 1998, n. 41/98 e successive modificazioni ed integrazioni.

Art. 5 Addebito per quota fissa

La quota fissa, ove prevista dai provvedimenti tariffari in vigore, viene espressa in lire qualora si tratti di somma prestabilita ed indipendente dai consumi, ovvero in L/mc qualora la somma sia definita in proporzione ai consumi dell'utente.

Art. 6 Addebiti per imposte

La bolletta riporta separatamente dalla tariffa l'indicazione delle imposte e delle aliquote, distinte per ogni imposta, come previsto dal decreto del Presidente della Repubblica 26 ottobre 1972, n. 633, dal decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504 e dal decreto legislativo 21 dicembre 1990, n. 398.

Art. 7 Separazione della fatturazione dei consumi dalla fatturazione di altri oneri

7.1 I corrispettivi dovuti per causali diverse dalla fatturazione dei consumi, quali gli interventi per la riparazione di guasti, per la verifica dei misuratori, per lo spostamento dei misuratori o altri interventi a richiesta dell'utente, possono essere fatturati nella bolletta distinguendone gli importi da quelli relativi ai consumi. È facoltà dell'utente chiedere una fatturazione separata dei corrispettivi dovuti per i suddetti interventi al momento della richiesta o dell'effettuazione dei lavori. In caso di fatturazione congiunta, i soggetti esercenti segnalano agli utenti la possibilità di provvedere al pagamento degli importi dovuti per causali diverse dalla fatturazione dei consumi in maniera disgiunta, con l'indicazione delle modalità di pagamento.

7.2 Gli importi dovuti per oneri di sollecito, per interessi moratori o penalità, per anticipi sui consumi o per adeguamento dei medesimi anticipi, sono indicati nella bolletta separatamente dai corrispettivi per i consumi. Le voci soggette a imposta sul valore aggiunto sono poste in evidenza.

7.3 Per gli importi dovuti a titolo di interessi moratori o di penalità la bolletta indica il totale, il tasso di interesse ed il periodo di tempo su cui si applica il medesimo tasso.

Art. 8 Situazione dei pagamenti relativi alle bollette precedenti

La bolletta riporta la situazione dei pagamenti delle bollette precedenti, indicando l'eventuale esistenza di bollette che non risultano pagate dall'utente. Sono esclusi dall'osservanza di questo obbligo i soggetti esercenti con periodicità di fatturazione inferiore al bimestre.

Art. 9 Fatturazione in euro

Ai soggetti esercenti si applicano le disposizioni contenute al titolo IV del decreto legislativo 24 giugno 1998, n. 213. I soggetti esercenti che fino al 31 dicembre 2001 decidono di non adottare l'euro come moneta di conto, possono riportare nella bolletta l'importo dei pagamenti da effettuare in euro oltre che in lire.

TITOLO II - Informazioni relative alle modalità di pagamento e alla sospensione della fornitura per gli utenti morosi

Art. 10 Modalità di pagamento

10.1 La bolletta riporta le modalità di pagamento che l'utente è tenuto a seguire. Per quanto riguarda il pagamento presso gli sportelli del soggetto esercente, devono essere indicati sia l'indirizzo, sia gli orari di apertura degli sportelli vicini all'utente.

10.2 La bolletta contiene un recapito a cui l'utente può rivolgersi per ricevere eventuali chiarimenti in merito alla fatturazione.

Art. 11 Effetti del ritardato pagamento

11.1 La bolletta indica il tasso di interesse di mora che viene applicato dal soggetto esercente sul debito in presenza di un pagamento oltre il termine di scadenza. Di norma la bolletta indica il valore totale del tasso di interesse su base annua. In presenza di un tasso di interesse variabile, sono indicate le sue caratteristiche di variabilità.

11.2 Qualora il soggetto esercente, nel caso di pagamento oltre il termine di scadenza, richieda il pagamento di una penalità sul debito, la bolletta specifica l'ammontare della penale e il periodo a cui tale penale si riferisce.

11.3 La bolletta riporta il tempo minimo che intercorre tra la scadenza indicata in bolletta per il pagamento e la possibile interruzione della fornitura all'utente moroso.

Art. 12 Comunicazione dell'avvenuto pagamento

La bolletta in cui sia indicata l'esistenza di situazioni di mancato pagamento di bollette precedenti definisce le modalità di comunicazione da parte dell'utente al soggetto esercente dell'avvenuto pagamento al fine di evitare la sospensione della fornitura, nonché altri effetti della mancata comunicazione.

Art. 13 Distacco per morosità

Qualora siano indicate situazioni di mancato pagamento, la bolletta informa l'utente circa le procedure che il soggetto esercente segue prima di procedere al distacco, e informa altresì l'utente circa il costo delle operazioni di sospensione e di riattivazione della fornitura. L'adempimento di tali obblighi non esime il soggetto esercente dal riportare le medesime informazioni nelle lettere di sollecito inviate all'utente moroso.

TITOLO III - Altre informazioni all'utente

Art. 14 Pronto intervento

14.1 La bolletta riporta uno o più recapiti telefonici per la chiamata dei servizi di pronto intervento, a cui l'utente può rivolgersi in qualsiasi momento. Non sono ammesse note di rinvio ad altri strumenti informativi.

14.2 Il soggetto esercente può riportare nella bolletta le principali norme di sicurezza relative all'utilizzo del gas.

Art. 15 Copertura assicurativa

Qualora sia in vigore una copertura assicurativa a favore dell'utente per rischi derivanti da incidenti o eventi lesivi che abbiano origine negli impianti e negli apparecchi a valle del punto di consegna del gas, la bolletta segnala l'esistenza di tale copertura assicurativa almeno una volta all'anno. Viene altresì riportato nella bolletta un recapito telefonico affinché l'utente possa ottenere informazioni a tale riguardo.

Art. 16 Carta dei servizi

I soggetti esercenti segnalano nella bolletta, almeno una volta all'anno, l'esistenza della Carta dei servizi adottata ai sensi della direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, indicando le modalità con cui l'utente può ottenerne copia e un recapito telefonico a cui rivolgersi per la richiesta di informazioni.

Art. 17 Informazioni su aggiornamenti tariffari e su caratteristiche della fornitura

17.1 La bolletta riporta per esteso la denominazione del codice tariffario, qualora questa non sia riportata nella parte relativa ai consumi, come previsto al titolo I, art. 2, comma 1 della presente direttiva.

17.2 La bolletta riporta nella parte riservata alle informazioni la nota sul rapporto tra volume erogato ed energia fornita espresso in potere calorifico così come previsto all' art. 4 della presente direttiva.

17.3 La bolletta indica eventuali variazioni delle tariffe come stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas successivamente all'emissione dell'ultima bolletta.

TITOLO IV - Disposizioni generali e finali

Art. 18 Disposizioni per i soggetti esercenti multiservizio

18.1 I soggetti esercenti multiservizio che, oltre alla distribuzione di gas a mezzo di rete urbana, forniscono altri servizi, sono tenuti ad adeguare i loro documenti di fatturazione alle norme contenute nella presente direttiva per quanto riguarda la bolletta del gas.

18.2 I soggetti esercenti multiservizio che effettuano la fatturazione congiunta di più servizi, segnalano nella bolletta agli utenti la possibilità di provvedere al pagamento degli importi relativi ai consumi di gas in maniera distinta, con l'indicazione dei tempi e delle modalità da seguire per il pagamento.

Art. 19 Protezione dei dati personali

La bolletta viene formulata e recapitata con modalità che rispondono a quanto previsto in materia di protezione dei dati personali al capo I, art. 1, comma 1 della legge 31 dicembre 1996, n. 675.

Art. 20 Tempi di attuazione

I soggetti esercenti sono tenuti ad adeguare la loro bolletta a quanto stabilito dalla presente direttiva entro un periodo massimo di centottanta (180) giorni dalla pubblicazione della stessa. Per motivate esigenze relative all'adeguamento dei sistemi informativi, i soggetti esercenti possono chiedere all'Autorità una proroga per un periodo comunque non superiore ai novanta (90) giorni. La proroga deve essere richiesta entro centoventi (120) giorni dalla pubblicazione della presente direttiva e si considera rilasciata se l'Autorità non si pronuncia entro trenta (30) giorni dal ricevimento della richiesta.

Art. 21 Pubblicazione

La presente direttiva viene pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana ed entra in vigore dalla data della pubblicazione.

Delibera 22 aprile 1999, n. 52

CRITERI PER L'INDICIZZAZIONE DELLE TARIFFE, PER LA PARTE RELATIVA AL COSTO DELLA MATERIA PRIMA, NEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEI GAS A MEZZO DI RETI URBANE

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 22 aprile 1999,

Premesso che:

- l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato, con delibera 23 aprile 1998, n. 40/98 (di seguito: delibera n. 40/98), procedimento per la formazione del provvedimento in materia di fissazione e aggiornamento, in relazione all'andamento del mercato, delle tariffe del servizio gas così come previsto dall'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);

- l'articolo 1 della deliberazione dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 41/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 2 maggio 1998 per l'adeguamento periodico delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana (di seguito: deliberazione n. 41/98) ha modificato il terzo, quarto e quinto comma del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1991, n. 25/1991, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 275 del 25 novembre 1991;

- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 1999 n. 26/99 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 48 del 27 febbraio 1999 dispone che l'articolo 1 della deliberazione n. 41/98 trova applicazione fino al 30 aprile 1999;

Visti il decreto legislativo luogotenenziale 19 ottobre 1944, n. 347, il decreto legislativo del Capo provvisorio dello Stato 22 ottobre 1947, n. 283 e il decreto del Presidente della Repubblica 30 marzo 1968, n. 626;

Visto:

- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 23 dicembre 1993, n. 16/1993 (di seguito: provvedimento CIP n. 16/1993), pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie Generale, n. 303 del 28 dicembre 1993, come modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 184 dell'8 agosto 1994 e dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 novembre 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 300 del 23 dicembre 1996;

- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 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 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997;

Considerate le informazioni e gli elementi conoscitivi acquisiti nel corso del procedimento per la formazione del provvedimento di cui alla delibera n. 40/98;

Ritenuto che:

- sia necessario introdurre nuovi criteri di indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nel servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane, tali da riflettere l'andamento dei mercati delle materie prime energetiche;

- i criteri, a tal fine individuati nell'ambito del procedimento per la formazione delle tariffe del servizio del gas così come previsto dall'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95, siano coerenti con la metodologia tariffaria stabilita dal provvedimento CIP n. 16/1993 e sue successive modifiche e integrazioni;

DELIBERA:

Articolo 1 Indicizzazione delle tariffe del gas naturale distribuito a mezzo di rete urbana per la parte relativa al costo della materia prima

1.1 Le tariffe del gas naturale distribuito a mezzo di rete urbana sono aggiornate il primo giorno di ciascun bimestre, con inizio dei bimestri l'1 gennaio di ciascun anno, al verificarsi delle condizioni previste nei seguenti commi.

1.2 Prima dell'inizio di ciascun bimestre viene calcolato l'indice dei prezzi di riferimento It composto da:

$$I_t = a \cdot GASOLIO_t / GASOLIO_0 + b \cdot BTZ_t / BTZ_0 + c \cdot GREGGIO_t / GREGGIO_0$$

dove:

a) a è il peso attribuito all'indice del prezzo del gasolio, pari a 0,49;

b) $GASOLIO_t$ è la media, riferita al periodo intercorrente tra il settimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento delle tariffe, delle medie mensili delle quotazioni CIF Med Basis del gasolio 0.2, pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in dollari per tonnellata metrica e trasformate in L/kg considerando la media mensile dei valori del cambio euro / dollaro calcolata dall'Ufficio italiano cambi e applicando la parità lira / euro (1936,27);

c) $GASOLIO_0$ è il valore base di *GASOLIO*, relativo al periodo 24 giugno – 23 dicembre 1998, pari a 186,8 L/kg;

d) *b* è il peso attribuito all'indice del prezzo dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo, pari a 0,38;

e) BTZ_t è la media, riferita al periodo intercorrente tra il settimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento, delle medie mensili delle quotazioni CIF Med Basis dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo, pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in dollari per tonnellata metrica e trasformate in L/kg, considerando la media mensile dei valori del cambio euro / dollaro calcolata dall'Ufficio italiano cambi e applicando la parità lira / euro (1936,27);

f) BTZ_0 è il valore base di BTZ relativo al periodo 24 giugno – 23 dicembre 1998, pari a 126,3 L/kg;

g) *c* è il peso attribuito all'indice del prezzo del greggio, pari a 0,13;

h) $GREGGIO_t$ è la media, riferita al periodo intercorrente tra il settimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento, delle medie mensili delle quotazioni FOB breakeven prices dei greggi Arab Light, Iranian Light, Kirkuk, Kuwait, Murban, Saharan Blend, Zuetina e Brass Blend pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in dollari per barile e trasformate in L/kg sulla base di un coefficiente pari a 7,4 barili per tonnellata metrica, considerando la media mensile dei valori del cambio euro / dollaro calcolata dall'Ufficio italiano cambi e applicando la parità lira / euro (1936,27);

i) $GREGGIO_0$ è il valore base di *GREGGIO* relativo al periodo 24 giugno – 23 dicembre 1998, pari a 162,75 L/kg.

1.3 Nel caso in cui si registrino variazioni dell'indice I_t in aumento o diminuzione, maggiori del 5% rispetto al valore preso precedentemente a riferimento (I_{t-1}), ossia se:

$$\left|\frac{I_t - I_{t-1}}{I_{t-1}}\right| > 0{,}05$$

le tariffe sono aggiornate apportando una variazione ΔT, positiva o negativa, calcolata mediante la seguente formula:

$$\Delta T = q \times PM_0 \times (I_t - I_{t-1}) \times \frac{PCS}{9200} \qquad [L/mc]$$

dove:

a) PM_0 è il valore base del costo medio di acquisto del gas naturale da parte dei soggetti esercenti il servizio di distribuzione, riconosciuto in tariffa, relativo al bimestre gennaio – febbraio 1999, pari a 293,7 L/mc standard per gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento corrispondente a 9200 kcal/mc standard;

b) q è un coefficiente pari a 0,38 che misura la quota di PM_0 sottoposta ad indicizzazione, tenendo conto del gas non contabilizzato;

c) PCS è il potere calorifico superiore misurato in kcal/mc standard. Quando il suo valore effettivo non si discosta di oltre il 5% dal valore di riferimento, pari a 9200 kcal/mc standard, si assume quest'ultimo valore.

Articolo 2 **Indicizzazione delle tariffe dei gas di petrolio liquefatti e di altri gas distribuiti a mezzo di rete urbana per la parte relativa al costo della materia prima**

2.1 Le tariffe dei gas di petrolio liquefatti e di altri gas distribuiti a mezzo di rete urbana sono aggiornate il primo giorno di ciascun bimestre, con inizio dei bimestri l'1 gennaio di ciascun anno, al verificarsi delle condizioni previste nei seguenti commi.

2.2 Con riferimento ai gas di petrolio liquefatti, prima dell'inizio di ciascun bimestre viene calcolato l'indice dei prezzi di riferimento J_t composto da:

$$J_t = \frac{PROPANO_t}{PROPANO_o}$$

dove:

a) $PROPANO_t$ è la media riferita al periodo intercorrente tra il penultimo e l'ultimo mese precedente la data dell'aggiornamento delle quotazioni mensili del propano pubblicate da Platt's LP Gaswire nel paragrafo postings/contracts alle voci FOB N Sea: BPAP, FOB Algeria, FOB S Arabia, espresse in dollari per tonnellata metrica e trasformate in L/kg considerando la media, dal giorno 15 del terzultimo mese al giorno 14 dell'ultimo mese precedente la data dell'aggiornamento delle tariffe, dei valori giornalieri del cambio euro/dollaro rilevati dall'Ufficio italiano cambi, considerando i soli giorni di quotazione del dato, e applicando la parità lira/euro (1936,27);

b) $PROPANO_o$ è il valore base di *PROPANO* relativo al periodo gennaio – febbraio 1999, pari a 227,03 L/kg.

2.3 Nel caso in cui si registrino variazioni dell'indice J_t in aumento o diminuzione, maggiori del 5% rispetto al valore preso precedentemente a riferimento (J_{t-1}), ossia se:

$$\left| \frac{J_t - J_{t-1}}{J_{t-1}} \right| > 0{,}05$$

le tariffe sono aggiornate apportando una variazione ΔT, positiva o negativa, calcolata mediante la seguente formula:

$$\Delta T = q_P \times PROPMC_o \times (J_t - J_{t-1}) \times \frac{PCS_P}{23900} \quad [L/mc]$$

dove:

a) q_P è un coefficiente, pari a 1,036, che misura la quota del gas non contabilizzato;

b) $PROPMC_0$, pari a 452,17 L/mc standard, è il valore di $PROPANO_0$ già indicato alla lettera b) del comma 2.2, convertito in L/mc standard per gas propano commerciale con potere calorifico superiore pari a 12000 kcal/kg (23900 kcal/mc standard);

c) PCS_P è il potere calorifico superiore effettivo del gas distribuito, espresso in kcal/mc standard.

2.4 Ai gas manifatturati, composti in prevalenza da propano, si applica l'indicizzazione prevista dai commi 2.1, 2.2 e 2.3 della presente deliberazione, utilizzando in luogo di PCS_P l'effettivo potere calorifico superiore standard del gas distribuito.

2.5 Ai gas provenienti da processi di raffinazione e ai gas manifatturati composti in prevalenza da gas naturale, si applica l'indicizzazione prevista dall'articolo 1 della presente deliberazione utilizzando in luogo di PCS l'effettivo potere calorifico superiore standard del gas distribuito.

Articolo 3 Pubblicazione degli aggiornamenti tariffari

3.1 Gli esercenti del servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane devono indicare le tariffe aggiornate nei documenti di fatturazione inviati agli utenti, e provvedono a dare adeguata pubblicizzazione degli aggiornamenti tariffari.

3.2 Gli esercenti del servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane sono tenuti a comunicare all'Autorità per l'energia elettrica e il gas una volta l'anno, nel mese di gennaio, le tariffe aggiornate e le variazioni apportate nei dodici mesi precedenti. Essi sono altresì contestualmente tenuti a pubblicare le tariffe in vigore nel Bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma ovvero nel Foglio annunzi legali delle province interessate.

Articolo 4 Disposizioni transitorie e finali

4.1 Gli aggiornamenti tariffari determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai fini dell'applicazione della metodologia tariffaria prevista dal provvedimento CIP 23 dicembre 1993, n. 16/1993 e sue successive modifiche ed integrazioni, sono pubblicati nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.

4.2 A decorrere dalla data di entrata in vigore della presente deliberazione sono abrogate le disposizioni incompatibili con quelle contenute negli articoli precedenti.

4.3 Il presente provvedimento viene pubblicato nella Gazzetta Ufficiale ed ha vigore dall'1 maggio 1999.

Delibera 22 aprile 1999, n.54

AGGIORNAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA 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 22 aprile 1999,

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 25 febbraio 1999, n. 24/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 48 del 27 febbraio 1999 (di seguito: deliberazione n. 24/99), il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) ha registrato una variazione inferiore al 2%;

Premesso che la deliberazione dell'Autorità n. 24/99 ha incluso, nelle aliquote della parte B della tariffa, una quota di conguaglio pari in media a -0,27 L/kWh, derivante dalla differenza tra la quota di aliquota introdotta, a titolo di acconto, dalla deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 1998, n. 161/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 304 del 31 dicembre 1998 (di seguito: deliberazione n. 161/98) pari in media a 0,69 L/kWh, e la quota di aliquota risultante dall'adeguamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili per effetto del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, di cui all'articolo 1 della deliberazione dell'Autorità 12 febbraio 1999, n. 9/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 43 del 22 febbraio 1999, pari in media a 0,42 L/kWh;

Visto il decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;

Visto l'articolo 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448;

Visto il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 11 del 15 gennaio 1998;

Visto il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996;

Vista la 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), come modificata ed integrata dall'Autorità con deliberazione 21 ottobre 1997, n. 106/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997, deliberazione 23 dicembre 1997, n. 136/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 301 del 29 dicembre 1997, deliberazione 24 giugno 1998, n. 74/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1998, deliberazione 27 ottobre 1998, n. 132/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1998, e con deliberazione n. 161/98 e deliberazione n. 24/99, richiamate in premessa;

Visto in particolare l'articolo 7, comma 7.1, della deliberazione dell'Autorità 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% del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), rispetto al valore preso precedentemente come riferimento";

Ritenuto che non si debba aggiornare la parte B della tariffa ai sensi dell'articolo 7, comma 7.1, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, non essendo intervenute variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 2% del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), rispetto al valore preso come riferimento;

Ritenuto altresì che si debba sopprimere la quota di conguaglio introdotta nella parte B della tariffa dall'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità n. 24/99, dovendosi ritenere completato il conguaglio a cui si faceva fronte con tale quota;

DELIBERA

Art. 1 Aggiornamento della parte B della tariffa elettrica

1. Le aliquote della parte B della tariffa elettrica sono fissate come indicato nella tabella 1.

2. Il valore medio unitario nazionale della parte B della tariffa è stimato, in via provvisoria, pari a 40,00 L/kWh.

Art.2 Disposizioni transitorie e finali

La presente deliberazione viene pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana ed ha effetto a decorrere dall'1 maggio 1999.

Tabella 1 – Componenti inglobate della parte A e parte B della tariffa per tutte le utenze, con esclusione di quelle di cui all'articolo 2, comma 2.4 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97

CLASSI DI UTENZA	Componenti inglobate della parte A		Parte B	Importo totale inglobato in tariffa	
	L/kWmese	L/kWh	L/kWh	L/kWmese	L/kWh
BASSA TENSIONE 1) Fornitura per usi domestici					
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	0	19,9	20,2	0	40,1
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	0	19,9	68,0	0	87,9
2) Forniture per usi agricoli	2611	4,8	47,4	2611	52,2
3) Altri usi	2611	4,8	50,9	2611	55,7
MEDIA TENSIONE 4) Tutti gli usi	2611	4,8	34,5	2611	39,3
ALTA TENSIONE 5) Tutti gli usi	2611	4,8	33,1	2611	37,9

Regimi speciali:

Alle forniture in alta tensione per la produzione di alluminio primario, di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, si applica un'aliquota delle componenti inglobate della parte A della tariffa pari a 7,5 L/kWh ed un aliquota della parte B della tariffa pari a 5,7 L/kWh.

Alle forniture alle Ferrovie dello Stato, relativamente ai quantitativi di energia per usi di trazione, in eccesso ai limiti previsti dall'articolo 4, comma 2, del d.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, si applica un'aliquota delle componenti inglobate della parte A della tariffa pari a 5,3 L/kWh ed un'aliquota della parte B della tariffa pari a 3,2 L/kWh.

Roma, 26 maggio 1998

INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO E TARIFFE ELETTRICHE

Memoria per la Commissione Ambiente, Territorio e Lavori Pubblici della Camera dei deputati

Relazione del prof. Pippo Ranci, presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Onorevole Presidente, Onorevoli Deputati,

l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ringrazia la Commissione Ambiente, Territorio e Lavori Pubblici della Camera dei deputati per l'opportunità offerta da questa audizione informale che ci consente di dare il nostro contributo a un tema così delicato come la protezione dalle esposizioni a campi elettromagnetici.

L'Autorità è stata istituita dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, che le assegna il compito di promuovere, nei servizi di pubblica utilità regolati, la concorrenza e l'efficienza, attraverso strumenti di regolamentazione, tra cui si segnalano la regolamentazione delle tariffe e la regolamentazione della qualità del servizio. La legge istitutiva dà mandato all'Autorità di definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, di promuovere la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenendo conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo. Sulla regolamentazione delle tariffe e dei livelli di qualità del servizio elettrico l'Autorità ha presentato le proprie proposte il 12 marzo 1998 presso la Commissione Industria, Commercio e Turismo del Senato della Repubblica; su tali proposte è appena terminato un ampio giro di audizioni dell'Autorità con tutti i soggetti interessati, secondo il metodo di consultazione sui provvedimenti normativi a carattere generale che l'Autorità stessa si è data.

L'Autorità ritiene utile proporre alla Commissione Ambiente alcune riflessioni sui *possibili effetti tariffari delle decisioni che il Parlamento intende prendere in materia di tutela sanitaria dall'esposizione ai campi elettromagnetici*. In particolare, in questa breve relazione sono affrontati gli effetti tariffari delle norme sui campi elettromagnetici a 50 Hertz, frequenza tipica del sistema elettrico. Dal momento che la Commissione ha già effettuato audizioni informali con altri soggetti interessati, sarà soltanto sintetizzata la situazione normativa attuale, per passare poi all'evoluzione della normativa europea e quindi ad affrontare il problema del finanziamento degli interventi di risanamento.

La situazione della normativa italiana

Per le frequenze elettriche, l'esposizione ai campi elettrici e magnetici per l'ambiente esterno ed abitativo è regolata attualmente dalle disposizioni contenute nel decreto del Presidente del Consiglio dei ministri (nel seguito: dPCm) del 23 aprile 1992 e successive modificazioni, che fissa due tipi di limiti.

Da un lato, all'art. 4, individua limiti di intensità per il campo elettrico e per il campo magnetico, in funzione del numero di ore/giorno di esposizione; in "aree o ambienti in cui ci si possa ragionevolmente attendere che individui della popolazione trascor-

rano una parte significativa della giornata", i limiti sono fissati a 5 kV/m (kilovolt al metro) per il campo elettrico e a 100 microtesla per il campo magnetico.

Dall'altro, all'art. 5, 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. I limiti di distanza fissati dall'art. 5, trasposti in termini di emissioni, sono molto più cautelativi, 30-50 volte più severi, rispetto a quelli dell'art. 4.

In esecuzione dell'art. 7 dello stesso dPCm, il principale esercente degli elettrodotti (Enel) ha provveduto a presentare al Ministero dell'ambiente il piano degli investimenti necessari ad ottemperare ai limiti indicati. Per i limiti fissati dall'art. 4 l'investimento previsto è dell'ordine di alcune centinaia di miliardi di lire (ai valori 1993), mentre 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. Per quanto si tratti di una stima che resta da verificare sul piano tecnico, solo per dare un ordine di grandezza, la somma indicata da Enel per gli investimenti di risanamento ai sensi dell'art. 5 assorbirebbe per intero gli investimenti previsti per l'intero servizio elettrico per i prossimi tre o quattro anni.

L'attuazione del dPCm del 1992 ha trovato un forte ostacolo nel costo degli interventi di risanamento. Un successivo dPCm del 28 settembre 1995 ha indicato come priorità per la prima fase di attuazione i limiti indicati dall'art. 4 del decreto. Di fatto, in tal modo è stata sospesa l'applicazione dell'art. 5 del dPCm del 1992 per gli interventi di risanamento, mentre i limiti indicati da tale articolo restano in vigore per gli elettrodotti di nuova costruzione. I progetti presentati dall'Enel per le necessarie autorizzazioni si riferiscono solo al risanamento ai sensi dell'art. 4, mentre non sono previsti allo stato progetti di risanamento per adeguare gli impianti ai limiti fissati dall'art. 5.

L'evoluzione della normativa europea

I limiti indicati all'art. 4 del dPCm del 1992 corrispondono a quelli indicati dalle Linee guida dell'ICNIRP (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection) per gli effetti a breve termine, o effetti acuti. Tali limiti sono stati presi a riferimento anche in altri paesi che hanno emanato norme sull'esposizione ai campi elettromagnetici (Germania, Belgio, Giappone ed alcuni stati degli USA), e costituiscono il riferimento di un progetto di raccomandazione della Commissione europea sui limiti di esposizione del pubblico ai campi elettromagnetici, in corso di definizione presso la Direzione Generale V. L'art. 4 del dPCm del 1992, che fissa a 100 microtesla il livello di riferimento per i campi magnetici secondo le Linee guida dell'ICNIRP per gli effetti acuti, ha quindi anticipato la raccomandazione europea in corso di preparazione.

Per effetto della incertezza sanitaria sugli effetti a lungo termine, nessuna autorità pubblica nazionale o internazionale ha a tutt'oggi ritenuto opportuno intervenire per via normativa stabilendo limiti di esposizione relativi a possibili effetti a lungo termine, su cui peraltro l'ICNIRP non ha finora emanato linee guida. In Svezia, primo paese in cui 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 salu-

te, una raccomandazione sui "principi precauzionali" per le autorità nazionali che possono prendere decisioni. Tale raccomandazione è ispirata al principio di valutare comparativamente il "costo per caso evitato".

Il disegno di legge quadro e le altre proposte di legge in esame

Il disegno di legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici e elettromagnetici presentato dal Governo (d.d.l. A.C. 4816) rimanda alla successiva emanazione di due decreti del Presidente del Consiglio dei ministri (uno per l'ambiente esterno e abitativo, l'altro per gli ambienti di lavoro) la definizione dei "valori massimi di esposizione" ai campi elettromagnetici, "nonché le modalità di ulteriore riduzione della esposizione a predetti campi, da ottenere con l'introduzione di valori di attenzione e di obiettivi di qualità, allo scopo in particolare di assicurare la protezione da possibili effetti a lungo termine". Inoltre, per il solo settore elettrico, è prevista l'emanazione di un terzo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri sui "criteri di elaborazione dei piani di risanamento", nel quale devono essere specificate le priorità di intervento e i tempi di attuazione. Per la definizione di tale ultimo decreto attuativo è previsto che sia acquisito il parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Gli investimenti di risanamento saranno crescenti al crescere della severità dei limiti da applicare, in maniera più che proporzionale; l'esplicita menzione di "assicurare in particolare la protezione da possibili effetti a lungo termine", contenuta nel disegno di legge quadro, lascia presupporre che gli investimenti necessari non saranno inferiori alla valutazione che l'Enel fece a suo tempo del costo di attuazione dell'art. 5 del dPCm del 1992, successivamente sospeso proprio a causa della difficoltà di trovare una fonte di finanziamento nel regime tariffario di allora.

Per 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 per l'Autorità la valutazione, anche di larga massima, del costo degli interventi; è però possibile, e doveroso, inquadrare fin da ora il problema del finanziamento degli interventi di risanamento nel nuovo regime tariffario, introdotto con la legge 14 novembre 1995, n. 481.

A questo proposito l'Autorità osserva che, mentre alcune delle proposte di legge in esame non fanno esplicita menzione alla fonte di finanziamento dei piani di risanamento per il settore elettrico, altre invece si riferiscono a situazioni tariffarie ormai superate, come ad esempio i sovrapprezzi per onere termico, inglobati in tariffa dalla deliberazione dell'Autorità n. 70/97.

Il nuovo regime tariffario secondo la legge n. 481/95

L'entrata in vigore della legge 14 novembre 1995, n. 481, ha modificato fortemente il quadro tariffario rispetto alla situazione precedente. In particolare, la legge n. 481/95 prevede che l'Autorità stabilisca le tariffe del servizio elettrico (oltre che quelle del gas) e le aggiorni con il metodo del price-cap, essendo la "tariffa" intesa come prezzo massimo unitario dei servizi al netto delle imposte. La legge impone all'Autorità alcuni obiettivi e un vincolo per la determinazione del regime tariffario; gli obiettivi

da perseguire sono l'efficienza e la qualità del servizio, la sua adeguata diffusione sul territorio nazionale nonché l'armonizzazione degli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse. Il vincolo è che le tariffe relative ai servizi di fornitura, per ciascuna tipologia di utenza, siano identiche per l'intero paese.

All'art. 2, comma 19, lettera b) della legge n. 481/95 si dispone che nel meccanismo di aggiornamento tariffario l'Autorità tenga conto anche di "*costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale*". Tale disposizione si intende riferita agli "extracosti" generati da nuove normative, cioè alla differenza tra il costo complessivo e il costo che l'esercente avrebbe sopportato anche in assenza della nuova normativa.

Anche in mancanza, nel disegno di legge governativo, di un riferimento diretto alla legge n. 481/95, l'emanazione di una nuova legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico e il relativo dPCm che definirà i livelli di esposizione potrebbero essere configurati come mutamenti del quadro normativo ai sensi dell'art. 2, comma 19, lettera b) della stessa legge n. 481/95. In tal caso potrebbe essere invocato il riconoscimento in tariffa, e quindi il trasferimento agli utenti del servizio elettrico, dei costi sostenuti per gli interventi di risanamento compiuti dagli esercenti.

Il riconoscimento dei costi per il risanamento

In una nota preliminare alla Presidenza del Consiglio dei ministri in sede di predisposizione del disegno di legge, l'Autorità ha osservato che il riconoscimento dei costi sostenuti dagli esercenti nell'interesse generale non può dare automaticamente luogo a trasferimento integrale di tali costi in tariffa. Non pare quindi opportuno dare fondamento ad aspettative di rimborso integrale dei costi sostenuti, perché ciò è soggetto a tre condizioni che sono brevemente descritte nel seguito.

In primo luogo, è necessario chiarire a quale soglia di protezione devono essere riferiti i costi riconoscibili degli interventi di risanamento: a questo scopo è *necessario distinguere tra livelli di riferimento, valori di attenzione e obiettivi di qualità*, come indicato dalla terminologia definita dall'art. 3 del disegno di legge quadro presentato dal Governo (e comune ad altre proposte di legge abbinate). Potrebbero essere riconosciuti solo i costi sostenuti per interventi di risanamento mirati a rispettare i valori massimi di esposizione (o livelli di riferimento) definiti dal previsto dPCm attuativo; non potrebbe invece essere invocato come automatico il riconoscimento tariffario dei costi sostenibili per livelli di protezione ulteriori rispetto ai valori massimi di esposizione.

In secondo luogo, è necessario effettuare opportune verifiche dei costi dichiarati dagli esercenti; gli "extracosti" di risanamento dovrebbero essere determinati *al netto degli investimenti di rinnovo ordinario delle linee e delle stazioni di trasformazione*, dato che gli investimenti corrispondenti a tale rinnovo ordinario saranno già riconosciuti nella tariffa base che l'Autorità si appresta a definire nei prossimi mesi.

In terzo luogo, il meccanismo tariffario del price-cap introdotto dalla legge n. 481/95 segna una discontinuità con i meccanismi di aggiornamento tariffario precedenti,

perché è un meccanismo di determinazione ex-ante delle tariffe, con effetti incentivanti di comportamenti efficienti da parte delle imprese; anche il meccanismo di riconoscimento degli extracosti generati dalla nuova normativa dovrà avere caratteristiche incentivanti dell'efficienza, non potendosi in nessun modo configurare un rimborso a pie' di lista delle spese sostenute, dal momento che si tratterebbe di meccanismo ex-post che non incentiva comportamenti efficienti e quindi contrario alla legge n. 481/95. L'effetto incentivante potrebbe essere per esempio ottenuto attraverso il riconoscimento di costi standard per gli interventi di risanamento, da applicare almeno a tutti gli interventi riconducibili a moduli tecnici tipizzati.

L'analisi economica degli effetti della decisione pubblica sui costi e le tariffe

La decisione sui livelli massimi di esposizione ai campi elettromagnetici è una decisione di tutela della sanità pubblica che non riguarda l'Autorità se non per le modalità con cui si darà corso al finanziamento degli interventi di risanamento. Nel quadro sopra delineato, l'Autorità ritiene opportuno segnalare al Parlamento alcuni aspetti metodologici rilevanti nella determinazione dei livelli massimi di esposizione.

Innanzitutto, l'Autorità segnala gli effetti distorsivi della concorrenza che insorgerebbero se la decisione italiana fosse sensibilmente più severa dei limiti indicati dal progetto di raccomandazione europea. Il servizio elettrico sarà soggetto a una profonda riorganizzazione a seguito del recepimento della direttiva europea 96/92/CE secondo i criteri previsti dall'art. 36 della legge 24 aprile 1998, n.128 (legge comunitaria 1995-97). E' evidente che, qualora i costi della rete italiana di trasmissione dell'energia elettrica fossero gravati da "oneri di sistema" di carattere nazionale, più alti di quelli gravanti sugli altri paesi europei che si limitassero ad osservare i limiti previsti dal progetto di raccomandazione della Commissione europea in materia di campi elettromagnetici, questo comporterebbe un aggravio nei costi di fornitura dell'energia elettrica, con effetti negativi per la competitività del paese. E' opportuno che il Parlamento valuti attentamente tali effetti sul sistema produttivo nazionale, tenendo conto che gli eventuali svantaggi verranno compiutamente alla luce solo in tempi successivi all'emanazione della legge, vale a dire quando i valori massimi di esposizione saranno definiti per via amministrativa.

Qualora il Parlamento si orienti comunque verso limiti più severi di quelli contenuti nel progetto di raccomandazione della Commissione europea, l'Autorità ritiene opportuno che il processo di determinazione di tali limiti di esposizione sia soggetto, oltre che a un'accurata valutazione degli effetti sanitari da parte dei competenti organismi, anche a una valutazione preventiva dei relativi costi di risanamento.

A tale scopo non sembra opportuna la distinzione tra l'iter procedimentale di formazione del decreto attuativo recante i valori massimi di esposizione e l'iter di formazione del decreto sui criteri di elaborazione dei piani di risanamento (art. 4 comma 1, rispettivamente lett. a) e lett. d), del d.d.l. A.C. 4816). E' infatti necessario che nella definizione dei livelli di protezione vengano accertati ex-ante i costi presunti, e che sia evitata una definizione dei criteri di copertura finanziaria in tempi e sedi diverse rispetto alla decisione di carattere tecnico-sanitario.

Tale esigenza trova la sua origine nella natura stessa delle tariffe del servizio elettrico, che corrispondono a prestazioni patrimoniali imposte. Vale quindi il principio

fondamentale in materia di finanza pubblica, secondo cui il controllo sulle implicazioni di spesa dei provvedimenti generali deve essere preventivo, o comunque contestuale, e non successivo, alla decisione pubblica.

In conclusione, l'Autorità assicura al Parlamento la disponibilità a fornire il proprio apporto in tema di verifica dei risultati delle analisi tecnico-economiche che si renderanno necessarie, anche in riferimento al Piano Sanitario Nazionale 1998-2000, recentemente presentato dal Governo, che auspica l'intensificazione della ricerca scientifica, soprattutto sugli effetti a lungo termine dell'esposizione della popolazione ai campi elettromagnetici.

Queste sono alcune riflessioni che l'Autorità propone all'attenzione della Commissione Ambiente, Territorio e Lavori Pubblici della Camera dei deputati. Con gli altri componenti dell'Autorità qui presenti, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba, sarò ben lieto di rispondere a osservazioni e richieste di chiarimento.

Delibera 21 ottobre 1998, n.127

OSSERVAZIONI E PROPOSTE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ATTUAZIONE 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

1. Premessa

Con il presente documento l'Autorità per l'energia elettrica e il gas indica le finalità considerate prioritarie nella riorganizzazione del settore dell'energia elettrica e propone le soluzioni da introdurre sia attraverso i decreti legislativi di attuazione della delega contenuta nella legge 24 aprile 1998, n. 128 (di seguito: legge n. 128/98) recante Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee (Legge comunitaria 1995-1997), sia attraverso le azioni delle amministrazioni dello Stato dirette alla riorganizzazione del settore.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481, recante Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità (di seguito: legge n. 481/95), ritiene che l'attuazione della direttiva europea 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: direttiva europea 96/92/CE) debba essere occasione per la liberalizzazione del settore dell'energia elettrica in tempi ravvicinati e certi, con l'obiettivo di stimolarne l'efficienza e la modernizzazione, nel rispetto dei diritti del consumatore e della tutela ambientale. Deve essere colta l'opportunità, offerta dalla liberalizzazione, di un aumento degli investimenti e di una riduzione dei costi del servizio che forniscano un contributo alla crescita economica.

La liberalizzazione del settore elettrico prevista dalla direttiva europea 96/92/CE richiede decisioni che, nella prospettiva di integrazione europea dei mercati nazionali, aumentino la competitività del sistema elettrico nazionale e assicurino un quadro di regole tali da garantire l'universalità, la qualità e la sicurezza del servizio. Nel contesto liberalizzato, le funzioni di indirizzo e programmazione rimangono affidate al Parlamento, al Governo e alle amministrazioni centrali e locali, anche per quanto riguarda la salvaguardia della sicurezza del sistema energetico e la politica di approvvigionamento delle fonti energetiche primarie.

Il Governo è impegnato a ridefinire "...tutti gli aspetti rilevanti del sistema elettrico nazionale nel rispetto dei.... principi e criteri direttivi" stabiliti dall'articolo 36 della legge n. 128/98. Questo impegno di ridefinizione integra la riforma dell'intervento pubblico nel settore elettrico con il passaggio dalla gestione alla regolazione in conformità al disposto della legge n. 481/95 che istituisce l'Autorità. Attraverso un rafforzamento delle funzioni di regolazione vengono tutelati l'accessibilità dei mercati, la trasparenza delle transazioni e ogni altro aspetto di interesse pubblico. Ai sensi della legge n. 481/95 la regolazione assume i compiti che erano della gestione pubblica e ne assicura l'esecuzione per una via trasparente e certa, in quanto la tutela degli interessi di utenti e consumatori viene collocata in norme, esterne all'impresa, che il regolatore è incaricato di definire e far rispettare.

L'articolo 36 della legge n. 128/98 definendo l'oggetto della delega al Governo, ed i relativi principi e criteri direttivi, non prevede modifiche dell'ordinamento amministrativo stabilito dalla legge n. 481/95; pertanto gli interventi regolatori necessari a creare le condizioni del nuovo assetto del settore elettrico dovranno essere ricondotti alle funzioni e competenze conferite all'Autorità in base alla stessa legge che la istituisce.

Il presente documento indica finalità e propone soluzioni per i seguenti aspetti del settore elettrico che si ritengono di particolare importanza:

- generazione,
- rete di trasmissione,
- ete di distribuzione e attività di vendita,
- mercato dell'energia elettrica,
- definizione di clienti idonei,
- funzioni dell'Acquirente unico,
- interconnessioni con l'estero, importazioni ed esportazioni,
- tutela dell'ambiente,
- obblighi di servizio universale,
- competitività del sistema elettrico nazionale.

Vi sono altri aspetti, pure importanti e meritevoli di riflessione e proposta, tra cui il regime delle concessioni idroelettriche e l'organizzazione dell'autoproduzione, che non sono considerati nel presente documento.

2. Generazione

2.1 Finalità

L'assetto organizzativo e proprietario della fase della generazione di energia elettrica deve essere coerente con gli obiettivi di apertura alla concorrenza e di rapido ammodernamento del parco impianti, favorendo l'abbattimento dei costi di produzione e la diminuzione dell'impatto ambientale. E' necessario che ciascun impianto di generazione di energia elettrica sia quanto più possibile esposto alla concorrenza di:

– altri impianti disponibili per l'immissione di energia elettrica nella rete di trasmissione e distribuzione;

– impianti esistenti e di potenziali nuovi impianti in grado di garantire potenza elettrica attraverso contratti di lungo termine.

2.2 Proposta dell'Autorità

L'Autorità ritiene che l'attività di produzione dell'energia elettrica debba essere libera nel rispetto dei requisiti tecnici per l'allacciamento alla rete, dei vincoli di protezione dell'ambiente e di localizzazione, e delle finalità generali di salvaguardia della sicurezza del sistema di generazione elettrica nazionale.

L'entrata sul mercato di nuovi operatori avverrà soprattutto quando alti prezzi della capacità e dell'energia elettrica segnaleranno situazioni di scarsità. L'Acquirente

unico potrà richiedere, qualora lo reputasse necessario, che vengano indette gare per l'assegnazione di contratti di lungo termine per la capacità di generazione di energia elettrica al fine di adempiere all'obbligo di garantire la fornitura ai clienti vincolati.

Il rinnovo e il risanamento del parco impianti produrranno effetti positivi in termini sia di uso efficiente delle risorse nella fase della generazione, sia di riduzione delle emissioni di agenti inquinanti, sia di creazione di nuovo impiego, con efficacia correlata alla velocità della liberalizzazione.

Un basso grado di concentrazione della proprietà degli impianti di generazione costituisce condizione per lo sviluppo della concorrenza nella generazione di energia elettrica. Per questo motivo l'Autorità propone che la quota massima della generazione di energia elettrica controllata direttamente o indirettamente da uno stesso soggetto, ivi incluse le importazioni con garanzia di potenza (calcolata in termini di potenza elettrica efficiente netta degli impianti e di potenza garantita nel caso delle importazioni), sia fissata al 50% entro la fine del 2001 e al 30%, entro i tre anni successivi.

L'Autorità ritiene che, nel processo di riorganizzazione della fase della generazione necessario per rispettare le suddette quote massime, debba promuoversi la presenza di più operatori dotati di tipologie di impianti sufficientemente differenziate, affinché si possa sviluppare concorrenza tra soggetti generatori a fronte di tutte le possibili configurazioni della domanda di energia elettrica. In caso contrario, non verrebbe impedita la concentrazione in capo a uno o a pochi soggetti della proprietà degli impianti che, a motivo della loro tecnologia o del combustibile impiegato, determinano più frequentemente il prezzo di mercato.

Appare opportuno che venga previsto e reso noto un piano di dismissioni degli impianti di generazione di energia elettrica dell'Enel. Le dismissioni dovranno a loro volta avvenire attraverso procedure trasparenti in modo da assicurare pari opportunità alle imprese, nazionali ed estere, interessate all'acquisto degli impianti. Potranno inoltre essere concluse intese produttive (come, ad esempio, "joint ventures") che facilitino l'ingresso e l'integrazione dell'industria nazionale nel mercato europeo e internazionale.

Gli interventi sopra delineati potranno impedire o limitare l'adempimento di impegni e garanzie di gestione in passato assunti dai soggetti produttori di energia elettrica sulla base di specifiche disposizioni normative. Gli oneri non recuperabili derivanti da tali impegni e garanzie (anche "stranded costs"), da valutarsi sulla base dell'effettivo grado di liberalizzazione della fase di generazione, dovranno trovare adeguato riconoscimento.

3. Rete di trasmissione

3.1 Finalità

Condizioni essenziali per lo sviluppo della concorrenza nella generazione e nella vendita di energia elettrica sono:

- le garanzie di accesso alla rete di trasmissione e di uso a condizioni non discriminatorie per tutti i soggetti economici interessati (generatori, Acquirente unico, rivenditori grossisti e clienti idonei);

– la manutenzione e lo sviluppo della rete di trasmissione adeguati alle esigenze di copertura della domanda, da gestire con criteri di efficienza economica, per garantire un livello il più possibile uniforme di sicurezza e qualità del servizio, e di tutela dell'ambiente su tutto il territorio nazionale.

Queste condizioni sono conformi a quanto previsto dall'articolo 36, lettera b), della legge n. 128/98 con cui si stabilisce che "il gestore della rete di trasmissione sia anche il dispacciatore, garantendo sia la funzione pubblicistica, sia la neutralità di tale servizio, al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori".

Di conseguenza il dispacciamento degli impianti di generazione e delle linee, la manutenzione e lo sviluppo della rete di trasmissione dovranno essere affidati ad un soggetto che abbia caratteristiche di indipendenza, di efficienza e di imprenditorialità e che presti il servizio all'intero sistema.

3.2 Proposta dell'Autorità

Gli elementi qualificanti dell'assetto della trasmissione dell'energia elettrica sono:

– la definizione della rete nazionale di trasmissione, con l'identificazione delle infrastrutture che hanno rilevanza strategica nello sviluppo del mercato europeo dell'energia elettrica e che pertanto devono essere soggette a specifiche soluzioni organizzative;

– l'identificazione dei soggetti a cui attribuire la proprietà, la gestione, la manutenzione e lo sviluppo della rete nazionale di trasmissione.

La rete nazionale di trasmissione comprende le reti interconnesse sia ad altissima tensione sia ad alta tensione (o reti di sub-trasmissione), con le deroghe stabilite ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera f), della legge n. 481/95, nonché i dispositivi di interconnessione, le installazioni del dispacciamento nazionale e dei ripartitori, i beni ed i diritti connessi.

La rete nazionale di trasmissione, così definita, comporta:

– la semplificazione delle procedure per l'accesso alle infrastrutture di trasporto dell'energia elettrica e pewr il loro uso, promuovendo la concorrenza nella generazione e nella vendita, anche in presenza di un operatore dominante nella distribuzione;

– la gestione e il controllo unitari delle reti a cui sono allacciati gli impianti di generazione che parteciperanno al mercato dell'energia, facilitandone il dispacciamento;

– la limitazione delle possibilità di discriminazione nelle condizioni di alimentazione delle reti di distribuzione dell'Enel e delle imprese elettriche degli enti locali;

– la possibilità di introdurre una tariffa per il trasporto dell'energia elettrica che, non essendo correlata alla distanza, contribuisca a ridurre situazioni di squilibrio territoriale (in particolare nel Mezzogiorno);

– l'attribuzione al gestore della rete nazionale di trasmissione della titolarità delle servitù di passaggio connesse al maggior numero di linee e sottostazioni, così da conseguire flessibilità nelle strategie di espansione e potenziamento della rete nel rispetto dei vincoli ambientali.

L'Autorità ritiene che un soggetto responsabile della gestione della rete di trasmissione, che ne sia al contempo anche proprietario, e quindi abbia piena disponibilità delle infrastrutture, offra maggiori garanzie di neutralità, imparzialità, sicurezza e razionalità nell'esercizio, nella manutenzione e nello sviluppo della rete. L'esigenza di mantenere congiunte gestione e proprietà della rete di trasmissione elettrica è resa evidente dalle esperienze positive dei paesi in cui è stata adottata tale soluzione e, per contro, dai problemi generati dalla separazione tra gestione e proprietà negli Stati Uniti d'America. Nel caso americano le riforme del settore elettrico hanno portato alla costituzione di gestori indipendenti del sistema di trasmissione ("independent system operator"), mentre la manutenzione e lo sviluppo delle reti elettriche sono rimasti sotto il controllo dei proprietari delle stesse. L'elevata conflittualità registrata e le diseconomie che ne sono derivate sconsigliano di seguire un siffatto esempio.

L'Autorità propone pertanto che:

– le infrastrutture attualmente di proprietà dell'Enel facenti parte della rete nazionale di trasmissione siano trasferite ad una società di nuova costituzione (nel seguito denominata convenzionalmente: Rete elettrica nazionale di trasmissione, o Rent), a cui siano affidati i compiti di gestione, manutenzione e sviluppo di tali infrastrutture. Il trasferimento potrebbe essere realizzato con riflessi patrimoniali non negativi per l'Enel, attribuendo alla nuova società, insieme alla proprietà della rete di trasmissione, anche una parte significativa dell'indebitamento;

– l'assetto del controllo della Rent sia tale da garantirne la neutralità della gestione rispetto agli interessi degli operatori, prevedendo eventualmente il mantenimento in mano pubblica della maggioranza del capitale;

– la gestione delle infrastrutture facenti parti della rete nazionale di trasmissione ed attualmente nella titolarità di soggetti diversi dall'Enel sia affidata alla Rent. Questi soggetti potranno rimanere proprietari delle infrastrutture che hanno un'estensione modesta rispetto a quelle dell'Enel; mentre manutenzione e sviluppo di tali infrastrutture avverranno sulla base di convenzioni definite con la stessa Rent;

– alla Rent sia attribuita la responsabilità del dispacciamento degli impianti di generazione, delle linee dell'intera rete nazionale di trasmissione e dei dispositivi di interconnessione con reti estere, oltre alla responsabilità di coordinamento dei servizi ancillari.

I programmi di sviluppo della rete nazionale di trasmissione verranno realizzati nel rispetto degli indirizzi e delle direttive del Parlamento e del Governo, nonché in conformità alle prescrizioni dall'Autorità. L'accesso alla rete di trasmissione e il suo uso saranno regolamentati e l'Autorità fisserà i corrispettivi relativi.

La prestazione dei servizi della Rent ad operatori del settore delle telecomunicazioni dovrà avvenire attraverso forme contrattuali che privilegino l'affidabilità del ser-

vizio elettrico e garantiscano la massima trasparenza, onde evitare che gli utenti del servizio elettrico sussidino implicitamente il servizio delle telecomunicazioni.

4. Rete di distribuzione e attività di vendita

4.1 Finalità

La distribuzione e la vendita di energia elettrica hanno caratteristiche tecniche ed imprenditoriali tra loro molto diverse e devono pertanto essere disciplinate in modo differente.

La distribuzione è un servizio di rete, reso attraverso infrastrutture non appartenenti alla rete nazionale di trasmissione, aventi caratteristiche di monopolio naturale locale che rendono necessario l'intervento regolatorio. La regolazione deve garantire, in particolare, un'organizzazione territoriale della distribuzione funzionale:

- alla manutenzione e allo sviluppo della rete di distribuzione;
- al raggiungimento di dimensioni adeguate per lo sfruttamento delle economie di scala;
- al rispetto dell'obbligo di fornire tutti i clienti sul territorio nazionale;
- alla tutela di interessi di utenti e consumatori e al miglioramento della qualità del servizio;
- alla creazione di un sistema di perequazione territoriale dei costi di distribuzione;
- al dispacciamento degli impianti di generazione diffusa (in particolare dei nuovi impianti che utilizzino fonti rinnovabili di energia).

Ne consegue l'opportunità di:

- favorire i conferimenti di piccole reti di distribuzione ad imprese distributrici di maggiori dimensioni;

- promuovere, nelle aree urbane attualmente servite da più imprese distributrici, la convergenza verso un distributore unico, stimolando comunque nel frattempo confronti concorrenziali che portino ad un miglioramento del servizio anche sfruttando possibili economie derivanti dall'erogazione congiunta di diversi servizi;

- agevolare strutture territoriali della distribuzione che facilitino sia forme di concorrenza comparativa, sia la gestione della perequazione territoriale dei costi di distribuzione necessaria per assicurare la tariffa unica nazionale.

L'attività di vendita dell'energia elettrica sarà gradualmente aperta alla concorrenza, anche in relazione alla progressiva crescita del numero dei clienti idonei.

4.2 Proposta dell'Autorità

L'Autorità ritiene che le diversità nelle caratteristiche tecniche e imprenditoriali della distribuzione e della vendita dell'energia elettrica creino condizioni e occasioni per la separazione anche societaria tra le due attività.

L'Autorità propone che:

- l'attività di distribuzione sia sottoposta ad un regime regolatorio e affidata in ciascuna zona ad un operatore responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete e dei relativi dispositivi di interconnessione con altre reti;

- sia prevista una pluralità di zone di distribuzione, di dimensione non superiore a quella media delle attuali quattordici direzioni distribuzione dell'Enel, definite secondo le caratteristiche della rete e la morfologia del territorio;

- gli atti di affidamento della distribuzione abbiano durata non superiore a 20 anni e comportino l'obbligo di fornire l'accesso alla rete e l'uso della stessa ai terzi per l'attività di vendita ai clienti idonei localizzati nella zona di riferimento;

- in prospettiva l'attività di distribuzione sia affidata, in ciascuna zona, mediante gara ad una società distinta, che potrà affidare il servizio su porzioni della rete ad altri operatori, mantenendo la responsabilità del servizio universale;

- l'attività di vendita sia gradualmente liberalizzata, con l'attribuzione al venditore della responsabilità della misurazione dell'energia fornita ai clienti idonei sulla base di disposizioni tecniche emanate dal distributore e approvate dall'Autorità;

- nel caso delle aree urbane attualmente servite da più distributori, sia definito un meccanismo per la razionalizzazione dell'attività di distribuzione e per la valorizzazione delle imprese elettriche degli enti locali, come previsto dall'articolo 36, lettera d), della legge n. 128/98. A tale fine, si suggerisce di fare ricorso a procedure di gara per l'affidamento, in ciascuna area urbana, della sola attività di distribuzione ad un unico soggetto. I distributori-venditori già operanti potrebbero conservare il diritto all'accesso e all'uso della rete per servire i propri clienti;

L'accesso alle reti di distribuzione e il loro uso saranno regolamentati dall'Autorità che fisserà i corrispettivi relativi.

5. Mercato dell'energia elettrica

5.1 Finalità

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica deve rendere effettiva la concorrenza nella generazione elettrica, che offre tre ordini di vantaggi:

- gli impianti di generazione che immettono potenza in rete sono selezionati in modo da minimizzare il costo variabile complessivo, che riflette il costo dei combustibili impiegati;

- su un orizzonte di lungo periodo, il parco degli impianti di generazione elettrica si adatta alla domanda, per dimensione e tipologia degli impianti, in modo da minimizzare il costo totale di produzione;

- gli acquirenti dell'elettricità ricevono, attraverso il prezzo, segnali corretti circa il

costo dell'energia elettrica nel confronto con i costi di altri fattori produttivi e di risorse alternative.

Ciò assicura l'uso efficiente delle risorse, sia nella produzione di energia elettrica, sia nel suo uso e, come dimostrato dall'esperienza di altri paesi, garantisce significative riduzioni nel costo dell'energia elettrica per utenti e consumatori.

L'organizzazione del mercato dell'energia elettrica all'ingrosso deve essere trasparente, comprensibile e tale da facilitare l'adattamento degli operatori esistenti e l'entrata di nuovi soggetti. Esso deve essere compatibile con la presenza di un soggetto, l'Acquirente unico, su cui grava la responsabilità della sicurezza della fornitura ai clienti vincolati.

5.2 Proposta dell'Autorità

L'Autorità ritiene che i suddetti vantaggi possano essere più efficacemente conseguiti attraverso l'organizzazione di tre mercati:

- il mercato o la "borsa" dell'energia elettrica, nel quale i soggetti generatori e importatori devono offrire la propria produzione e l'Acquirente unico, i grossisti e i clienti idonei devono approvvigionarsi di energia elettrica all'ingrosso;

- il mercato della capacità di generazione, nel quale viene scambiata la garanzia della disponibilità di capacità di generazione elettrica di origine nazionale o estera;

- il mercato degli strumenti finanziari derivati.

I tre mercati dovranno essere organizzati e avviati a funzionamento in tempi brevi, come appare possibile se si considera l'esperienza di vari paesi. L'organizzazione ed il funzionamento dei tre mercati dovranno essere disciplinati dall'Autorità in quanto amministrazione investita, in base alla legge n. 481/95, della funzione di regolazione orientata alla promozione della concorrenza. La definizione dei requisiti di ammissione al mercato terrà conto delle condizioni di reciprocità nei confronti degli altri Stati membri dell'Unione europea. La gestione dei mercati potrà essere svolta dalla Rent o affidata a società già operanti nella gestione di mercati di strumenti finanziari o di merci.

Nella borsa dell'energia elettrica verranno concentrati tutti gli scambi di energia, ivi comprese le cessioni delle eccedenze e dell'energia elettrica importata. L'obbligo di concentrazione delle transazioni non si applicherà alla cessione di energia elettrica prodotta da impianti di dimensioni inferiori a soglie prefissate.

Nella borsa dell'energia elettrica un meccanismo di asta determinerà per ciascun intervallo di tempo il prezzo dell'elettricità che, per effetto della concorrenza, dovrebbe corrispondere al costo variabile di generazione dell'impianto più costoso tra quelli attivati in quell'intervallo di tempo, che saranno i meno costosi del sistema.

L'obbligo della concentrazione delle transazioni di energia elettrica assicurerà:

- concorrenza tra tutti gli impianti di generazione al fine di immettere energia elettrica nella rete.

- minimo costo di produzione dell'energia elettrica immessa nella rete;
- trasparenza per quanto concerne quantità e prezzi dell'energia elettrica scambiata;

Gli eventuali abusi di posizioni dominanti nella generazione potranno essere evitati attraverso l'imposizione di un contratto finanziario a prezzo regolato, che introduca un vincolo al costo dell'energia elettrica acquistata dall'Acquirente unico per i clienti vincolati, senza interferenze con il meccanismo di formazione del prezzo dell'energia elettrica sul mercato. Al ridursi della quota di mercato del generatore dominante l'intervento della regolamentazione potrà essere gradualmente ridotto senza alterare il meccanismo di funzionamento del mercato dell'energia elettrica.

La transizione verso il nuovo assetto avverrà senza significative modifiche nelle attuali modalità di gestione del parco impianti di generazione elettrica nazionale, dal momento che gli impianti dell'Enel vengono oggi dispacciati secondo un ordine di merito che tiene conto dei costi variabili di produzione dell'energia elettrica.

Il mercato della capacità di generazione permetterà la determinazione della capacità di riserva sulla base della domanda di garanzia di approvvigionamento proveniente dagli acquirenti nella borsa dell'energia elettrica. Nel mercato della capacità i generatori nazionali ed esteri contraggono l'obbligo di rendere disponibile la propria potenza per il dispacciamento e gli acquirenti acquisiscono il diritto a prelevare energia dal sistema con priorità, nel caso in cui si verifichi un eccesso di domanda nella borsa dell'energia elettrica.

Il mercato degli strumenti finanziari derivati consentirà lo scambio di contratti con funzione di copertura dei rischi collegati a fluttuazioni del prezzo che si determina nella borsa dell'energia. Questi strumenti finanziari, come ad esempio i cosiddetti "contratti per differenze", consentono che l'energia sia oggetto di un normale rapporto di compravendita nella borsa dell'energia elettrica, ma che il ricavo del generatore e l'esborso dell'acquirente siano fissati a priori indipendentemente dal prezzo di mercato dell'energia. L'esito che si ottiene con una compravendita nella borsa dell'energia elettrica e con una contestuale copertura finanziaria nel mercato degli strumenti derivati equivale ad un contratto bilaterale diretto a prezzo prefissato, e in più presenta il vantaggio di fornire al sistema elettrico nazionale il beneficio di una borsa attiva, capace di promuovere l'uso efficiente degli impianti e di fornire corretti segnali di prezzo a tutti gli operatori.

In un successivo stadio della liberalizzazione del settore elettrico alcuni elementi del mercato che possono in questa proposta apparire eccessivamente vincolanti, come l'obbligo di concentrazione delle transazioni nella borsa dell'energia elettrica, potrebbero essere rimossi. Al riguardo sono significative le esperienze della Gran Bretagna, degli Stati Uniti d'America, dell'Australia e di altri paesi dove elementi di flessibilità sono in corso di progressiva introduzione in mercati che si sono rapidamente sviluppati perché inizialmente organizzati come borse obbligatorie.

6. Definizione di clienti idonei

6.1 Finalità

I criteri per l'attribuzione della condizione di cliente idoneo determinano il grado di apertura alla concorrenza delle attività di generazione e di vendita di energia elettrica.

L'adozione di un criterio cui corrisponda la dimensione più ampia possibile del mercato è coerente con l'obiettivo di promuovere lo sviluppo della concorrenza nella generazione e nella vendita dell'energia elettrica.

Tuttavia, affinché il mercato possa svilupparsi in modo ordinato e tale da suscitare fiducia negli operatori, è necessaria una gradualità di apertura nella transizione. La gradualità di apertura consente anche una migliore gestione degli impegni e delle garanzie già assunti dai soggetti esercenti il servizio elettrico prima dell'apertura del mercato.

6.2 Proposta dell'Autorità

L'Autorità ritiene che al cliente idoneo vada attribuita la facoltà, ma non l'obbligo, di approvvigionamento sul mercato libero.

L'Autorità propone che le soglie di consumo di energia elettrica che individuano i clienti idonei siano determinate in maniera da rispettare le quote di apertura del mercato elettrico fissate dalla direttiva europea 96/92/CE. Sarà esclusa dal computo l'energia autoprodotta, in quanto l'autoproduzione non genera transazioni di mercato. Le soglie di consumo dovranno invece valere anche per i soggetti giuridici con più punti di prelievo, e per i consorzi o società consortili di imprese una volta risolti i connessi problemi tecnici e organizzativi.

L'articolo 19, comma 1, della direttiva europea 96/92/CE impone che, fin dall'inizio, la quota di apertura del mercato sia pari al 25,4%. Ciò corrisponde nel caso dell'Italia, e in applicazione del criterio sopra individuato, ad una soglia non superiore a 9 GWh/anno. In maniera analoga dovranno essere determinate le soglie di consumo corrispondenti alle quote di apertura del mercato previste dall'articolo 19, comma 2, della direttiva europea 96/92/CE a partire dall'anno 2000 e dall'anno 2003.

I clienti idonei che intendono rinunciare alla fornitura in regime di tariffa dovranno dare un preavviso di sei mesi all'Acquirente unico e al distributore. Lo stesso onere di preavviso dovrà essere imposto ai clienti idonei che, approvvigionandosi sul mercato libero, intendano invece ricorrere alla fornitura attraverso l'Acquirente unico. L'Acquirente unico potrà stabilire un termine di preavviso più lungo, soggetto ad approvazione dell'Autorità e comunque inferiore ai due anni, solo nel caso in cui i contratti di garanzia di potenza di cui dispone fossero insufficienti a soddisfare le nuove richieste.

7. Funzioni dell'Acquirente unico

7.1 Finalità

L'articolo 36, lettera a), della legge n. 128/98 prevede "l'istituzione dell'acquirente unico, al fine di garantire la disponibilità della capacità produttiva necessaria, la gestione dei contratti, la fornitura e la tariffa unica". Queste garanzie si riferiscono alla fornitura dell'energia elettrica ai clienti vincolati e definiscono un ruolo destinato ad esaurirsi quando l'intero mercato elettrico sarà liberalizzato.

7.2 Proposta dell'Autorità

Le funzioni dell'Acquirente unico dovranno essere esercitate da un soggetto costituito in forma di consorzio obbligatorio tra i distributori. Tale consorzio dovrà:

- acquistare energia elettrica nella borsa dell'energia elettrica al fine di soddisfare la domanda dei clienti vincolati;

- stipulare nel mercato della capacità di generazione contratti di lungo termine per garanzia di potenza con generatori nazionali o produttori esteri per assicurare la fornitura ai clienti vincolati anche nei casi di scarsità di capacità di generazione, ricorrendo eventualmente a procedure di gara per la costruzione di nuovi impianti di generazione qualora la capacità produttiva esistente non fosse sufficiente.

Nel fissare le regole di funzionamento dell'Acquirente unico, l'Autorità definirà:

- tipologia dei rapporti contrattuali tra Acquirente unico e distributori consorziati;

- modalità di trasferimento dei costi di acquisto dell'energia elettrica ai distributori consorziati, al fine di assicurare parità di trattamento e di determinare le tariffe.

L'Autorità stabilirà inoltre le regole che l'Acquirente unico dovrà seguire qualora esso debba ricollocare sul mercato potenza ed energia elettrica acquistata in eccedenza.

8. Interconnessioni con l'estero, importazioni ed esportazioni

8.1 Finalità

L'interconnessione della rete di trasmissione nazionale con le reti elettriche degli altri paesi anche non appartenenti all'Unione europea rappresenta un fattore essenziale per lo sviluppo del mercato interno dell'energia elettrica. L'accesso alle infrastrutture di interconnessione e il loro uso, a condizioni paritarie per tutti gli operatori, costituiscono elementi fondamentali per l'integrazione dei mercati nazionali.

8.2 Proposta dell'Autorità

L'Autorità propone che, nel quadro della riorganizzazione del settore elettrico e del riassetto dell'Enel, gli esistenti contratti pluriennali di importazione di energia elettrica con garanzia di potenza siano trasferiti all'Acquirente unico, che utilizzerà la garanzia di potenza in essi prevista per far fronte, almeno in parte, all'obbligo di provvedere alla garanzia di fornitura ai clienti vincolati. L'Acquirente unico è obbligato a far transitare l'energia importata nella borsa dell'energia elettrica. Gli eventuali minori o maggiori costi delle suddette importazioni rispetto al prezzo di mercato dell'energia elettrica rimangono di competenza dell'Acquirente unico, contribuendo a determinare il costo di approvvigionamento dell'energia per la fornitura ai clienti vincolati.

La capacità di interconnessione già disponibile e la capacità di interconnessione ulteriore che si renderà disponibile alla scadenza dei contratti esistenti o a seguito della costruzione di nuove infrastrutture di interconnessione e del potenziamento di infrastrutture esistenti verranno offerte agli operatori interessati ad importare o esportare energia elettrica, sulla base di procedure d'asta attraverso le quali saranno anche fissati i corrispettivi. Le procedure d'asta verranno regolate dall'Autorità e gestite dalla Rent e dovranno applicarsi anche nel caso in cui l'Acquirente unico intendesse procedere al rinnovo dei contratti ad esso assegnati, o ad un aumento della quantità di energia elettrica o di potenza oggetto dei contratti stessi.

La Rent sarà responsabile dello sviluppo dei dispositivi di interconnessione con gli altri paesi, in coerenza con le indicazioni formulate dal Governo e nel rispetto delle direttive emanate dall'Autorità.

9. Tutela dell'ambiente

9. 1 Finalità

L'articolo 36, lettera e), della legge n. 128/98 prevede che si incentivi "attraverso un'adeguata politica di sostegno e di stimolo, l'uso delle energie rinnovabili e il risparmio energetico, anche con l'obiettivo di una riduzione delle emissioni di CO2".

L'esperienza nazionale e di altri paesi industrializzati indica come sia opportuno adottare e sperimentare meccanismi innovativi di contenimento delle emissioni di agenti inquinanti al fine di raggiungere gli obiettivi indicati nel Protocollo di Kyoto e definiti in sede europea, promuovendo l'impiego di fonti rinnovabili nei nuovi impianti di generazione e stimolando programmi e interventi di gestione della domanda ("demand-side management") che:

- siano coerenti con la liberalizzazione del settore dell'energia elettrica e la promozione della concorrenza;

- utilizzino strumenti di mercato per la selezione delle iniziative da promuovere e per la determinazione dell'incentivazione da riconoscere sia nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, a fronte dei maggiori costi di investimento, sia nei programmi e interventi per l'uso razionale ed efficiente dell'energia elettrica;

- stimolino il progresso tecnologico e lo sviluppo di nuove imprenditorialità anche in collaborazione tra più operatori nel quadro nazionale e internazionale.

9.2 Proposta dell'Autorità

La promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili nei nuovi impianti di generazione di energia elettrica dovrà tenere conto degli obiettivi del programma nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra e potrà essere efficacemente perseguita fin da subito attraverso procedure di gara per la costruzione di nuovi impianti di generazione.

Tali procedure di gara:

- potranno specificare la tipologia di impianto o fonte primaria di energia rinnovabile da promuovere, in linea con le indicazioni del Governo e le condizioni di economicità del servizio;

- saranno disciplinate dall'Autorità, in modo da assicurare trasparenza e pari opportunità per tutti gli operatori interessati;

- permetteranno di selezionare, con criteri obiettivi, le iniziative da ammettere ad incentivazione, nonché il livello di tale sostegno.

In tempi più lunghi si potrà fare ricorso anche a sistemi di promozione delle fonti di energia rinnovabili basati su altri meccanismi di mercato quali, ad esempio:

- un sistema di "diritti negoziabili di emissione", che prevede per i generatori di energia elettrica sia l'obbligo di detenere un numero di diritti negoziabili corrispondente alle loro emissioni di agenti inquinanti, sia la facoltà di scambiare questi diritti sul mercato;

- un sistema di "certificati di sostegno alla promozione delle fonti rinnovabili" che prevede sia per i distributori che riforniscono i clienti vincolati, sia per i clienti idonei l'obbligo di detenere una quantità di certificati proporzionale al loro consumo o al consumo dei clienti da loro serviti, acquistando tali "certificati di sostegno" dai generatori che producono nuova energia da fonti rinnovabili.

Questi meccanismi non sono alternativi e potrebbero anche essere utilizzati congiuntamente, e anche in combinazione con altri, come parte di una strategia complessiva di tutela dell'ambiente in campo elettrico.

I programmi di gestione della domanda finalizzati ad un uso più efficiente dell'energia elettrica, implicando anche servizi a valle del contatore, dovranno essere resi compatibili con le norme a tutela della concorrenza anche attraverso la separazione amministrativa tra distribuzione e vendita. Gli interventi che riguardano sia la produzione di energia elettrica che l'uso della stessa dovranno essere parte di una programmazione integrata delle risorse in base a stime di costi e benefici.

10. Obblighi di servizio universale

10.1 Finalità

L'articolo 36, lettera a), della legge n. 128/98 dispone che "la liberalizzazione del mercato avvenga nel quadro di regole che garantiscano lo svolgimento del servizio pubblico [e] l'universalità ... del medesimo". Tali obblighi sono anche previsti dalla legge n. 481/95 che include, tra le finalità della regolazione dei servizi di pubblica utilità, quella di assicurare "la fruibilità e la diffusione del [servizio] in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale" e stabilisce altresì "l'obbligo di prestare il servizio in condizioni di uguaglianza, in modo che tutte le ragionevoli esigenze degli utenti siano soddisfatte". Nel definire gli obblighi si dovrà tener conto dell'esigenza di fronteggiare situazioni di emergenza.

10.2 Proposta dell'Autorità

L'obbligo di servizio universale, nella prospettiva della liberalizzazione del mercato elettrico, ha come effetto non solo la fornitura del servizio elettrico a tutti coloro che lo richiedono, ma anche l'adozione di tariffe identiche per categorie di utenza, il rispetto di livelli generali e specifici di qualità e di condizioni di erogazione del servizio definiti dall'Autorità.

Tra le attività del settore elettrico che sono parte integrante del servizio universale rientrano l'allacciamento dei clienti alla rete, l'accesso e l'uso delle reti di trasmissione e di distribuzione, l'erogazione di energia elettrica ai clienti vincolati e la fornitura di servizi di rete a tutti gli utenti.

In tale contesto l'Autorità nell'esercizio delle proprie funzioni di garanzia e di controllo, intende definire e attuare interventi, contestuali e coerenti con la liberalizzazione del servizio elettrico, comprendenti:

- l'emanazione di direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti, con la definizione di livelli generali di qualità riferiti al complesso delle prestazioni e di livelli specifici di qualità riferiti alla singola prestazione da garantire all'utente;

- verifiche di congruità delle misure adottate dai soggetti esercenti il servizio al fine di assicurare la parità di trattamento tra gli utenti e di garantire la continuità e la qualità del servizio.

L'Autorità, nel riformare l'ordinamento tariffario, renderà trasparenti gli oneri per le imprese elettriche conseguenti agli obblighi di servizio universale, al fine di assicurarne la copertura da parte della totalità dei consumatori, sia idonei che vincolati.

11. Competitività del sistema elettrico nazionale

11.1 Finalità

L'articolo 36, lettera f), della legge n. 128/98 prevede che l'apertura del mercato elettrico debba avvenire in condizioni di reciprocità nei confronti degli altri Stati membri dell'Unione europea, "anche al fine di assicurare la parità competitiva sul mercato europeo delle aziende elettriche italiane e dell'industria dell'indotto".

Lo stesso articolo, alla lettera g), richiede che la liberalizzazione del mercato elettrico nazionale avvenga "nell'ottica dell'integrazione europea dei mercati nazionali dell'energia elettrica" anche con l'obiettivo di facilitare la transizione dell'industria nazionale ai nuovi assetti europei.

11.2 Proposta dell'Autorità

L'Autorità ritiene che siano condizioni essenziali per accrescere la competitività del sistema elettrico nazionale:

- un quadro normativo e istituzionale che offra garanzie di trasparenza, di stabilità e certezza circa i tempi della riorganizzazione e della liberalizzazione del settore elettrico. In questo senso, una rapida, ma ordinata, transizione verso il mercato, con l'introduzione della concorrenza nella fase della generazione e, in prospettiva, in quella della vendita, contribuisce a rafforzare la competitività delle imprese elettriche italiane;

- un sistema di regole che valorizzi le capacità imprenditoriali dei soggetti responsabili per la produzione e l'erogazione del servizio elettrico e faciliti l'ingresso di nuovi operatori.

La promozione dell'efficienza, la flessibilità e l'aderenza ai costi, anche attraverso l'introduzione della separazione contabile e amministrativa nelle varie fasi e prestazioni che costituiscono il servizio, caratterizzeranno il nuovo ordinamento tariffario.

Ulteriori misure di accompagnamento del riordino strutturale del sistema elettrico nazionale necessarie per assicurarne la competitività richiedono l'intervento del Parlamento, del Governo e di altre amministrazioni pubbliche. In particolare appare necessario:

- semplificare e razionalizzare le procedure autorizzative relative all'insediamento degli impianti di generazione o al loro ammodernamento;

- definire standard ambientali uniformi sul territorio nazionale, coerenti con le norme adottate da altri paesi dell'Unione europea;

- organizzare una strategia di incentivazione per la ricerca e lo sviluppo e per l'applicazione dei risultati anche adottando formule di tipo consortile che prevedano la partecipazione di diversi operatori al progetto e alla realizzazione di soluzioni tecnologiche innovative nel lungo termine.

Delibera 11 dicembre 1998, n. 152

OSSERVAZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS AL GOVERNO E AL PARLAMENTO IN MERITO ALL'ARTICOLO 8, COMMI 13 E 14, DEL DISEGNO DI LEGGE A.S. N. 3662 CONCERNENTE MISURE DI FINANZA PUBBLICA PER LA STABILIZZAZIONE E LO SVILUPPO

1. Premessa

1.1 È all'esame del Senato il disegno di legge n. 3662 concernente Misure di finanza pubblica per la stabilizzazione liberalizzazione e lo sviluppo. I commi 13 e 14 dell'articolo 8, avente ad oggetto la tassazione sulle emissioni di anidride carbonica e misure compensative, contengono disposizioni che riguardano la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) e, in particolare, alcune funzioni che la stessa legge attribuisce all'Autorità per l'energia elettrica e il gas e il loro svolgimento.

1.2 L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ritiene necessario formulare alcune osservazioni, in attuazione del mandato in tal senso espressamente attribuitole dall'art. 2, commi 6 e 12, lettera a), della legge n. 481/95, anche sulla base delle indicazioni tratte nell'esercizio delle attività di regolazione e controllo durante il primo biennio di operatività della stessa Autorità, in modo da chiarire i possibili effetti delle nuove disposizioni e da contribuire alla loro rispondenza alle finalità che il legislatore intende perseguire.

2. Articolo 8, comma 13, del disegno di legge n. 3662

2.1. L'articolo 8, comma 13, del disegno di legge n. 3662 dispone che al comma 1 dell'art. 3 della legge n. 481/95 sia aggiunto il seguente periodo "Ai fini della applicazione delle disposizioni della presente legge nel settore del gas naturale sono da considerare servizi le attività di trasporto e distribuzione."

Si definisce pertanto il termine "servizi", per quanto necessario ai fini dell'applicazione della legge n. 481/95 e, con specifico riferimento al settore del gas naturale, mediante indicazione analitica limitata a due sole attività o fasi. Ne deriverebbe l'effetto di modificare in termini riduttivi le funzioni conferite all'Autorità per l'energia elettrica e il gas in base alle disposizioni della legge n. 481/95.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ritiene dunque opportuno che nel comma in oggetto si indichi che costituiscono servizi, ai fini dell'applicazione della legge n. 481/95, per quanto riguarda il settore del gas naturale, tutte le attività che concorrono alla produzione ed erogazione dei servizi di pubblica utilità in tale settore, in modo che la citazione delle attività di trasporto e distribuzione, ed eventualmente delle attività di approvvigionamento e stoccaggio del gas naturale, appaia chiaramente come esemplificativa e non tassativa.

Le considerazioni svolte nei paragrafi seguenti consentono di meglio illustrare tale indicazione.

2.2. Dalla relazione di accompagnamento al disegno di legge della Commissione bilancio della Camera dei deputati si evince che l'intervento troverebbe motivazione nel fatto che l'introduzione della tassazione sulle emissioni di anidride carbonica accresce la convenienza dell'impiego del gas naturale come combustibile, privilegiandone obiettivamente l'uso. Ne consegue l'esigenza di rafforzare la regolazione dei servizi di pubblica utilità nel settore del gas naturale che, come è noto, è attualmente caratterizzato in diverse sue attività o fasi da una situazione di monopolio di fatto in capo a soggetti economici interessati, tra l'altro, da un processo di privatizzazione.

2.3. La legge n. 481/95 non fornisce un'elencazione analitica delle attività economiche da considerare come "servizi di pubblica utilità" o più brevemente come "servizi" ai fini della sua applicazione. Tuttavia, sia i lavori parlamentari che hanno condotto all'approvazione della legge stessa, sia numerose e concordanti statuizioni in essa contenute, nonché successivamente adottate con la legge 31 luglio 1997, n. 249, dimostrano che nella nozione di servizi di pubblica utilità sono incluse tutte le attività che concorrono alla loro formazione, produzione ed erogazione.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha, fino ad oggi, operato muovendo da tale presupposto, così come illustrato, tra l'altro, nella Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta che ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera i) della legge n. 481/95 la stessa Autorità ha presentato il 17 giugno 1998 alla Presidenza del Consiglio dei ministri e al Parlamento.

2.4. La riforma introdotta con la legge n. 481/95 si basa essenzialmente sull'abbandono di un regime fondato sulla gestione pubblica diretta dei servizi di pubblica utilità per introdurre un regime imperniato sulla regolazione e, in quanto possibile, sulla concorrenza come strumenti fondamentali per conseguire miglioramenti di efficienza ed economicità nel servizio, adeguati livelli di qualità, fruibilità e diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale.

Tali funzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas non possono essere svolte in modo soddisfacente se non sono riferite a tutte le attività che consentono la formazione, produzione ed erogazione dei servizi afferenti i settori di competenza.

Alcuni riferimenti esemplificativi consentono di meglio comprendere l'affermazione.

Il regolatore definisce, dove non è possibile la libera formazione di prezzi in regime di concorrenza, valori tariffari certi, trasparenti e basati su criteri predefiniti, tutelando utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal governo (art. 1, comma 1, legge n. 481/95). L'intervento del regolatore non può essere realizzato se le funzioni di regolazione e controllo non sono estese a tutte le fasi del settore che contribuiscono alla formazione del prezzo finale dei servizi.

La regolazione è, altresì, finalizzata ad imporre agli operatori economici comportamenti preordinati alla effettiva diffusione del servizio sul territorio nazionale e alla promozione della concorrenza, garantendo condizioni paritarie di

accesso e di interconnessione alle reti, e alle altre attività fornite in esclusiva, da parte dei diversi soggetti in competizione. Di nuovo, questo compito non può essere svolto se la regolazione investe una parte limitata delle attività appartenenti al settore.

La qualità dei servizi erogati, che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas è chiamata a garantire, viene determinata dal contributo di tutte le attività che concorrono alla loro formazione e produzione. Se si devono, ad esempio, assicurare a utenti e consumatori continuità del servizio, tempi certi di allacciamento alle reti, livelli adeguati e stabili di qualità e potere calorico del gas, questa forma di tutela non può essere apprestata qualora regolazione e controllo non siano estesi a tutte le fasi "a monte" che incidono sulla qualità del servizio offerto a utenti e consumatori dai distributori finali.

2.5. Le funzioni di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas prescindono dal regime giuridico in base al quale le attività che concorrono alla formazione e produzione dei servizi sono esercitate.

Non è più sostenibile, nel quadro definito dalla legge n.481/95, che il mandato regolatorio sia circoscritto alle sole attività riservate allo Stato e svolte in regime di concessione o autorizzazione. Ciò equivarrebbe a fraintendere l'impostazione della legge stessa, concepita proprio in funzione di una progressiva introduzione della concorrenza, ed ostacolare l'intervento del regolatore nel settore del gas dove non è riscontrabile nessuna situazione di riserva in senso proprio.

2.6. Numerose disposizioni della legge n. 481/95 confermano quanto sopra esposto, attribuendo all'Autorità per l'energia elettrica e il gas alcune funzioni quali:

- il compito di proporre al Ministro competente gli schemi per il rinnovo nonché per eventuali variazioni dei singoli atti di concessione e autorizzazione, delle convenzioni e dei contratti di programma (art. 2, comma 12, lettera b);

- il compito di disciplinare le condizioni tecnico - economiche di accesso alle reti (art. 2, comma 12, lettera d), che impone l'inclusione della gestione delle reti nella nozione di servizio;

- il compito di emanare le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi (art. 2, comma 12, lettera h);

- il compito di definire i livelli generali e specifici di qualità (ibidem);

- il compito di segnalare all'Autorità garante della concorrenza e del mercato la sussistenza di ipotesi di violazione delle disposizioni della legge 10 ottobre 1990, n. 287 (art. 2, commi 33 e 34).

2.7. Un intervento del legislatore volto a chiarire l'ambito della regolazione può costituire una valida risposta ad una situazione di fatto venutasi a determinare nel periodo di prima applicazione della legge n. 481/95, ed in particolare ai comportamenti tenuti da alcuni operatori di primaria importanza nel settore del gas naturale, che muovono dalla affermazione che le funzioni di regolazione

dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sarebbero circoscritte alle sole attività sottoposte a regime di riserva ed affidate in concessione.

Tali operatori in base a detta impostazione ritengono, ad esempio, di non essere assoggettati alle disposizioni di cui all'art. 2, comma 38, lettera b), aventi ad oggetto l'obbligo di versare il contributo destinato a finanziare il funzionamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

2.8. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas deve segnalare che nella sua attuale formulazione il comma 13 dell'articolo 8 del disegno di legge, non sembra risolvere i problemi sostanziali sopra evidenziati, mentre avrebbe l'effetto di modificare in termini riduttivi le funzioni conferite alla stessa Autorità per l'energia elettrica e il gas in base alle disposizioni della legge n. 481/95.

Il testo approvato dalla Commissione bilancio del Senato pone infatti problemi sotto questo profilo, mancando il riferimento ad attività essenziali che concorrono alla formazione e produzione del servizio del gas come: l'approvvigionamento, la produzione, lo stoccaggio, i servizi ausiliari di rete, il dispacciamento, le intermediazioni tecniche, la vendita e la commercializzazione del gas naturale.

Oggi e nella prospettiva di un buon funzionamento del servizio del gas, il regolatore deve avere la possibilità di acquisire informazioni, di verificare costi delle diverse attività e di accertare i requisiti anche con riguardo a quelle attività economiche che si svolgono in regime di concorrenza, sia sul mercato interno sia su quello internazionale. Un'esclusione che riducesse l'ambito della regolazione alle attività caratterizzate dall'esistenza di tariffe amministrate o da regimi di riserva renderebbe più difficile anche la definizione delle tariffe stesse.

Queste ultime indicazioni mostrano un altro limite della attuale formulazione del comma 13 dell'articolo 8 del disegno di legge. Stante la pressante evoluzione istituzionale, tecnologica e commerciale che caratterizza i settori sottoposti all'azione di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, appare problematico mettere a punto una elencazione completa delle attività che concorrono alla formazione, produzione ed erogazione del servizio.

2.9. In conclusione, al fine di contemperare adeguatamente l'esigenza di rafforzare il regime regolatorio con quella, altrettanto fondamentale, di non ridimensionarne e renderne disfunzionali l'impostazione e le finalità, l'elencazione di attività che costituiscono servizi di pubblica utilità, o servizi, nel settore del gas naturale dovrebbe avere un valore solo esemplificativo e non tassativo.

3. Articolo 8, comma 14, del disegno di legge n. 3662

3.1. L'articolo 8, comma 14, del disegno di legge n. 3662 dispone che: "Per il settore del gas, relativamente alle attività di trasporto, le disposizioni di cui all'articolo 3 della legge 14 novembre 1995, n. 481, si applicano nei tempi e con le modalità che saranno previsti nel decreto legislativo di attuazione della direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 giugno 1998".

Tale comma sospenderebbe l'efficacia di parti della legge n. 481/95, creando difficoltà nell'azione di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e determinando una carenza istituzionale nel settore del gas naturale nella delicata fase di transizione al nuovo regime che risulterà dall'attuazione della direttiva europea.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ritiene dunque opportuno che non venga sospeso l'esercizio di fondamentali funzioni di regolazione e controllo nel settore del gas naturale che sono attribuite alla stessa Autorità, ma che tale esercizio venga espressamente orientato al fine di evitare che possano essere precostituite situazioni limitative di scelte che dovranno essere effettuate in sede di attuazione della direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998.

Le considerazioni svolte nei paragrafi seguenti consentono di meglio illustrare tale indicazione.

3.2. La statuizione contenuta nel comma 14 dell'articolo 8 risulta di difficile comprensione in assenza di indicazioni espresse in ordine alla motivazioni che ne hanno determinato l'inserimento nel disegno di legge.

L'attenzione che lo stesso comma 14 pone nei confronti dell'attuazione della direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale sembrerebbe da collegare alle disposizioni ed ai comportamenti che anche altri paesi europei stanno adottando per favorire una maggiore e più rapida penetrazione del gas naturale nei loro sistemi energetici con conseguenti pressioni sui mercati all'importazione o viceversa opportunità per nuove collaborazioni e intese produttive internazionali.

3.3. La sospensione dell'efficacia di parti della legge n. 481/95 determinerebbe in primo luogo una carenza istituzionale nel settore del gas naturale nella delicata fase di transizione al nuovo regime concorrenziale che risulterà dall'attuazione della direttiva europea.

A seguito della sospensione potrebbe essere ipotizzata una temporanea riattribuzione di competenze del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Sarebbe comunque ostacolata l'azione di regolazione e controllo condotta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas sulla base della legge n.481/95 e orientata alla promozione della concorrenza e dell'efficienza, nonché alla tutela degli interessi di utenti e consumatori, azione fondamentale proprio nel periodo che precede e prepara l'avvio del mercato interno europeo.

3.4. In secondo luogo detta sospensione determinerebbe ostacoli e difficoltà sia per quanto riguarda la risoluzione di controversie interpretative e la risposta a reclami, istanze e segnalazioni, ivi inclusa la soluzione di specifici e numerosi casi di disservizio che si riscontrano in particolar modo nel Mezzogiorno, sia per quanto concerne procedimenti volti all'adozione di provvedimenti tariffari di rilevante importanza.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas si appresta ad avviare una consultazione preordinata alla definizione del nuovo sistema tariffario, incluse le tariffe di vettoriamento, nel settore del gas naturale. L'impostazione dei provvedimenti dell'Autorità dipende in maniera decisiva dai margini di intervento e dai dati di cui la stessa Autorità può disporre e a cui può accedere circa le attività che concorrono alla formazione e produzione dei servizi del settore, ivi compresi l'approvvigionamento, la produzione, il trasporto, lo stoccaggio e i servizi di rete del gas naturale.

3.5. In conclusione, al fine di contemperare adeguatamente le sopra illustrate esigenze derivanti dal processo di creazione del mercato interno europeo con la necessità di non porre ostacoli all'adozione di provvedimenti di fondamentale importanza per la promozione della concorrenza e la tutela dei consumatori nel settore del gas naturale, sembrerebbe opportuno non già sospendere l'esercizio di fondamentali funzioni di regolazione e controllo attribuite all'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel settore del gas naturale, quanto semmai orientarle espressamente, nel periodo di transizione all'attuazione della direttiva europea, anche alla salvaguardia di obiettivi di interesse generale e, in particolare, delle esigenze di sicurezza degli approvvigionamenti, di potenziamento delle reti di trasporto, di riequilibrio territoriale del servizio e di uso efficiente delle risorse nazionali.

Relazione tecnica alla delibera 24 giugno 1998, n. 74

PRESUPPOSTI PER L'AGGIORNAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA PER IL QUARTO BIMESTRE (LUGLIO-AGOSTO) 1998 AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 26 GIUGNO 1997, N. 70/97 E PER LA MODIFICA DELLA MEDESIMA DELIBERAZIONE E DELLA DELIBERAZIONE 28 OTTOBRE 1997, N. 108/97

La deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) in oggetto dispone due interventi:

- modifica di alcuni aspetti 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); e della deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997 (di seguito: deliberazione n. 108/97);

- aggiornamento bimestrale della parte B della tariffa.

Entrambi gli interventi hanno effetto sulle aliquote tariffarie. Il primo introduce alcuni aggiustamenti tecnici relativi al trasferimento di competenza tra conti gestiti dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Il secondo intervento riguarda la modifica delle aliquote dovuta alla variazione dei prezzi dei combustibili. La modifica non ha conseguenze per gli utenti, in quanto le riduzioni della parte B della tariffa sono compensate da aumenti della componente della tariffa A1 destinata al ripianamento del conto onere termico.

1. Modifiche della deliberazione n. 70/97 e della deliberazione n. 108/97

Le modifiche della deliberazione n. 70/97 si propongono di correggere tre possibili effetti distorsivi che si sono manifestati nel corso del primo anno di applicazione della deliberazione dell'Autorità, vale a dire:

- la gestione dei contributi alle imprese distributrici-acquirenti a copertura delle componenti del prezzo di cessione di cui al titolo IV, lettera A), secondo e terzo capoverso, del provvedimento CIP n. 6/92, nonché dei contributi alle imprese produttrici-distributrici di cui al titolo IV, lettera B), del medesimo provvedimento;

- la gestione delle differenze in ciascun periodo, tra gettito della parte B della tariffa e contributi ai costi di energia di cui all'art. 6, comma 6.11 della deliberazione n. 70/97;

- le modalità di determinazione dei parametri Qt° e Qi° relativi agli impianti nuovi o ammodernati, entrati in funzione da meno di tre anni.

La deliberazione dell'Autorità dispone inoltre la modifica della deliberazione dell'Autorità n. 108/97 per quanto concerne la gestione dei contributi alle imprese

distributrici-acquirenti a copertura delle componenti del prezzo di cessione delle eccedenze di energia elettrica di cui all'art. 2, comma 2.1. lettere a) e c) e comma 2.2. e art. 3, comma 3.1. lettera b) e comma 3.2.

1.1 Contributi alle imprese distributrici-acquirenti a copertura delle componenti del prezzo di cessione di cui al titolo IV lettera A), secondo e terzo capoverso, del provvedimento CIP n. 6/92 e delle componenti del prezzo di cessione di cui all'art. 2, comma 2.1, lettere a) e c) e comma 2.2, e art. 3, comma 3.1, lettera b) e comma 3.2, della deliberazione dell'Autorità n. 108/97; contributi alle imprese produttrici-distributrici di cui al titolo IV lettera B) del provvedimento CIP n. 6/92 (modificazione dei commi 5.3, 6.11, 6.12 e 6.17 della deliberazione n. 70/97 e del comma 5.1 della deliberazione dell'Autorità n. 108/97)

Il comma 6.12 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97 esclude esplicitamente dal meccanismo dei contributi ai costi di energia l'energia elettrica prodotta da impianti di cui agli artt. 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Inoltre, il comma 5.1 della deliberazione n. 108/97 pone a carico del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate i contributi riconosciuti a fronte delle cessioni di eccedenze di energia elettrica.

Attualmente pertanto il conto costi energia non ha competenza sui contributi erogati a fronte di:

- energia elettrica prodotta da terzi e ceduta all'Enel e alle imprese produttrici-distributrici autorizzate al ritiro, sia sotto forma di produzione dedicata che di eccedenze di energia elettrica;

- energia elettrica che le imprese produttrici-distributrici producono ed immettono nella rete pubblica a mezzo di impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991 e già realizzati o in corso di realizzazione alla data del 22 febbraio 1997. Si tratta dell'energia a cui si applicano i contributi di cui al titolo IV, lettera B), del provvedimento CIP n. 6/92. L'art. 1, comma 1 del decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 24 gennaio 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 44 del 22 febbraio 1997 prevede infatti che "le disposizioni concernenti la nuova produzione di energia contenute nel provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6, come integrato e modificato ..., si applicano limitatamente agli impianti già realizzati, a quelli in corso di realizzazione alla data di entrata in vigore del presente decreto ...".

Nel seguito della relazione tecnica questa energia elettrica verrà denominata "energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate". Tale denominazione è in parte impropria in quanto l'energia in oggetto comprende anche quella prodotta da impianti convenzionali e ceduta all'Enel ai sensi dell'art. 4, numero 6), terzo capoverso della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 come sostituito dall'art. 20, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

In vigenza dell'attuale normativa, un aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate può far diminuire il rapporto tra energia elettrica ammessa al contributo ai costi di energia ed energia elettrica assoggettata alla parte B della tariffa. Ad esempio, se un aumento della domanda di energia elettrica è coperto interamente da incrementi della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate, il suddetto rapporto risulterà diminuito.

Se questa diminuzione non è stata correttamente prevista e fattorizzata al momento della fissazione della parte B della tariffa, essa dà luogo alla formazione di un gettito nella parte B della tariffa superiore a quello necessario per la copertura dei contributi derivanti dalla somma algebrica degli addendi Ca e Cb, come definiti nel comma 6.11. Il maggiore gettito, secondo il disposto del comma 6.14, viene ripartito tra i produttori termoelettrici in funzione delle rispettive quote della produzione termoelettrica media del triennio precedente. Il contributo medio unitario percepito da un'impresa produttrice-distributrice con produzione termoelettrica risulta pertanto superiore a Ct. D'altro lato, essendo fissato il valore della componente A3 della parte A della tariffa, l'aumento della quota della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate dà luogo ad un deficit del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

Per illustrare in dettaglio l'origine della distorsione sia innanzitutto:

- PB l'aliquota media della parte B della tariffa;
- Qr l'energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate;
- Qt e Qi la produzione rispettivamente termoelettrica e idroelettrica nel bimestre;
- Qt° e Qi° la produzione media dello stesso bimestre dei tre anni precedenti, rispettivamente termoelettrica e idroelettrica

Si ipotizzi in secondo luogo, per semplicità, che:

- la struttura della domanda non vari nel bimestre rispetto a quella prevista ai fini della determinazione delle aliquote della parte B della tariffa per ciascuna tipologia di utenza;
- non esistano importazioni di energia elettrica, né nel bimestre considerato, né nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti;
- nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti non si sia prodotta energia da fonti rinnovabili o assimilate;
- che la produzione termoelettrica ed idroelettrica/geotermoelettrica dell'impresa non sia variata nel bimestre rispetto ai corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, per cui l'aumento della domanda sia coperto da nuova energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate.

Il gettito da parte B della tariffa è pari a PB*(Qt+Qi+Qr)*(1-perdite), dove PB, in sede di aggiornamento bimestrale, è fissato pari a Ct*Qt0/[(Qt0+Qi0)*(1-perdite)], e (Qt+Qi+Qr)*(1-perdite) corrisponde all'energia elettrica erogata all'utenza che, a meno degli esoneri, è pari all'energia assoggettata alla parte B della tariffa. Assumendo Qt = Qt0 e Qi = Qi0, la differenza tra il gettito della parte B della tariffa e la somma dei contributi derivanti dagli addendi Ca e Cb risulta quindi pari a Ct*Qt0*Qr/[(Qt0+Qi0)]. Nel regime vigente tale differenza viene trasferita alle imprese produttrici-distributrici, secondo quanto disposto dal comma 6.14.

La normativa vigente può pertanto comportare una eccedenza di gettito sul conto costi energia rispetto ai contributi riconosciuti e finanziati da detto conto, a beneficio delle imprese produttrici-distributrici, con contemporanea crescita di contributi finanziati dal conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili o assimilate, con necessità di adeguamenti tariffari.

Per ovviare a questa situazione si provvede a:

- includere l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili o assimilate tra quella considerata, ai fini della determinazione dei contributi ai costi di energia, equiparandola a tal fine alla produzione termoelettrica;
- porre a carico del conto costi energia una quota del contributo spettante all'energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate, pari al contributo riconosciuto alla produzione termoelettrica, lasciando a carico del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili o assimilate l'eventuale ulteriore quota.

Il trasferimento di una quota dei contributi spettanti all'energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate dal conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili o assimilate al conto costi energia determina variazioni nelle aliquote delle corrispondenti componenti tariffarie: la componente A3 e la parte B della tariffa. Le variazioni sono di ammontare uguale e di segno opposto, comportando un aumento dell'aliquota della parte B della tariffa a fronte della quale la componente A3 viene ridotta di pari ammontare. Da tale variazione delle aliquote non è interessata l'energia elettrica di cui al comma 2.4, a cui si applica la componente A3bis che rimane invariata.

Si deve peraltro precisare che la modificazione della deliberazione n. 70/97 non comporta variazioni per i prezzi di cessione o per i contributi riconosciuti all'energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate previsti dal provvedimento CIP n. 6/92, 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 parte prima, del 10 agosto 1994.

I prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica, previsti dalla deliberazione n. 108/97 vengono modificati nella misura in cui sono riferiti al valore medio unitario nazionale della parte B della tariffa (prezzi di cessione in ore vuote a partire dall'1 gennaio 1999).

Il risultato netto sulla tariffa risulta pertanto nullo per tutte le categorie di utenza, ad eccezione dell'effetto dovuto dall'aumento dei prezzi di cessione di energia elettrica in ore vuote, a partire dall'1 gennaio 1999.

Infine, anche allo scopo di ridurre l'incertezza per le imprese produttrici-distributrici relativamente ai contributi ai costi di energia a queste riconosciuti, viene soppresso il comma 6.14, come descritto nella successiva sezione 1.2 di questa relazione tecnica.

1.2 Differenze tra gettito della parte B della tariffa e contributi ai costi di energia di cui al comma 6.11 (soppressione del comma 6.14 della deliberazione n. 70/97).

Il comma 6.14 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, come modificato dall'art. 2 della deliberazione dell'Autorità n. 106/97, dispone che le 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 alle imprese produttrici-distributrici relativi all'energia elettrica prodotta o importata nello stesso periodo, siano portati in aumento o diminuzione di tali contributi, proporzionalmente per ciascuna impresa ai contributi definiti dall'addendo Ca del comma 6.11.

Le differenze a cui il comma 6.14 fa riferimento possono trarre origine da:

- variazioni nella composizione dei consumi per classe di utenza, tra quanto considerato nella fissazione delle aliquote della parte B della tariffa e quanto effettivamente registrato nel bimestre;
- variazione nel rapporto tra energia elettrica ammessa ai contributi ai costi di energia ed energia elettrica assoggettata alla parte B della tariffa.

Attualmente, tali variazioni possono anche derivare da cambiamenti nella quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate. Le variazioni possono inoltre emergere tra un bimestre e quello successivo, qualora, non verificandosi le condizioni previste dal comma 7.1 (variazione maggiore del 2% nel costo unitario riconosciuto del combustibile), non si proceda all'aggiornamento della parte B della tariffa.

Il comma 6.14, prevedendo l'assorbimento di tale differenza tramite l'aumento o la diminuzione dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici, assicura che il conto costi energia sia in equilibrio. La deliberazione n. 70/97 prevedeva che l'equilibrio fosse assicurato in ogni bimestre. L'art. 2 della deliberazione n. 106/97, modificando il comma 6.14 della deliberazione n. 70/97, ha previsto l'equilibrio solo su un periodo di sei bimestri, dall'1 luglio al 30 giugno dell'anno successivo. D'altro canto, l'operare sui contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici per riassorbire le differenze comporta una incertezza sull'effettivo ammontare di tali contributi.

Viene pertanto soppresso il comma 6.14 della deliberazione n. 70/97, come modificato dall'art. 2 della deliberazione n. 106/97. Il periodico aggiornamento della parte B della tariffa assicurerà che, anche in assenza di un equilibrio automatico del conto costi energia, gli eventuali sbilanci di tale conto si mantengano su livelli contenuti. Eventuali eccedenze o deficit del conto in ciascun periodo verranno riportati al periodo successivo e tenuti in considerazione da parte dell'Autorità in sede di aggiornamento bimestrale della parte B della tariffa.

1.3 Determinazione dei parametri Qt° e Qi° per impianti nuovi o ammodernati, entrati in funzione da meno di tre anni (modificazione del comma 6.13 della deliberazione n. 70/97)

Il meccanismo di riconoscimento dei contributi ai costi di energia previsto dall'art. 6 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97 si basa, per una parte significativa, sui livelli di produzione nei tre anni precedenti. In particolare, il meccanismo prevede uno stimolo alla sostituzione, rispetto al passato, di produzione termoelettrica o di importazioni con produzione idroelettrica/geotermoelettrica.

In questo contesto, l'entrata in servizio di un nuovo impianto, costituendo un momento di discontinuità nell'assetto produttivo dell'impresa, deve essere considerato specificatamente. A ciò provvede il comma 6.13, disponendo che: "per gli impianti nuovi o ammodernati, entrati in funzione da meno di tre anni, i parametri Qt° e Qi° 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 Qt° e Qi° 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". Lo stesso comma, più avanti, specifica che "le modalità di determinazione

dei parametri Qt° e Qi° 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."

La norma è intesa ad evitare penalizzazioni o benefici ingiustificati connessi con l'entrata in funzione di nuovi impianti per i quali la decisione di investimento è stata presa nel contesto del regime vigente in precedenza (basato sul contributo onere termico).

L'aspetto essenziale nel considerare il trattamento degli impianti nuovi o ammodernati è rappresentato dalla posizione della nuova energia elettrica da questi prodotta rispetto all'energia elettrica già prodotta dall'impresa con altri impianti. In generale, se l'energia elettrica prodotta dal nuovo impianto sostituisce quella precedentemente prodotta da altri impianti dello stesso tipo (termoelettrici o idroelettrici), i parametri Qt° e Qi° per l'impianto in questione dovrebbero essere fissati, per il primo anno, pari a zero. In caso diverso, il contributo riconosciuto alla produzione termoelettrica risulterebbe più alto, non corrispondendo peraltro a un maggiore livello produttivo. Quando invece l'energia elettrica prodotta dal nuovo impianto costituisce energia elettrica aggiuntiva rispetto a quella già prodotta da altri impianti dell'impresa, i parametri Qt° e Qi° dovrebbero riflettere l'aumento di produzione da impianti dello stesso tipo.

Nell'applicazione, il disposto del comma 6.13 si è dimostrato carente nel prevedere che, per impianti entrati in funzione da più di un anno e meno di tre anni, i parametri Qt° e Qi° vengano fissati con riferimento alle medie delle quantità di energia elettrica prodotte nei bimestri corrispondenti degli anni di esercizio dell'impianto.

Infatti, per la determinazione dei parametri Qt° e Qi° per impianti entrati in funzione da più di un anno ma da meno di tre anni, il riferimento unicamente alla media delle quantità prodotte nei corrispondenti bimestri degli anni di esercizio dell'impianto potrebbe portare all'erogazione di contributi non giustificati sulla base dei costi sostenuti dall'impresa.

Si consideri ad esempio il caso di un'impresa per la quale la produzione di energia elettrica da un nuovo impianto termoelettrico (impianto B) sostituisca la produzione da un altro impianto termoelettrico (impianto A) che cessa di produrre. Si assuma che la produzione dell'impresa si mantenga ad un livello costante pari a Q (per ciascun bimestre). Nel primo anno di esercizio dell'impianto B, l'Autorità fissa il parametro Qt° per tale impianto pari a zero (essendo la produzione dell'impianto totalmente sostitutiva di energia elettrica prodotta da impianti dello stesso tipo). Il parametro Qt° per l'impresa nel suo complesso sarà quindi pari Q per ciascun bimestre, cioè alla produzione media dell'impianto A nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti. L'anno successivo, secondo l'attuale disposto del comma 6.13, il parametro Qt° per l'impresa risulterà dalla somma dei corrispondenti parametri per il nuovo impianto e per l'altra produzione di energia elettrica dell'impresa. Per l'impianto B, essendo l'impianto in funzione da un anno, il comma 6.13 prevede che per la determinazione del parametro Qt° si consideri la produzione nel bimestre dell'anno precedente, assunta pari a Q. Per la restante produzione dell'impresa, costituita dall'energia elettrica prodotta dall'impianto A, il parametro Qt° risulta pari a 2Q/3 (media della produzione nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, considerando che l'impianto A non ha prodotto nell'ultimo anno). Il parametro Qt° risulta pertan-

to pari a 5Q/3, maggiore della produzione effettiva dell'impresa, che si assume costante e pari a Q. Con un ragionamento analogo, il parametro Qt° complessivo per l'impresa, per il secondo anno di funzionamento dell'impianto B, risulta pari a 4Q/3; anche in questo caso superiore alla produzione effettiva.

Per ovviare a queste distorsioni, per gli impianti nuovi o ammodernati, entrati in funzione da più di un anno o da meno di tre anni, la deliberazione dell'Autorità stabilisce che il parametro Qt° venga calcolato come media della produzione nei corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti, utilizzando, per i bimestri antecedenti all'entrata in funzione dell'impianto, il valore di Qt° fissato dall'Autorità per il corrispondente bimestre del primo anno di funzionamento dell'impianto.

2. Presupposti per l'aggiornamento della tariffa elettrica per il quarto bimestre (luglio – agosto) 1998 ai sensi della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97

2.1 Aggiornamento della parte B della tariffa elettrica

A seguito delle variazioni rilevate nel prezzo dei combustibili sui mercati internazionali, a decorrere dall'1 luglio 1998 la parte B della tariffa elettrica viene diminuita dell'1,94% rispetto ai valori in vigore per il terzo bimestre (maggio – giugno) 1998.

Per il quarto bimestre (luglio – agosto) 1998 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'art. 6, comma 6.8, della deliberazione n. 70/97, è diminuito del 3,94% rispetto al bimestre precedente, passando da 20,996 a 20,169 L/Mcal.

Questa diminuzione riflette andamenti differenziati delle quotazioni dei combustibili nel quadrimestre febbraio 1998 – maggio 1998 rispetto al quadrimestre dicembre 1997 – marzo 1998:

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 14,768 a 14,771 L/Mcal (+0,02%). Un modesto calo delle quotazioni in dollari è stato più che compensato da un lieve deprezzamento della lira;

- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 21,104 a 20,208 L/Mcal (-4,25%). La diminuzione è dovuta al 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 25,271 a 24,021 L/Mcal (-4,95%). 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 46,187 L/kWh, contro le 48,081 L/kWh del terzo bimestre 1998, stante il valore di 2290 kcal/kWh attribuito al consumo specifico.

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 luglio 1998.

La diminuzione dell'aliquota media della parte B della tariffa da 38,62 L/kWh a 37,87 L/kWh può essere scomposta nelle due sue componenti:

- un aumento da 38,62 L/kWh a 39,42 L/kWh, dovuto alla variazione, tra il terzo ed il quarto bimestre del 1998 della quota, sul totale prodotto, dell'energia elettrica ammessa al contributo;

- una diminuzione, da 39,42 L/kWh a 37,87 L/kWh, dovuta alla variazione del costo unitario riconosciuto Ct.

La diminuzione del 3,94% 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 terzo bimestre del 1998 questa quota dovrebbe raggiungere lo 0,8198, contro lo 0,8032 del bimestre precedente.

2.2 Aggiornamento della componente A1 della tariffa elettrica

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.

3. Aggiornamento delle aliquote tariffarie

Il provvedimento, nel suo complesso, comporta la modifica delle aliquote delle componenti A1 e A3 inglobate nella parte A della tariffa e della parte B della tariffa. In particolare:

- la componente A1 aumenta secondo quanto previsto dal comma 8.3 in presenza di una diminuzione della parte B della tariffa determinata da un calo maggiore del 2% nel costo unitario riconosciuto dei combustibili;

- la componente A3 diminuisce a seguito del trasferimento dal conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate al conto costi energia della competenza su una quota dei contributi riconosciuti all'energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate;

- la parte B della tariffa subisce due variazioni, di segno opposto: una diminuzione, a seguito del calo maggiore del 2% nel costo unitario riconosciuto dei combustibili; ed un aumento a seguito del trasferimento al conto costi energia della competenza su una quota dei contributi riconosciuti all'energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate.

L'ammontare delle variazioni nelle aliquote delle diverse componenti di tariffa è stato determinato nel seguente modo:

- le aliquote della parte B della tariffa sono state inizialmente ridotte dell'1,94% a seguito del calo del prezzo del paniere di combustibili sui mercati internazionali e del contestuale aumento della quota di energia elettrica ammessa ai contributi ai costi di energia, come illustrato nella sezione 2.1;

- per ciascuna classe di utenza la componente A1 è stata aumentata di un ammontare corrispondente alla riduzione della parte B della tariffa di cui al precedente punto;

- la parte B è stata ulteriormente modificata, per il trasferimento al conto costi energia della competenza su una quota dei contributi riconosciuti all'energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate. Ciò comporta un aumento medio della parte B della tariffa pari a 7,11 L/kWh. Tale valore corrisponde ad una quota parte dell'aliquota media trasferita dal sovrapprezzo termico ordinario alla componente A3 in occasione dell'inglobamento in tariffa effettuato con la deliberazione n. 70/97, pari a 8,99 L/kWh, ove il fattore di proporzionalità è dato dal rapporto tra il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici in vigore dall'1 luglio 1998, pari a 46,187 L/kWh, e il contributo unitario previsto a fronte del costo evitato di combustibile, pari a 58,4 L/kWh. Per ciascuna classe di utenza, l'aumento dell'aliquota della parte B della tariffa è proporzionale alla parte dell'aliquota della componente A3 a copertura del costo evitato di combustibile. Tale quota può essere ottenuta, per ogni classe di utenza, sottraendo l'aliquota della componente A3bis dall'aliquota della componente A3;

- per ciascuna classe di utenza la componente A3 è stata diminuita per un ammontare pari all'aumento della parte B della tariffa di cui al precedente punto.

A decorrere dall'1 luglio 1998, le aliquote medie delle componenti A1 e A3 e della parte B della tariffa subiscono le seguenti variazioni rispetto ai valori in vigore per il bimestre maggio-giugno 1998:

- componente A1:	+0,75 L/kWh;
- componente A3:	-7,11 L/kWh;
- parte B:	+6,36 L/kWh (-0,75 L/kWh + 7,11 L/kWh).

In particolare, l'aliquota media della parte B della tariffa passa da 38,62 L/kWh a 44,98 L/kWh.

La Tabella 1 illustra in dettaglio i riflessi tariffari del trasferimento della competenza su una quota dei contributi all'energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate dal conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate al conto costi energia. La Tabella 2 raffronta le aliquote di tariffa in vigore dall'1 luglio 1998 con quelle vigenti per il bimestre maggio – giugno 1998.

Tabella 1 – Riflessi tariffari del trasferimento della competenza di parte dei contributi all'energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate al conto costi energia

	A3 prima della deliberazione 74/98	Parte accorpata nella parte B della tariffa	A3 deliberazione 74/98
BASSA TENSIONE 1) Domestici			
1a) Fino a 3kW fino a 150 kWh mensile	13,0	4,7	8,3
1b) Altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso a sopra	20,3	10,5	9,8
2) Agricoli	17,3	8,1	9,2
3) Altri forniture	18,3	8,9	9,4
MEDIA TENSIONE Aliquota generale	14,1	6,0	8,1
ALTA TENSIONE Aliquota generale	12,1	5,8	6,3
Alluminio	3,6	1,0	2,6
FS (eccesso)	3,0	0,6	2,4

Tabella 2 – Aliquote in vigore dal 1 luglio 1998 rispetto a quelle in vigore nel 3° bimestre maggio-giugno1998

Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	3° bimestre Maggio-Giugno 1998			4° bimestre Luglio-agosto 1998		
	Comp.ti inglobate nella parte A	Parte B	Totale	Comp.ti inglobate nella 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	24,3	15,8	40,1	20,2	19,9	40,1
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	48,7	67,7	116,4	76,9	39,5	116,4
2) Forniture per usi agricoli	38,6	46,1	84,7	53,3	31,3	84,7
3) Altri usi	41,3	49,4	90,7	57,3	33,4	90,7
MEDIA TENSIONE						
4) Tutti gli usi	30,7	33,5	64,2	38,8	25,4	64,2
ALTA TENSIONE						
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per la classe di utenza 6) e 7)	27,7	32,0	59,7	37,2	22,5	59,7
6) Alluminio primario	8,0	5,2	13,2	6,1	7,1	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)	5,6	3,1	8,7	3,6	5,1	8,7

Relazione tecnica alla delibera 24 giugno 1998, n. 75

PRESUPPOSTI PER L'ADEGUAMENTO PERIODICO (PER IL BIMESTRE LUGLIO – AGOSTO 1998) DELLE TARIFFE DEI GAS PROVENIENTI DA METANO E DISTRIBUITI A MEZZO RETE URBANA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 23 APRILE 1998, N. 41/98

1. Al bimestre luglio – agosto 1998 si applica l'adeguamento periodico bimestrale delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti per mezzo di reti urbane (per usi civili), come modificato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 23 aprile 1998, n. 41/98.

   L'adeguamento periodico è disciplinato dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 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 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997, e dalla deliberazione dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 41/98 (di seguito: deliberazione n. 41/98). In base al soprarichiamato provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi, le tariffe dei gas per usi civili provenienti da metano sono aggiornate qualora la media del prezzo del gasolio nel semestre precedente alla data di aggiornamento differisca di almeno 11 L/kg, in aumento o in diminuzione, rispetto al prezzo del gasolio di riferimento, che è pari alla media del semestre precedente all'ultima variazione registrata.

   Come indicatore del prezzo del gasolio, in base alla deliberazione dell'Autorità n. 41/98, si considera quello che ha registrato la variazione più favorevole all'utente, tra i due seguenti:

   - prezzo del gasolio risultante dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera;

   - prezzo del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: MICA).

   Le tariffe del gas per usi civili, diverse dalle tariffe T1, variano di 0,5869 L/mc per ogni L/kg di variazione del prezzo del gasolio, considerando l'indicatore con la variazione più favorevole all'utente.

2. Ai fini dell'adeguamento previsto per l'1 luglio 1998, sono stati verificati i seguenti valori medi dei suddetti indicatori, espressi in L/kg:

INDICATORE	Prezzo di riferimento	Media semestrale 24 dicembre 1997 23 giugno 1998	Differenza
CIF Med	263,07	232,89	- 30,18
MICA	503,60	479,17	- 24,43

Risulta che entrambi gli indicatori comportano una variazione superiore, in valore assoluto, alla franchigia di 11 L/kg. Essendo la variazione del prezzo del gasolio CIF Med la più favorevole all'utente, dovrà essere applicata una diminuzione delle tariffe dei gas per usi civili provenienti da metano, esclusa la tariffa T1, pari a 16,9 L per metro cubo standard (mc st) di gas con potere calorifico superiore (PCS) pari a 9200 kcal/mc, corrispondenti a 1,83 L/kcal e 1,58 L/kWh.

La diminuzione è una conseguenza della situazione di prezzi cedenti sui mercati petroliferi, che si è registrata nel corso degli ultimi mesi. Nel caso del prezzo del gasolio CIF Med la diminuzione di 30,18 L/kg (-11,5%) risulta quasi interamente attribuibile alla variazione in diminuzione del prezzo espresso in US$ (da 149,46 a 130,83 US$ per tonnellata metrica, pari a -12,5%), mentre il tasso di cambio US$/L è invece lievemente aumentato (+0,8%).

3. Il meccanismo di adeguamento periodico delle tariffe del gas tende ad attenuarne la diminuzione, in quanto è basato su medie semestrali. Nel caso dell'indicatore CIF Med del prezzo del gasolio la media semestrale rilevata è sensibilmente superiore a quella degli ultimi due mesi; lo stesso accade nel caso del gasolio MICA. Qualora l'attuale situazione dei mercati sia petroliferi che valutari permanesse, si presenterebbero le condizioni per un'ulteriore riduzione delle tariffe in occasione del prossimo adeguamento periodico previsto per l'1 settembre 1998.

Relazione tecnica alla delibera 10 luglio 1998, n. 79

RELAZIONE TECNICA ALLA PROPOSTA DI DELIBERA PER LA INTEGRAZIONE DELLA DISCIPLINA DEI CONTRIBUTI PREVISTI DAL PROVVEDIMENTO CIP 14 NOVEMBRE 1990, N. 34

1. Quadro giuridico di riferimento

Il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito CIP) 14 novembre 1990, n.34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.270 del 19 novembre 1990 (di seguito provvedimento CIP n.34/90) ha affidato al Comitato tecnico per l'energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate (di seguito Comitato tecnico) istituito con il provvedimento CIP 12 luglio 1989, n.15 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 167 del 19 luglio 1989, (di seguito provvedimento CIP n.15/89) il compito di operare un esame istruttorio al fine di fissare, "*con provvedimento del Ministro dell'industria*"...."*per ciascun impianto idroelettrico a serbatoio e a bacino e ad acqua fluente con potenza nominale di concessione superiore a 3 MW per gli impianti di cogenerazione con teleriscaldamento, nonché per gli impianti alimentati da rifiuti e/o biomasse i prezzi di cessione all'Enel e i contributi alle imprese produttrici-distributrici*". Al Comitato tecnico era anche attribuito il compito di fissare la durata di erogazione del contributo.

I criteri di determinazione dei prezzi e dei contributi dovevano essere fissati dal CIP e in seguito dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ai sensi dell'art. 5, comma 2, lettera b) del decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373.

Il provvedimento CIP 29 aprile 1992, n.6 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992 (di seguito provvedimento CIP n. 6/92) ha stabilito i prezzi e i contributi, in misura forfetaria per tutte le tipologie di impianti di cui il provvedimento CIP n.34/90 prevedeva l'accertamento dei costi, nulla stabilendo tuttavia per gli impianti di teleriscaldamento.

Il titolo VII, lettera B) Norme transitorie, punto 1 del medesimo provvedimento CIP n. 6/92 stabilisce che si "*mantiene la qualifica di nuovi impianti a tutti quelli considerati tali dai provvedimenti CIP numeri 15/89 e 34/90*" *e fa "salva la facoltà di optare per la normativa prevista dai suddetti provvedimenti*"

2. Situazione attuale

Gli impianti che alla data del 31 dicembre 1995, vale a dire al termine di vigenza del provvedimento CIP n. 34/90, hanno esercitato la suddetta opzione e sono oggi ancora in attesa dell'accertamento dei costi, ricevono un contributo pari a 45 lire per kWh prodotto in ore piene (in conformità alla tabella C allegata al provvedimento CIP n. 34/90). Tale importo rappresenta il *contributo erogato, con riserva di conguaglio fino all'emanazione del provvedimento formale*, dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito CCSE), sulla base di quanto dispone il titolo I, lettera B), punto 2 dello stesso provvedimento CIP n. 34/90.

Dai dati trasmessi all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità) dalla CCSE con nota in data 24 aprile 1998 (prot. n.148), risulta che i seguenti 16 impianti, appartenenti a 8 imprese produttrici-distributrici:

- Impianto Diesel Nord	A. S. M. BRESCIA cogenerazione con teleriscaldamento
- Impianto Kniepass	A. S. M. BRUNICO impianto idroelettrico
- Impianto Ospedale	A. S. M. BRUNICO cogenerazione con teleriscaldamento
- Impianto Pedagna	A. M. I. IMOLA cogenerazione con teleriscaldamento
- Impianto v.le Manzoni	A. S. M. ROVERETO cogenerazione con teleriscaldamento
- Impianto Stedileri	A. S. M. ROVERETO (50%) impianto idroelettrico A.G.S.M VERONA (50%)
- Impianto Forte Procolo	A.G.S.M. VERONA cogenerazione con teleriscaldamento
- Impianto Golosine	A.G.S.M. VERONA cogenerazione con teleriscaldamento
- Impianto Banchette	A.G.S.M. VERONA cogenerazione con teleriscaldamento
- Impianto Centro Città	A.G.S.M. VERONA cogenerazione con teleriscaldamento
- Impianto Le Vallette	A.E.M. TORINO cogenerazione con teleriscaldamento
- Impianto Mirafiori Nord	A.E.M. TORINO cogenerazione con teleriscaldamento
- Impianto compl. Sportivo	A.E.M. TORINO cogenerazione con teleriscaldamento
- Impianto compl.Scolastico	A.E.M. TORINO cogenerazione con teleriscaldamento
- Impianto via Vici	A.S.P.M OSIMO cogenerazione con teleriscaldamento
- Impianto Tor di Valle	A.C.E.A. ROMA cogenerazione con teleriscaldamento

si trovano ad essere oggetto dell'opzione soprarichiamata e in attesa dell'accertamento dei costi. Tali impianti avrebbero percepito complessivamente, dall' 1 gennaio 1991 al 31 dicembre 1996, un importo di oltre 56 miliardi di lire.

In particolare si segnalano: 15 miliardi di lire percepiti, a titolo di acconto, dall'AEM di Torino con due impianti di teleriscaldamento; 11 miliardi di lire percepiti dall'ASM di Brescia con un impianto di teleriscaldamento; 11 miliardi di lire percepiti dall'AGSM di Verona con 4 impianti di teleriscaldamento e 1 impianto idroelettrico; 6 miliardi di lire percepiti dall'ACEA di Roma con un impianto di teleriscaldamento.

3. Intervento proposto

In via cautelativa, in attesa di procedere ai singoli accertamenti, si ritiene opportuno evitare che tali impianti usufruiscano del contributo, per un tempo superiore a quello fissato per l'incentivazione sia dal provvedimento CIP n. 34/90 (5 anni), sia dal provvedimento CIP n. 6/92 (8 anni), e che si dia di conseguenza origine ad aspettative per eventuali proroghe.

Si propone pertanto che l'Autorità integri la disciplina prevista dal provvedimento CIP n. 34/90 applicando, per il contributo di cui al tipo di impianto n.4 della tabella C), la stessa durata di otto anni prevista dal provvedimento CIP n.6/92 per le componenti di cui al titolo II, punto 3 dello stesso provvedimento, ciò a motivo delle considerazioni seguenti:

- il provvedimento CIP n. 6/92 fissa una durata del contributo pari a otto anni di esercizio per tutti gli impianti, prima soggetti ad accertamento ai sensi del CIP n. 34/90, ad eccezione degli impianti di teleriscaldamento;

- gli impianti oggetto di questa relazione sono di norma caratterizzati da periodi di ammortamento superiori rispetto a quelli previsti per la generalità degli altri impianti incentivati ai sensi del provvedimento CIP n. 34/90;

- l'adozione di un criterio di uniformità del trattamento si traduce nella congruità di una durata dell'incentivazione pari a otto anni, anziché pari a cinque anni come stabilito negli altri casi dal provvedimento CIP n. 34/90;

Si fa inoltre notare che gli stessi impianti hanno nel loro insieme goduto del regime di incentivazione per oltre sette anni e pertanto il termine di otto anni di esercizio giungerebbe a scadenza entro il prossimo 31 dicembre 1998.

Relazione tecnica alla delibera 28 agosto 1998, n. 104

PRESUPPOSTI PER L'ADEGUAMENTO PERIODICO (PER IL BIMESTRE SETTEMBRE – OTTOBRE 1998) DELLE TARIFFE DEI GAS PROVENIENTI DA METANO E DISTRIBUITI A MEZZO RETE URBANA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 23 APRILE 1998, N. 41/98

1. Al bimestre settembre – ottobre 1998 si applica l'adeguamento periodico bimestrale delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti per mezzo di reti urbane (per usi civili), come modificato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 23 aprile 1998, n. 41/98.

   L'adeguamento periodico è disciplinato dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 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 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997, e dalla deliberazione dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 41/98 (di seguito: deliberazione n. 41/98). In base al soprarichiamato provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi, le tariffe dei gas per usi civili provenienti da metano sono aggiornate qualora la media del prezzo del gasolio nel semestre precedente, alla data di aggiornamento, differisca di almeno 11 L/kg, in aumento o in diminuzione, rispetto al prezzo del gasolio di riferimento, che è pari alla media del semestre precedente all'ultima variazione registrata.

   Come indicatore del prezzo del gasolio, in base alla deliberazione dell'Autorità n. 41/98, si considera quello che ha registrato la variazione più favorevole all'utente, tra i due seguenti:

   - prezzo del gasolio risultante dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera;
   - prezzo del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: MICA).

   Le tariffe del gas per usi civili, diverse dalle tariffe T1, variano di 0,5869 L/mc per ogni L/kg di variazione del prezzo del gasolio, considerando l'indicatore con la variazione più favorevole all'utente.

2. Ai fini dell'adeguamento previsto per l'1 settembre 1998, sono stati verificati i seguenti valori medi dei suddetti indicatori, espressi in L/kg:

INDICATORE	Prezzo di riferimento	Media semestrale 24 febbraio 23 agosto 1998	Differenza
CIF Med	232,89	212,37	- 20,52
MICA	479,17	450,42	- 28,75

Risulta che entrambi gli indicatori comportano una variazione superiore, in valore assoluto, alla franchigia di 11 L/kg. Essendo la variazione del prezzo del gasolio rilevato dal MICA la più favorevole all'utente, dovrà essere applicata una diminuzione delle tariffe dei gas per usi civili provenienti da metano, esclusa la tariffa T1, pari a 16,9 L per metro cubo (mc) di gas con potere calorifico superiore (PCS) pari a 9200 kcal/mc, corrispondenti a 1,83 L/kcal e 1,58 L/kWh.

La diminuzione è una conseguenza della persistente, ed accentuata, situazione di prezzi cedenti sui mercati petroliferi, che si è registrata nel corso degli ultimi mesi. Nel caso del prezzo del gasolio CIF Med la diminuzione di 20,52 L/kg (-8,8%) risulta quasi interamente attribuibile alla variazione in diminuzione del prezzo espresso in US$ (da 130,83 a 119,59 US$ per tonnellata metrica, pari a -8,6%), mentre è stato minimo il contributo del tasso di cambio US$/L (-0,3%).

3. Il meccanismo di adeguamento periodico delle tariffe del gas tende ad attenuarne la diminuzione, in quanto è basato su medie semestrali. Nel caso dell'indicatore CIF Med del prezzo del gasolio la media semestrale rilevata è sensibilmente superiore a quella degli ultimi due mesi (circa 212 L/kg contro 190); lo stesso accade nel caso del gasolio MICA (450 L/kg contro 425). Qualora l'attuale situazione dei mercati sia petroliferi che valutari permanesse, sarebbe possibile un'ulteriore riduzione in occasione del prossimo adeguamento periodico previsto per l'1 novembre 1998.

   Ai fini dell'adeguamento periodico previsto per il bimestre settembre – ottobre 1998, il ribasso dell'indicatore MICA risulta maggiore di quello del prezzo del gasolio CIF Med. Si tratta di un parziale recupero dei più accentuati incrementi registrati in periodi precedenti dal prezzo nazionale dal gasolio rispetto a quello internazionale. Il meccanismo di adeguamento periodico previsto dalla deliberazione dell'Autorità n. 41/98, prevedendo in via transitoria il ricorso all'indicatore più favorevole all'utente, consente di recuperare almeno in parte gli effetti sul prezzo del gas degli incrementi del prezzo del gasolio in Italia, come rilevato dall'indicatore MICA.

Relazione tecnica alla delibera 23 settembre 1998, n. 120

RELAZIONE TECNICA PER L'ADOZIONE DI UNA DIRETTIVA CONCERNENTE L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO ELETTRICO AI SENSI DELL'ARTICOLO 2, COMMA 12, LETTERA H), DELLA LEGGE 14 NOVEMBRE 1995, N. 481

1. Premessa

Con delibera 29 luglio 1998, n.91/98, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato il procedimento per l'adozione di un provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), recante direttive di comportamento aventi ad oggetto modalità di impostazione dei contratti di fornitura di energia elettrica ad utenti con consumi superiori a 15 GWh annui.

La sopra richiamata delibera dell'Autorità trova la sua ragione d'essere nelle risultanze dell'istruttoria conoscitiva, avviata con delibera dell'Autorità 21 maggio 1998, n.49/98 su contratti pluriennali di fornitura di energia elettrica ad utenti con elevati consumi, che aveva permesso di evidenziare due specifici profili rilevanti ai fini dell'eventuale esercizio di poteri istituzionali da parte dell'Autorità, l'uno riguardante la struttura dei contratti e delle proposte contrattuali esaminate, l'altro attinente alle condizioni economiche e tariffarie delle forniture.

Con la delibera 29 luglio 1998, n. 91/98 l'Autorità approvava inoltre il documento per la consultazione "Esito dell'istruttoria conoscitiva su contratti pluriennali di fornitura di energia elettrica ad utenti con elevati consumi e prefigurazione di possibili interventi in via amministrativa", in relazione al quale i soggetti interessati venivano invitati ha presentare osservazioni scritte.

2. Esito della consultazione

In esito al processo di consultazione sono state acquisite osservazioni scritte da parte di: Aicep, Confindustria, Edison Spa, Enel Spa, Federelettrica, Sondel Spa e Unapace.

Qui di seguito si riportano brevemente le posizioni espresse, raggruppate sotto i due profili identificati nel documento per la consultazione: quello contrattuale e quello tariffario.

2.1 Profilo contrattuale

Sotto questo profilo, da parte della maggioranza dei soggetti consultati, si riscontra una sostanziale condivisione dell'analisi svolta e degli interventi prospettati nel documento di consultazione. Anzi, rispetto al contenuto degli interventi, da più parti si auspica che l'Autorità vada al di là di quanto prefigurato e, più in particolare, arrivi ad imporre o a dichiarare:

- la decadenza automatica di tutti i contratti – indipendentemente dalla loro durata – attualmente vigenti con consumatori idonei, a far data dall'entrata in vigore dei decreti attuativi della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'e-

nergia elettrica (di seguito: direttiva europea 96/92/CE);

- la facoltà di recesso anticipata per tutti i clienti idonei, che abbiano in corso alla data del recepimento della direttiva europea 96/92/CE, un contratto di somministrazione di energia elettrica indipendentemente dalla sua durata, senza preavviso e penalità;

- la rescindibilità automatica, a far data dall'entrata in vigore delle norme relative al nuovo assetto del mercato elettrico nazionale (prevista dalla legge 29 aprile 1998, n. 128 concernente "disposizioni per l'adeguamento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee), di tutti i contratti e le proposte contrattuali in oggetto fino a quel momento stipulati ed aventi validità anche posteriore alla data in questione.

Rispetto alle soluzioni sopra rappresentate, quella delineata nel documento per la consultazione in base al quale si disporrebbe che "i contratti pluriennali stipulati con clienti con consumi superiori ai 15 GWh annui, anteriormente al recepimento della direttiva europea 96/92/CE ovvero nell'anno successivo, debbano prevedere il riconoscimento al cliente di un diritto di recesso unilaterale, salvo preavviso, non superiore ai tre mesi", sembra più equilibrata.

In primo luogo è necessario premettere che la legge n.481/95 attribuisce all'Autorità il potere di adottare previsioni comportamentali ciò comportando l'impossibilità di imporre la decadenza automatica dei contratti in questione. Analoghe argomentazioni possono essere portate rispetto alla richiesta di disporre la "rescissione automatica".

Secondariamente la previsione di una clausola di recesso nel senso ipotizzato dall'Autorità assicura una adeguata compensazione tra l'esigenza di garantire la libertà contrattuale e l'esigenza di creare le condizioni perché tutti i competitori possano presentarsi nella fase di transizione con pari opportunità sul mercato.

Quanto al possibile inserimento della clausola di recesso anche nei contratti annuali, si rileva che le direttive di comportamento alla cui adozione é diretto il provvedimento dell'Autorità trova il suo fondamento nella maggior durata del contratto rispetto a quella annuale normalmente prevista per i contratti di fornitura, durata che si pone ben al di là del termine presumibile di apertura del mercato e che, posta la difficoltà di recedere dal contratto, preclude sostanzialmente all'utenza la possibilità di cambiare fornitore per periodi consistenti. Analoga motivazione non si riscontra per i contratti annuali per i quali, anche a fronte di una durata ultronea rispetto all'entrata in vigore della direttiva, la disdetta garantisce comunque al cliente la possibilità di svincolarsi in un lasso ragionevole di tempo.

Come si è più sopra osservato il contenuto del documento per la consultazione dell'Autorità è stato condiviso dai soggetti intervenuti nella consultazione, con l'unica eccezione dell'Enel Spa. che ha formulato alcune riserve di seguito analiticamente presentate.

Per quanto riguarda gli aspetti giuridico istituzionali, l'Enel Spa osserva che non appare corretto il richiamo all'articolo 2, comma 12, lettera h) della legge n.481/95, in quanto questo si limita a legittimare l'Autorità ad emanare solo direttive concernenti la "produzione e l'erogazione dei servizi" che non possono spingersi in alcun

modo fino al punto di dettare lo specifico contenuto delle clausole contrattuali inerenti al singolo rapporto, che rientrano invece nella disponibilità delle parti.

Per quanto riguarda gli aspetti contrattuali ed in relazione a quanto evidenziato dall'Autorità nel paragrafo 4.1 del documento per la consultazione, l'Enel Spa si ritiene interessata, tra le fattispecie censurate dall'Autorità, a quella individuata alla lettera A) che fa riferimento a "contratti triennali stipulati fissando condizioni di fornitura per gruppi industriali", e ricorda che le clausole di recesso inserite in tali contratti prevedono l'obbligo per l'Enel Spa di rinegoziare le condizioni dei contratti stessi in relazione alle modifiche destinate ad intervenire nel quadro normativo per effetto del recepimento della direttiva comunitaria; inoltre, al cliente viene riconosciuta facoltà di recesso a titolo gratuito qualora riceva da parte di altri operatori l'offerta di condizioni di fornitura per lui più vantaggiose; tale facoltà è legata alla maggior durata del contratto, che pone il cliente in una posizione più favorevole rispetto a quella prevista per i contratti di fornitura di durata annuale; il fatto che il recesso possa avvenire solo a fronte dell'offerta di condizioni contrattuali di miglior favore rispetto a quelle praticate dal fornitore originario, risponde ad un principio di "conservazione" del contratto, immanente nel nostro ordinamento, che tende a salvaguardare, in assenza di giustificati motivi, il vincolo liberamente assunto dalle parti, principio che, nel caso di specie, trova giustificazione in relazione alla necessità da parte dell'Enel Spa di programmazione delle attività produttive e di continuità del servizio.

In sostanza, si tratta di condizioni, sempre secondo l'Enel Spa, certamente compatibili con le esigenze di apertura del mercato, dal momento che, lungi dal precludere al cliente la possibilità di cambiare nel corso del rapporto il proprio fornitore, costituiscono in realtà uno strumento giuridico che consente al cliente stesso di ampliare l'ambito delle proprie opzioni e di beneficiare pienamente ed in ogni momento di tutti i possibili vantaggi della futura concorrenza nel settore elettrico.

Con riguardo poi allo specifico intendimento dell'Autorità di imporre che i contratti pluriennali riconoscano al cliente " un diritto di recesso unilaterale, salvo preavviso non superiore a tre mesi", l'Enel Spa osserva che "dovrà essere il legislatore, in sede di adozione della direttiva europea 96/92/CE sulla base della delega rilasciata al Governo dal Parlamento, ad emanare le disposizioni per la fase transitoria. Si tratta di aspetti delicati che stanno formando oggetto di studi e di approfondimento in quanto ben evidenti sono le conseguenze che possono derivare , in caso di recesso dovuto alla scelta di un altro fornitore, da una diversa definizione dei tempi di preavviso, atteso che incidono sulla possibilità di riprogrammazione dell'offerta da parte dell'Acquirente unico e, di conseguenza sulle entità degli eventuali "costi incagliati" o "stranded costs" da riconoscere. È evidente quindi che l'adozione anticipata di un provvedimento amministrativo destinato a disciplinare degli aspetti che formeranno oggetto del decreto legislativo allo studio risulterebbe comunque viziato e censurabile in quanto pregiudizievole degli interessi sia dei clienti che degli esercenti".

Altrettanto dubbia appare secondo l'Enel Spa, la possibilità che il diritto di recesso venga riconosciuto per un periodo limitato di tempo dal momento che la direttiva europea 96/92/CE non fissa alcun limite temporale all'esercizio, da parte degli utenti eleggibili, della propria facoltà di scelta di un nuovo fornitore.

Con riguardo alle su esposte argomentazioni dell'Enel Spa, si obietta quanto segue:

- Con riferimento all'estensione ed i limiti del potere attribuito all'Autorità si osserva che il riferimento contenuto nell'articolo 2, comma 12, lettera h) della legge n.481/95 al fatto che "tali determinazioni producono gli effetti di cui al comma 37", non costituisce un limite nel caso di specie dal momento che riguarda una sola delle possibili esplicitazioni (direttive sulla qualità dei servizi) del generale potere attribuito all'Autorità di adottare direttive in materia di produzione ed erogazione dei servizi.

- Con riferimento all'obbligo per l'Enel Spa di rinegoziare le condizioni contrattuali, si osserva che tale obbligo non garantisce al cliente la certezza di ottenere le condizioni più favorevoli che il mercato in quel dato momento è in grado di offrirgli; d'altra parte non consentedogli di cambiare liberamente il fornitore impedisce il formarsi di un mercato.

- Con riferimento alla facoltà di recesso, questa, anche se prevista dai contratti dell'Enel Spa, è formulata in modo tale da renderla difficilmente esercitabile da parte del cliente. Comunque la formulazione adottata penalizza il fornitore concorrente che non avrà alcuna possibilità dal momento che l'Enel Spa potrà mantenere il cliente offrendogli le medesime condizioni.

- Con riferimento all'osservazione secondo la quale l'offerta di condizioni contrattuali di miglior favore rispetto a quelle praticate dal fornitore originario, risponde ad un principio di "conservazione" del contratto, si osserva che il richiamato principio della conservazione dei contratti non può essere considerato alla stregua di un limite generale all'autonomia contrattuale con specifico riferimento alla previsione di clausole di recesso unilaterale, né, tantomeno, un limite alla potestà di imporre l'utilizzo di una siffatta clausola nei contratti di erogazione.

- Con riferimento all'argomentazione secondo la quale dovrà essere il legislatore, in sede di adozione della direttiva europea 96/92/CE, ad emanare le disposizioni per la fase transitoria, e che si tratta di risolvere aspetti delicati attualmente oggetto di approfondimenti in quanto "ben evidenti sono le conseguenze che possono derivare – in caso di recesso dovuto alla scelta di un altro fornitore – da una diversa definizione dei tempi di preavviso atteso che incidono sulla possibilità di riprogrammazione dell'offerta da parte dell'Acquirente unico e, di conseguenza, sulle entità degli "stranded costs" eventuali da riconoscere", si osserva che, ferma restando la competenza del legislatore di adottare le disposizioni in questione, non può essere affermato alcun nesso di casualità diretto tra il provvedimento dell'Autorità e l'entità delle conseguenze diminutive che il monopolista dovrà sopportare in conseguenza dell'apertura del mercato avendo in precedenza sostenuto costi strettamente connessi con la missione di servizio pubblico che con l'apertura del mercato divengono non recuperabili – i così detti "stranded costs" -. Se tali effetti ci saranno questi sono da correlare direttamente ai provvedimenti normativi primari che definiranno il livello di liberalizzazione e di apertura del mercato, non già al provvedimento dell'Autorità la cui unica valenza è, al più, quella di creare condizioni più favorevoli all'effettività di tale processo.

- Quanto poi al rilievo secondo il quale il diritto di recesso viene riconosciuto per un periodo limitato di tempo, si osserva che si tratta, ancora una volta, di una mediazione tra due diverse esigenze: quella di assicurare la libertà contrattuale e quella di tutela della concorrenza nella fase di avvio del mercato libero. La fina-

lità della limitazione temporale all'esercizio del diritto di recesso è quella, da una parte, di assicurare che nel corso dell'anno successivo alla data di apertura del mercato il cliente abbia la facoltà di scegliere se rimanere o meno vincolato al fornitore originario, e, dall'altra parte, di salvaguardare il fornitore originario nel senso che il diritto di recesso unilaterale decade se trascorso questo primo anno non sia stato esercitato.

2.2 Profilo tariffario

Sotto questo profilo preme innanzitutto ricordare che nel documento per la consultazione l'Autorità osservava di aver riscontrato, da parte di uno degli operatori che beneficiano del regime di esclusiva, il tentativo di avvalersi della leva dei prezzi per precludere l'accesso al mercato di nuovi competitori. Tale finalità è stata perseguita attraverso la concessione di condizioni tariffarie molto favorevoli che non trovavano né analogie né fondamento nel regime tariffario attuale. L'Autorità concludeva segnalando che stava procedendo ad ulteriori approfondimenti finalizzati a verificare l'effettiva esistenza dei presupposti per un intervento, qualora fosse riscontrata una violazione del regime tariffario vigente.

L'esame della documentazione acquisita nel corso dell'istruttoria conoscitiva e delle osservazioni scritte che sono pervenute all'Autorità in occasione della consultazione dei soggetti interessati, hanno confermato che, effettivamente l'Enel Spa, sta applicando condizioni tariffarie e di fornitura in violazione della vigente disciplina.

L'Enel Spa, secondo quanto riportato nelle sue osservazioni al documento per la consultazione, ha cercato, in questi ultimi anni, di adattarsi e parametrarsi alle mutate esigenze del mercato adottando "nuove formule contrattuali sia attraverso l'introduzione di "avviamenti" (di durata anche triennale) più adeguati alle nuove istanze, sia definendo accordi a livello di gruppo industriale". Tutto ciò, a suo dire, nel contesto della normativa attuale e in attesa di un processo di definizione del nuovo assetto del settore elettrico.

Dalla sostanza delle indicazioni fornite nel documento sembra si possa desumere che, in ultima analisi, l'Enel Spa consideri il vigente ordinamento tariffario come una cornice di principi, all'interno della quale muoversi interpretando secondo le contingenti esigenze commerciali le disposizioni tariffarie.

La valutazione di tale impostazione deve muovere dalla osservazione del fatto che l'Enel Spa opera in un regime, almeno nella fase attuale, caratterizzato da "prezzi amministrati" il che comporta che i provvedimenti tariffari, indipendentemente dalla loro natura giuridica (atti amministrativi o atti normativi) abbiano valore imperativo e si impongono alle parti restringendone l'autonomia contrattuale. Il meccanismo operativo è quello di cui all'articolo 1339 c.c., ai sensi del quale " le clausole, i prezzi di beni o di servizi, imposti dalla legge [o da norme corporative] sono di diritto inseriti nel contratto, anche in sostituzione di clausole difformi apposte dalle parti". In ragione di questo meccanismo qualsiasi clausola contrattuale difforme è necessariamente nulla.

Queste sono le infrazioni al regime tariffario che sarebbero riscontrabili dall'esame della documentazione contrattuale consegnata:

a) è stata applicata la "tariffa binomia con clausola di supero a corrispettivo unitario" in violazione a quanto previsto dal capitolo II del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: Cip) 14 dicembre 1993, n.15, pubblicato in Gazzetta Ufficiale, Serie generale del 24 dicembre 1993. Detto provvedimento prevede che per le forniture in locali e luoghi diversi dalle abitazioni non regolate dalle tariffe multiorarie", per i prelievi eccedenti la potenza contrattualmente impegnata e contenuti entro il 25 % della stessa, l'utente corrisponderà per il solo mese in cui tali superi si siano verificati, un corrispettivo, per ogni kWh di maggior prelievo, pari a tre volte quello corrispondente alla potenza contrattualmente impegnata; per eventuali prelievi di potenza, di carattere eccezionale, superiori al 25 % oltre la potenza contrattualmente impegnata di cui al precedente capoverso, l'utente corrisponderà, per il solo mese in cui tali prelievi si siano verificati, un importo, per ogni kWh di maggior prelievo oltre il 25 %, pari a quattro volte quello corrispondente alla potenza contrattualmente impegnata";

b) la potenza prelevata è stata determinata assumendo il valore medio del prelievo effettuato nel periodo di 30 minuti primi consecutivi di maggior carico e ciò in palese contrasto con quanto previsto dai provvedimenti Cip 14 settembre 1979, n. 36, pubblicato in Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 263 del 25 settembre 1979, capitolo I, paragrafo B), punto b, e Cip 23 dicembre 1982, n. 58, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale Supplemento straordinario, n.358 del 30 dicembre 1982, titolo II, punto 3. In detti provvedimenti viene precisato che per le forniture a tariffe non multiorarie "come potenza prelevata si assume il valore medio del prelievo effettuato nel periodo di 15 minuti primi consecutivi di maggior carico", mentre per le forniture a tariffe multiorarie "si assume come potenza prelevata il valore medio dei tre prelievi di ciascun mese, effettuati nei periodi di 15 consecutivi minuti primi di maggior carico di ogni fascia oraria";

c) sono stati stipulati contratti unici per un insieme di forniture cui corrispondono diversi punti di consegna in netto contrasto con quanto indicato ai punti 4 e 7 del titolo I del provvedimento Cip 30 luglio 1986,n.42, pubblicato in Gazzetta Ufficiale, Serie generale n.181 del 6 agosto 1986. Detto provvedimento del Cip prevede che "la consegna e la misura dell'energia si effettuano nel luogo di utilizzazione della fornitura,..." e "a ciascun punto di consegna corrisponde una fornitura di energia elettrica a se stante".

3. Valutazioni conclusive

3.1 Aspetti contrattuali

Per quanto concerne il profilo contrattuale, alla luce delle considerazioni su esposte, si ritiene che dalla consultazione non siano emerse controindicazioni circa gli interventi prospettati nel documento di consultazione dell'Autorità.

Si ritiene pertanto che nulla osti all'adozione di una direttiva di comportamento ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge n.481/95 che imponga agli esercenti di inserire nei contratti con potenziali clienti eleggibili una clausola di recesso unilaterale a favore del cliente.

3.2 Profilo tariffario

Per quanto concerne il profilo tariffario, è opportuno ricordare che, ai sensi dell'articolo 28 della convenzione di concessione Enel Spa del 28 dicembre 1995, pub-

blicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996 "La Società è obbligata ad applicare a tutti i propri utenti le tariffe, i contributi di allacciamento e le condizioni di fornitura fissati dalle norme e disposizioni vigenti, salvo modifiche disposte, ai sensi dell'articolo 3, commi 1 e 7 della legge n. 481/95, dal Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato o dall'Autorità.

È facoltà della società quando ne sussistano i presupposti e le condizioni proporre all'Autorità, in conformità alle procedure di cui all'articolo 3 comma 4 della legge n. 481/1995, nuove tariffe e trattamenti particolari connessi a controprestazioni dell'utenza o ad altre esigenze di carattere generale".

Stanti le argomentazioni sopra esposte vi sono elementi per ritiene che l'Enel Spa sia venuta meno a tale obbligo applicando condizioni di fornitura e prezzi non conformi a quanto prescritto dalle norme e disposizioni vigenti in materia tariffaria, senza preventivamente proporre all'Autorità modifiche in tal senso a detta disciplina e esserne autorizzata.

Al riguardo si ritiene opportuno che l'Autorità svolga ulteriori approfondimenti al fine di delimitare analiticamente i riscontri e di prefigurare gli eventuali interventi di competenza dell'Autorità, rinviando ad una ulteriore delibera l'esercizio di propria competenza ai sensi della legge n. 481/95 e della convenzione di concessione delle attività elettriche dell'Enel approvata con decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 dicembre 1995 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996.

Relazione tecnica alla delibera 7 ottobre 1998, n. 126

MODALITÀ DI DETERMINAZIONE DEL VALORE MEDIO UNITARIO NAZIONALE DELLA PARTE B DELLA TARIFFA ELETTRICA DI CUI ALL'ART. 6, COMMA 6.11 DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 26 GIUGNO 1997, N. 70/97, COME MODIFICATO DALL'ART. 2, COMMA 2, DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 24 GIUGNO 1998, N. 74/98

1. Premessa

La deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (nel seguito: deliberazione dell'Autorità n. 70/97), come modificata dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 giugno 1998, n. 74/98 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1998 (nel seguito: deliberazione dell'Autorità n. 74/98), ha inglobato nella tariffa elettrica i sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato, tra cui il sovrapprezzo termico ordinario, definendo tra l'altro la parte B della tariffa elettrica, destinata a finanziare i contributi alla produzione di energia elettrica, e introducendo un nuovo meccanismo di determinazione dei contributi riconosciuti all'energia elettrica prodotta da imprese produttrici-distributrici, che prevede il riferimento al valore medio unitario nazionale della parte B della tariffa.

La presente relazione tecnica chiarisce, in seguito alla richiesta presentata dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico con lettera del 31 agosto 1998 (prot. COMM/EB/md/0039), si propone di definire le modalità di applicazione della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, come modificata dalla deliberazione dell'Autorità n. 74/98, in merito al calcolo del valore medio nazionale della parte B della tariffa. Una delibera dell'Autorità al riguardo è resa urgente dal fatto che la Cassa conguaglio per il settore elettrico, in attesa dei chiarimenti, non ha proceduto alla determinazione dei contributi spettanti alle imprese produttrici-distributrici ed alla loro liquidazione.

2. Modalità di determinazione della parte B della tariffa, di cui all'art. 6 comma 6.11 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, come modificato dall'art. 2, comma 2 della deliberazione dell'Autorità n. 74/98

L'art. 6 comma 6.11 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, come modificato dall'art. 2, comma 2 della deliberazione dell'Autorità n. 74/98, definisce il valore medio unitario della parte B della tariffa come "rapporto tra il gettito effettivo della parte B della tariffa e le vendite totali di energia elettrica all'utenza finale nello stesso periodo di competenza."

Per la determinazione del valore medio unitario delle parte B della tariffa la Cassa conguaglio per il settore elettrico deve quindi conoscere la quantità di energia elettrica fornita, nel bimestre stesso, per ciascuna tipologia di utenza. A tal fine è impo-

sto sulle imprese produttrici-distributrici l'obbligo di comunicare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, entro sessanta giorni dalla fine di ciascun bimestre, la quantità di energia elettrica fornita, nel bimestre stesso, all'utenza da loro servita, distintamente per ciascuna tipologia di utenza.

Secondo le pratiche commerciali attualmente in uso per alcune tipologie di utenti, la misurazione dell'energia elettrica venduta in un bimestre può non avvenire entro sessanta giorni dalla fine dello stesso bimestre, termine entro cui le imprese devono comunicare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico la quantità di energia elettrica fornita. Si pone quindi il problema di stimare, sulla base delle informazioni disponibili a sessanta giorni dal termine del bimestre, l'energia elettrica venduta nel bimestre stesso ad alcune classi di utenza.

La delibera proposta dall'Autorità impone un criterio di stima che faccia riferimento alle determinazioni che le imprese effettuano ai fini della fatturazione a titolo di acconto e all'energia immessa in rete nel bimestre, al netto delle perdite stimate. Nel caso le informazioni necessarie all'applicazione del criterio indicato dall'Autorità non siano disponibili, è lasciata facoltà alle imprese di utilizzare qualsiasi altro criterio ritenuto idoneo, da concordarsi preventivamente con la Cassa conguaglio per il settore elettrico.

3. Stima dell'energia elettrica fornita nel bimestre

Al fine di illustrare come debba essere effettuata la stima dell'energia elettrica fornita nel corso del bimestre dalle imprese produttrici-distributrici, conviene ai fini esemplificativi supporre che l'impresa produttrice-distributrice serva solo due classi di utenti, individuate con 1 e 2, e che solo i consumi della classe 1 siano rilevati entro sessanta giorni dalla fine del bimestre in cui avvengono. Siano note le seguenti informazioni:

- energia fornita alla classe 1 effettivamente rilevata nel bimestre: q1r;
- energia stimata ai fini della fatturazione in acconto per la classe 2 nel bimestre: q2sa;
- energia complessiva immessa in rete nel bimestre: Q;
- perdite percentuali medie sulla rete a valle dei punti cui l'immissione si riferisce: p.

La stima q2sa deve essere modificata moltiplicandola per un coefficiente f, determinato in modo da garantire l'uguaglianza: q1r+ fxq2sa=Qx (1-p); da cui si ottiene f=[Qx (1-p)-q1r]/q2sa.

L'impresa produttrice –distributrice dichiara quindi alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, l'energia venduta alla classe 1, q1r, e, a titolo provvisorio, la stima q2v dell'energia elettrica venduta nel bimestre alla classe 2, determinata come: q2v = fxq2sa.

Relazione tecnica alla delibera 27 ottobre 1998, n. 132

PRESUPPOSTI PER L'AGGIORNAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA PER IL SESTO BIMESTRE (NOVEMBRE – DICEMBRE) 1998 AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 26 GIUGNO 1997, N. 70/97

Il provvedimento dispone:

- l'aggiornamento della parte B della tariffa ai sensi dell'art. 7, comma 7.1 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);

- il conseguente aggiornamento della componente tariffaria A1 della tariffa, ai sensi dell'art. 8, comma 8.3, della medesima deliberazione;

- l'aggiornamento della componente tariffaria A3, in conseguenza di quanto disposto dall'art. 5, comma 5.3 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, come modificato dall'art. 2, comma 1, della deliberazione dell'Autorità 24 giugno 1998, n. 74/98 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1998 (di seguito: deliberazione n. 74/97).

1. Aggiornamento della parte B della tariffa elettrica

A seguito delle variazioni rilevate nel prezzo dei combustibili sui mercati internazionali, a decorrere dall'1 novembre 1998 la parte B della tariffa elettrica viene diminuita per ciascuna classe di utenza del 6,38% rispetto ai valori in vigore per il quarto bimestre (luglio – agosto) e quinto bimestre (settembre – ottobre) 1998 Per il quinto bimestre (settembre-ottobre) 1998 non si è proceduto tuttavia all'aggiornamento della parte B della tariffa in quanto non si sono verificate le condizioni di cui all'art. 7, comma 7.1, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n.70 (vale a dire: variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 2% nel costo unitario riconosciuto dei combustibili Vt, rispetto al valore preso precedentemente come riferimento).

Per il sesto bimestre (novembre – dicembre) 1998 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'art. 6, comma 6.8, della deliberazione n. 70/97, è diminuito del 7,02% rispetto al quarto bimestre 1998 (ultimo bimestre di aggiornamento della parte B della tariffa), passando da 20,169 a 18,753 L/Mcal.

Questa diminuzione riflette andamenti differenziati delle quotazioni dei combustibili nel quadrimestre giugno – settembre 1998 rispetto al quadrimestre febbraio – maggio 1998 preso a riferimento per l'ultimo aggiornamento tariffario:

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 14,771 a 14,499 L/Mcal (-1,8%). La variazione è riconducibile principalmente all'apprezzamento della lira nel rapporto di cambio verso il dollaro verificatosi nel mese di settembre 1998;

- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 20,208 a 18,662 L/Mcal (- 7,6%). La diminuzione è dovuta al calo

delle quotazioni degli oli di riferimento espresse in dollari, verificatosi fino al mese di agosto, ed all'apprezzamento della lira nel rapporto di cambio verso il dollaro;

- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 24,021 a 22,108 L/Mcal (-8,0%). Anche per il gas naturale, la diminuzione è il risultato del calo delle quotazioni in dollari degli oli e dei greggi di riferimento e dell'apprezzamento della lira nel rapporto di cambio verso il dollaro.

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 42,944 L/kWh, contro le 46,187 L/kWh del quarto bimestre 1998, stante il valore di 2290 kcal/kWh attribuito al consumo specifico.

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 dicembre 1998.

La diminuzione dell'aliquota media della parte B della tariffa, da 44,98 L/kWh a 42,11 L/kWh, può essere scomposta nelle seguenti due componenti:

- un aumento da 44,98 L/kWh a 45,29 L/kWh, dovuto alla variazione, tra il quarto ed il sesto bimestre del 1998 della quota, sul totale prodotto, dell'energia elettrica ammessa al contributo;

- una diminuzione, da 45,29 L/kWh a 42,11 L/kWh, dovuta alla variazione del costo unitario riconosciuto Ct.

L'energia elettrica ammessa al contributo include l'energia elettrica prodotta da terzi e ceduta all'Enel e alle imprese produttrici-distributrici autorizzate al ritiro, sia sotto forma di produzione dedicata che di eccedenze di energia elettrica, nonché l'energia elettrica che le imprese produttrici-distributrici producono ed immettono nella rete pubblica a mezzo di impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991 e già realizzati o in corso di realizzazione alla data del 22 febbraio 1997. Si tratta dell'energia elettrica i cui contributi per costo evitato di combustibile, per effetto della deliberazione dell'Autorità 24 giugno 1998, n. 74/98, sono a carico del conto costi energia per la quota corrispondente ai contributi riconosciuti alla produzione termoelettrica e all'energia elettrica importata.

La diminuzione del 7,02% del costo riconosciuto dei combustibili 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 valore medio riferito ai corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti dell'energia ammessa ai contributi[1] (art. 6 della deliberazione n. 70/97 come integrato dalla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 1998, n. 05/98, pubblicata nella Gazzetta

---

1 Energia prodotta da impianti termoelettrici, energia importata, energia elettrica prodotta da terzi e ceduta all'Enel e alle imprese produttrici-distributrici autorizzate al ritiro, sia sotto forma di produzione dedicata che di eccedenze di energia elettrica, nonché energia elettrica che le imprese produttrici-distributrici producono ed immettono nella rete pubblica a mezzo di impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991 e già realizzati o in corso di realizzazione alla data del 22 febbraio 1997.

Ufficiale, Serie generale, n. 33 del 10 febbraio 1998) e valore medio riferito ai corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti dell'energia assoggettata alla parte B della tariffa (art. 2 della deliberazione n. 70/97). Nel sesto bimestre del 1998 questa quota risulta pari a 0,9806.

2. Aggiornamento della componente A1 della tariffa elettrica

L'art. 8, comma 8.3 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, prevede che l'aggiornamento in diminuzione della parte B della tariffa comporti un aumento automatico della componente tariffaria A1 destinata al ripianamento del conto per l'onere termico di ammontare pari, per ogni classe di utenza, alla riduzione dell'aliquota della parte B. A seguito del trasferimento della competenza su una quota del contributo a titolo di costo evitato di combustibile dal conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate al conto costi energia, disposto dalla deliberazione dell'Autorità 24 giugno 1998, n. 74/98, nell'aggiornamento tariffario occorre tenere in considerazione le maggiori necessità di gettito del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate come evidenziato nella successiva sezione di questa relazione tecnica.

Pertanto, la componente tariffaria A1 viene aumentata, per ogni classe di utenza, di un ammontare pari alla riduzione dell'aliquota della parte B della tariffa al netto dell'aumento dell'aliquota della componente tariffaria A3.

3. Aggiornamento della componente A3 della tariffa elettrica

La deliberazione n. 74/98 ha disposto il trasferimento dal conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate al conto costi energia della competenza su una quota dei contributi relativi al costo evitato di combustibile riconosciuti all'energia elettrica prodotta da terzi e ceduta all'Enel e alle imprese produttrici-distributrici autorizzate al ritiro, sia sotto forma di produzione dedicata che di eccedenze di energia elettrica, nonché all'energia elettrica che le imprese produttrici-distributrici producono ed immettono nella rete pubblica a mezzo di impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991 e già realizzati o in corso di realizzazione alla data del 22 febbraio 1997.

La suddetta quota corrisponde al contributo ai costi di energia già riconosciuto all'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici e all'energia elettrica importata.

La variazione del costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici, a seguito della variazione del costo unitario riconosciuto dei combustibili, non ha effetto sul livello di contributo a titolo di costo evitato di combustibile riconosciuto alla energia elettrica sopra specificata. Di conseguenza ogni diminuzione del contributo ai costi di energia riconosciuto a suddetta energia comporta un corrispondente aumento nella quota del contributo a titolo di costo evitato di combustibile rimasta a carico del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

Si ritiene quindi opportuno, in corrispondenza di una diminuzione della parte B della tariffa conseguente ad un calo del costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici, procedere ad un aumento della componente tariffaria A3. Tale aumento, che viene operato senza alterare l'articolazione per classi di utenza della componente tariffaria A3, è inteso ad assicurare la copertura dei maggiori contributi a carico del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate.

A decorrere dall'1 novembre 1998, le aliquote medie delle componenti A1 e A3 e della parte B della tariffa subiscono le seguenti variazioni rispetto ai valori precedentemente in vigore:

- componente A1: +1,39 L/kWh;
- componente A3: +1,48 L/kWh;
- parte B: -2,87 L/kWh

La Tabella 1 raffronta le aliquote della tariffa elettrica in vigore dall'1 novembre 1998 con quelle vigenti per il quarto bimestre (luglio – agosto) e quinto bimestre (settembre – ottobre) 1998.

Tavola – Sovrapprezzi al 30 giugno 1997

Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	Sovrapprezzo termico ordinario	Aliquota di recupero imposta di fabbricazione oli combustibili	Aliquota aggiuntiva di sovrapprezzo ripianamento conto onere termico	Maggiorazione straordinaria oneri nucleari e minori entrate dello Stato	Sovrapprezzo nuovi impianti per nuova energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e assimilate
BASSA TENSIONE 1) Forniture per usi domestici					
a) fino a 3 kW con tariffa per residenti e fino a 150 kWh di consumo	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) 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	0	4,3	8,9	2,7
ALTA TENSIONE 5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per la classe di utenza 6) e 7)	41,7	0	4,1	7,1	2,3
6) Alluminio primario	7,3	0	0,5	2,2	2,3
7) Ferrovie dello Stato[1] - eccedenze	4,2	0	0,6	1,1	2,3
8) Ferrovie dello Stato, Società Terni e sue aventi causa[2]	0	0	0	0	2,3

(1) Quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del DPR del 22 maggio 1963, n. 730.

(2) Quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del DPR del 22 maggio 1963, n. 730, e all'art. 6 del DPR del 21 agosto 1963, n. 1165.

Tabella 1 – Aliquote in vigore dal 1 novembre 1998 rispetto a quelle in vigore nel 4° e 5° bimestre luglio-ottobre 1998

Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	4°-5° bimestre Luglio-Ottobre 1998			6° bimestre Novembre-Dicembre 1998		
	Comp.ti inglobate nella parte A	Parte B	Totale	Comp.ti inglobate nella 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	19,9	20,2	40,1	21,2	18,9	40,1
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	39,5	76,9	116,4	44,4	72,0	116,4
2) Forniture per usi agricoli	31,4	53,3	84,7	34,8	49,9	84,7
3) Altri usi	33,4	57,3	90,7	37,1	53,6	90,7
MEDIA TENSIONE						
4) Tutti gli usi	25,4	38,8	64,2	27,9	36,3	64,2
ALTA TENSIONE						
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per la classe di utenza 6) e 7)	22,5	37,2	59,7	24,9	34,8	59,7
6) Alluminio primario	7,1	6,1	13,2	7,5	5,7	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)	5,1	3,6	8,7	5,3	3,4	8,7

Relazione tecnica alla delibera 27 ottobre 1998, n. 133

PRESUPPOSTI PER L'ADEGUAMENTO PERIODICO (PER IL BIMESTRE NOVEMBRE – DICEMBRE 1998) DELLE TARIFFE DEI GAS PROVENIENTI DA METANO E DISTRIBUITI A MEZZO RETE URBANA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 23 APRILE 1998, N. 41/98

1. Al bimestre novembre-dicembre 1998 si applica l'adeguamento periodico bimestrale delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti per mezzo di reti urbane (per usi civili), come modificato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 23 aprile 1998, n. 41/98.

   L'adeguamento periodico è disciplinato dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 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 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997, e dalla deliberazione dell'Autorità 23 aprile 1998, n. 41/98 (di seguito: deliberazione n. 41/98). In base al soprarichiamato provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi, le tariffe dei gas per usi civili provenienti da metano sono aggiornate qualora la media del prezzo del gasolio nel semestre precedente, alla data di aggiornamento, differisca di almeno 11 L/kg, in aumento o in diminuzione, rispetto al prezzo del gasolio di riferimento, che è pari alla media del semestre precedente all'ultima variazione registrata.

   Come indicatore del prezzo del gasolio, in base alla deliberazione dell'Autorità n. 41/98, si considera quello che ha registrato la variazione più favorevole all'utente, tra i due seguenti:

   - prezzo del gasolio risultante dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera;
   - prezzo del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: MICA).

   Le tariffe del gas per usi civili, diverse dalle tariffe T1, variano di 0,5869 L/mc per ogni L/kg di variazione del prezzo del gasolio, considerando l'indicatore con la variazione più favorevole all'utente.

2. Ai fini dell'adeguamento previsto per l'1 novembre 1998, sono stati verificati i seguenti valori medi dei suddetti indicatori, espressi in L/kg:

INDICATORE	Prezzo di riferimento	Media semestrale 24 aprile 23 ottobre 1998	Differenza
CIF Med	212,37	198,94	- 13,43
MICA	450,42	436,07	- 14,35

Risulta che entrambi gli indicatori comportano una variazione superiore, in valore assoluto, alla franchigia di 11 L/kg. Essendo la variazione del prezzo del gasolio rilevato dal MICA la più favorevole all'utente, dovrà essere applicata una diminuzione delle tariffe dei gas per usi civili provenienti da metano, esclusa la tariffa T1, pari a 8,4 L per metro cubo (mc) di gas con potere calorifico superiore (PCS) pari a 9200 kcal/mc, corrispondenti a 0,91 L/kcal e 0,78 L/kWh.

La diminuzione è una conseguenza della situazione di prezzi cedenti sui mercati petroliferi, che nel mese di settembre hanno avuto una ripresa per poi tornare a scendere già nei primi giorni del mese di ottobre. Nel caso del prezzo del gasolio CIF Med la diminuzione di 13,43 L/kg (-6,3%) risulta attribuibile all'effetto combinato della diminuzione del prezzo espresso in US$ (da 119,59 a 114,98 US$ per tonnellata metrica, pari a –3,9%), e del tasso di cambio US$/L (-2,4%).

3. Il meccanismo di adeguamento periodico delle tariffe del gas tende ad attenuarne la diminuzione, in quanto è basato su medie semestrali. Nel caso dell'indicatore CIF Med del prezzo del gasolio la media semestrale rilevata è superiore a quella degli ultimi due mesi (circa 199 L/kg contro 195); lo stesso accade nel caso del gasolio MICA (436 L/kg contro 429).

Ai fini dell'adeguamento periodico previsto per il bimestre novembre–dicembre 1998, il ribasso dell'indicatore MICA risulta maggiore di quello del prezzo del gasolio CIF Med. Si tratta di un parziale recupero dei più accentuati incrementi registrati in periodi precedenti dal prezzo nazionale dal gasolio rispetto a quello internazionale. Il meccanismo di adeguamento periodico previsto dalla deliberazione dell'Autorità n. 41/98, prevedendo in via transitoria il ricorso all'indicatore più favorevole all'utente, consente di recuperare almeno in parte gli effetti sul prezzo del gas degli incrementi del prezzo del gasolio in Italia, come rilevato dall'indicatore MICA.

Con questa diminuzione, che è la quarta in ordine di tempo a partire da maggio scorso, le tariffe per uso riscaldamento ed altri usi si sono ridotte di 55,1 L per metro cubo pari a circa il 10% della tariffa media, considerata al netto delle imposte. La riduzione del prezzo di acquisto del metano nello stesso periodo da parte delle aziende distributrici è stato di 50,3 L. per metro cubo pari al 14,3 %.

Relazione tecnica alla delibera 22 dicembre 1998, n. 161

PRESUPPOSTI E FONDAMENTI PER L'AGGIORNAMENTO E LA MODIFICA DELLE COMPONENTI DELLA PARTE A E L'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 PER ALCUNE DISPOSIZIONI IN MATERIA DI CASSA CONGUAGLIO PER IL SETTORE ELETTRICO

1. Premessa

La deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), oggetto della presente relazione tecnica, si propone di:

a) riordinare le componenti inglobate nella parte A della tariffa elettrica;

b) aggiornare la parte B della tariffa elettrica ai sensi dell'articolo 7, comma 7.1 della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 (di seguito: deliberazione n. 70/97), tenendo anche conto delle possibili modifiche delle accise sui combustibili utilizzati nella produzione di energia elettrica, come previste dal disegno di legge recante Misure di finanza pubblica per la stabilizzazione e lo sviluppo, approvato dal Parlamento in data 20 dicembre 1998;

c) definire i criteri che la Cassa conguaglio per il settore elettrico deve utilizzare nel rimborso degli oneri connessi alla sospensione ed alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari, nonché alla loro chiusura.

Segue l'illustrazione dei tre temi in premessa.

2. Riordino delle componenti inglobate nella parte A della tariffa elettrica

L'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97 prevede che, a decorrere dall'1 luglio 1997, il Conto per l'onere termico presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico continui ad operare esclusivamente per il ripianamento degli squilibri relativi agli anni 1994, 1995, 1996 ed al primo semestre 1997 e che a tale ripianamento venga destinato il gettito della componente tariffaria A1.

Secondo le più recenti stime il ripianamento degli squilibri del Conto per l'onere termico, relativi agli anni 1994, 1995, 1996 e al primo semestre 1997, dovrebbe essere completato nei primi giorni del primo bimestre (gennaio – febbraio) 1999. In realtà, il momento effettivo del completamento del ripianamento dipende dalla quantità di energia elettrica consumata dall'utenza e, quindi, non sarà determinabile se non a posteriori. Inoltre, rettifiche di fatturazione, possibili per dieci anni a partire dalla soppressione del sovrapprezzo termico disposta dalla deliberazione n. 70/97, fanno sì che, almeno in linea di principio, il conto non possa essere chiuso se non dopo il 30 giugno 2007. L'effetto delle rettifiche è peraltro di entità trascurabile.

Nonostante queste considerazioni introducano elementi di flessibilità, si ritiene

opportuno procedere, a partire dall'1 gennaio 1999, ad un riordino delle componenti inglobate nella parte A della tariffa al fine di:

- sopprimere la componente tariffaria A1, prevedendo al contempo un meccanismo per far fronte all'eventuale squilibrio del Conto per l'onere termico ancora non ripianato alla suddetta data;
- adeguare la componente tariffaria A2 al fine di provvedere il gettito necessario al rimborso degli oneri pregressi (vale a dire oneri diversi da quelli relativi al riprocessamento del combustibile irraggiato e alla messa in sicurezza ed allo smantellamento delle centrali nucleari) connessi alla sospensione ed alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura (di seguito: oneri nucleari pregressi), anche a seguito della deliberazione dell'Autorità 12 giugno 1998, n. 58/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 140 del 18 giugno 1998 (di seguito: deliberazione n. 58/98), in materia di verifica di congruità dei criteri adottati per determinare i rimborsi dei suddetti oneri e di determinazione degli oneri ammessi a rimborso;
- adeguare la componente tariffaria A3 in connessione con le esigenze di gettito per la copertura dei contributi erogati dal Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (di seguito: Conto nuovi impianti);
- razionalizzare l'articolazione per classi di utenza delle componenti tariffarie A2 e A3.

Inoltre, si prevede di introdurre una modifica nella struttura delle componenti tariffarie A2 e A3, a decorrere dall'1 marzo 1999, che distingua, per ciascuna componente tariffaria, una parte riferita alla potenza impegnata ed una parte riferita all'energia elettrica fornita.

2.1 Soppressione della componente tariffaria A1

La componente tariffaria A1, attualmente caratterizzata da un'aliquota media di circa 19,3 L/kWh, pari ad un gettito su base annua di circa 4300 miliardi di lire, viene soppressa a decorrere dall'1 gennaio 1999. L'eventuale squilibrio residuo del Conto per l'onere termico risultante a tale data verrà coperto con le disponibilità del Conto costi energia.

Qualora il ripianamento del Conto per l'onere termico fosse conseguito prima dell'1 gennaio 1999, le eccedenze di gettito della componente tariffaria A1 saranno accreditate al Conto costi energia.

2.2 Adeguamento della componente tariffaria A2

La componente tariffaria A2, attualmente caratterizzata da un'aliquota media di circa 1,5 L/kWh, pari ad un gettito su base annua di circa 330 miliardi di lire, viene incrementata ad un livello medio di aliquota pari a 8,0 L/kWh. Ciò genera un gettito su base annua pari a circa 1760 miliardi di lire, consentendo il rimborso degli oneri nucleari pregressi nell'arco di circa un anno.

2.3 Adeguamento della componente tariffaria A3

La componente tariffaria A3, attualmente caratterizzata da un'aliquota media di circa 9,7 L/kWh, pari ad un gettito su base annua di circa 2170 miliardi di lire, viene modificata in relazione alle esigenze di gettito di tale conto, stimabili per il 1999 in circa 2500 miliardi lire.

L'aliquota media della componente tariffaria A3 viene pertanto aumentata di circa 1,5 L/kWh, portandola a circa 11,2 L/kWh. Ciò dovrebbe dare un gettito su base annua di circa 2470 miliardi di lire che, sommato al gettito della componente tariffaria A3bis, stimabile in circa 15 miliardi di lire su base annua, assicurerà la copertura del fabbisogno del Conto nuovi impianti.

2.4 Razionalizzazione dell'articolazione per classe di utenza delle componenti tariffarie A2 e A3

La deliberazione dell'Autorità ridefinisce e razionalizza l'articolazione, per classi di utenza, delle componenti tariffarie inglobate nella parte A della tariffa. La nuova articolazione, comune alle componenti tariffarie A2 e A3, prevede che l'aliquota applicabile a ciascuna classe di utenza sia proporzionale alla quantità di energia elettrica che deve essere immessa in rete per garantire la fornitura di 1 kWh agli utenti appartenenti alla classe stessa, una volta tenuto conto delle perdite di energia elettrica sulla rete.

Le aliquote delle componenti inglobate nella parte A della tariffa sono perciò identiche per classi di utenza alimentate allo stesso livello di tensione. La differenza tra aliquote applicabili a classi di utenza alimentate a diversi livelli di tensione rispecchia unicamente la differenza nelle perdite sulla rete associate con i suddetti livelli.

Al criterio generale enunciato fanno eccezione le aliquote relative alle forniture per la produzione di alluminio primario e alle forniture alle Ferrovie dello Stato per consumi in eccesso ai quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del d.P.R. 22 maggio 1963, n. 730. In questi casi le aliquote delle componenti tariffarie inglobate nella parte A della tariffa sono state determinate in modo da lasciare invariata l'aliquota complessiva di questa parte della tariffa.

Non viene modificata l'articolazione per classi di utenza della componente tariffaria A3bis, applicabile all'energia elettrica di cui all'articolo 2, comma 2.4, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97.

2.5 Modifica della struttura delle componenti tariffarie A2 e A3

Si prevede che a decorrere dall'1 marzo 1999, per le forniture diverse da quelle in bassa tensione per usi domestici, le componenti tariffarie A2 e A3 siano specificate con un'aliquota riferita alla potenza impegnata ed un'aliquota riferita all'energia elettrica fornita.

In questo modo le componenti tariffarie A2 e A3 si baseranno non più su uno solo ma su entrambi i principali parametri che definiscono la fornitura di energia elettrica, distribuendo l'onere tra gli utenti sulla base di una più completa caratterizzazione della fornitura.

Nel caso di forniture di energia elettrica con diverso impegno di potenza in distinti periodi dell'anno, l'aliquota riferita alla potenza impegnata si applica, in ciascun mese, al livello massimo della potenza impegnata nel mese.

Nel caso di forniture regolate da tariffe biorarie o multiorarie, per l'applicazione dell'aliquota riferita alla potenza impegnata si considera, in ciascun mese, la potenza impegnata equivalente. Questa viene calcolata sulla base delle potenze impegnate in

ciascuna fascia oraria, utilizzando le seguenti espressioni:

- potenza impegnata equivalente nel caso di forniture regolate da tariffe biorarie:

$$PE = 0{,}432\ PP + 0{,}568\ PV,$$

dove PP e PV sono le potenze impegnate, rispettivamente, nelle ore piene e nelle ore vuote, come definite al titolo II, punto 1), lettera a) del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/90;

- potenza impegnata equivalente nel caso di forniture regolate da tariffe multiorarie:

$$PE = 0{,}059\ P1 + 0{,}207\ P2 + 0{,}143\ P3 + 0{,}591\ P4,$$

dove P1, P2, P3 e P4 sono le potenze impegnate, rispettivamente, nelle ore di punta, nelle ore di alto carico, nelle ore di medio carico e nelle ore vuote, come definite al titolo II, punto 2), lettera b) del sopra richiamato provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi n. 45/90.

Si ritiene di prevedere fin da ora questa modifica nella struttura delle componenti tariffarie inglobate nella parte A della tariffa, che avrà effetto solo a decorrere dal secondo bimestre 1999, per permettere agli esercenti il servizio elettrico di adeguare le procedure di fatturazione all'utenza.

La tabella 1 riassume le modifiche alle aliquote di tariffa per le diverse classi di utenza come risultato dell'aggiornamento e modifica illustrati nelle sezioni 2 e 3.

3. Aggiornamento della parte B della tariffa elettrica

Per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 1999 la parte B della tariffa viene aggiornata al fine di:

- tener conto delle variazioni nel prezzo dei combustibili sui mercati internazionali;
- prevedere la copertura di eventuali maggiori costi della produzione di energia elettrica derivanti dalla variazione delle accise applicabili ai combustibili utilizzati in tale attività.

In particolare, a decorrere dall'1 gennaio 1999, la parte B della tariffa, oltre a riflettere i prezzi dei combustibili sui mercati internazionali ed i costi di trasporto, incorpora una quota a copertura, a titolo di acconto, dei maggiori costi dei combustibili derivanti da eventuali variazioni delle accise a questi applicabili, come previste dal disegno di legge recante Misure di finanza pubblica per la stabilizzazione e lo sviluppo, approvato dal Parlamento in data 20 dicembre 1998.

Qualora le suddette variazioni delle accise entrassero in vigore, l'Autorità provvederà ad adeguare il costo unitario riconosciuto dei combustibili per tenere conto dei maggiori oneri fiscali imposti sulla produzione di energia elettrica. Non sarà invece necessario provvedere ad una contestuale modifica della parte B della tariffa, la quale, come sopra detto, già comprende una quota a copertura, a titolo di acconto, di

tali maggiori oneri. La differenza, positiva o negativa, tra la quota di aliquota introdotta a titolo di acconto nella parte B della tariffa e quella corrispondente agli effettivi maggiori oneri fiscali derivanti dalle modificazioni delle aliquote delle accise sui combustibili utilizzati per la produzione termoelettrica sarà conguagliata nella parte B della tariffa in occasione del prossimo aggiornamento bimestrale.

3.1 Aggiornamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili e del costo riconosciuto dell'energia elettrica prodotta con impianti termoelettrici

Per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 1999 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione n. 70/97, è diminuito del 5,00% rispetto al sesto bimestre 1998, passando da 18,753 a 17,815 L/Mcal.

La diminuzione riflette sia andamenti differenziati dei prezzi in dollari USA dei combustibili sui mercati internazionali, sia un apprezzamento della lira nei confronti del dollaro USA, il cui rapporto di cambio ha mostrato un valore medio per il quadrimestre agosto – novembre 1998 pari a 1682,841 L/$, inferiore del 3,61% rispetto al valore di 1745,874 L/$ medio per il quadrimestre giugno – settembre 1998 utilizzato in occasione del precedente aggiornamento.

Gli indici relativi al carbone, all'olio combustibile e al gas naturale hanno registrato le seguenti variazioni:

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 14,499 a 14,008 L/Mcal (-3,4%). La variazione è riconducibile essenzialmente al rapporto di cambio del dollaro USA verso la lira, essendo le quotazioni in dollari del carbone sostanzialmente stabili sul principale mercato di approvvigionamento, ovvero gli Stati Uniti, in lieve rialzo sul mercato sudafricano ed in leggera flessione su tutti gli altri mercati di riferimento del paniere (Polonia, Cina, Colombia, Venezuela);
- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 18,662 a 17,576 L/Mcal (- 5,8%). La diminuzione è dovuta al calo delle quotazioni degli oli di riferimento espresse in dollari, in particolare durante il mese di novembre;
- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 22,108 a 21,235 L/Mcal (-3,9%). 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 40,796 L/kWh, contro le 42,944 L/kWh del sesto bimestre 1998, stante il valore di 2290 kcal/kWh attribuito al consumo specifico.

3.2 Aggiornamento delle aliquote della parte B della tariffa elettrica

Poiché la variazione del costo riconosciuto dei combustibili ha superato i due punti percentuali, ai sensi dell'articolo 7, comma 7.1 della deliberazione n. 70/97, si procede all'aggiornamento della parte B della tariffa, con decorrenza dall'1 gennaio 1999.

L'aggiornamento della parte B della tariffa per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 1999 riflette:

- la riduzione del costo riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici;
- l'aumento della quota, sul totale prodotto, dell'energia elettrica ammessa al contributo ai costi di energia;
- la previsione di una quota di aliquota a copertura, a titolo di acconto, di eventuali variazioni nelle accise applicabili ai combustibili utilizzati nella produzione di energia elettrica.

L'aliquota media della parte B della tariffa viene infatti determinata moltiplicando il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici (Ct) per la quota di energia elettrica ammessa, che, a sua volta, è definita come rapporto tra valore medio riferito ai corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti dell'energia ammessa ai contributi[1] (articolo 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) e valore medio riferito ai corrispondenti bimestri dei tre anni precedenti dell'energia assoggettata alla parte B della tariffa (articolo 2 della deliberazione n. 70/97). Per il primo bimestre del 1999 questa quota risulta pari a 0,9940.

In occasione dell'aggiornamento della parte B della tariffa per il primo bimestre 1999 si è anche provveduto ad identificare una quota aggiuntiva di aliquota, pari in media a 0,69 L/kWh, a copertura, a titolo di acconto, di eventuali variazioni delle accise sui combustibili utilizzati per la produzione di energia elettrica, come previste dal già richiamato disegno di legge recante Misure di stabilizzazione e di sviluppo del 20 dicembre 1998.

Pertanto la diminuzione dell'aliquota media della parte B della tariffa, da 42,11 L/kWh a 41,24 L/kWh, può essere scomposta nelle seguenti variazioni:

- un aumento da 42,11 L/kWh a 42,69 L/kWh, dovuto alla variazione, tra il sesto bimestre del 1998 ed il primo bimestre del 1999 della quota, sul totale prodotto, dell'energia elettrica ammessa al contributo[2];
- una diminuzione, da 42,69 L/kWh a 40,55 L/kWh, dovuta alla variazione del costo unitario riconosciuto Ct;
- un aumento da 40,55 L/kWh a 41,24 L/kWh, dovuto all'aggiuntiva quota di aliquota.

---

1 Energia prodotta da impianti termoelettrici, energia importata, energia elettrica prodotta da terzi e ceduta all'Enel e alle imprese produttrici-distributrici autorizzate al ritiro, sia sotto forma di produzione dedicata che di eccedenze di energia elettrica, nonché energia elettrica che le imprese produttrici-distributrici producono ed immettono nella rete pubblica a mezzo di impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991 e già realizzati o in corso di realizzazione alla data del 22 febbraio 1997.

2 L'energia elettrica ammessa al contributo include l'energia elettrica prodotta da terzi e ceduta all'Enel e alle imprese produttrici-distributrici autorizzate al ritiro, sia sotto forma di produzione dedicata che di eccedenze di energia elettrica, nonché l'energia elettrica che le imprese produttrici-distributrici producono ed immettono nella rete pubblica a mezzo di impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991 e già realizzati o in corso di realizzazione alla data del 22 febbraio 1997. Si tratta dell'energia elettrica i cui contributi per costo evitato di combustibile, per effetto della deliberazione dell'Autorità 24 giugno 1998, n. 74/98, sono a carico del conto costi energia per la quota corrispondente ai contributi riconosciuti alla produzione termoelettrica e all'energia elettrica importata.

La risultante riduzione del 2,06% si applica alle aliquote relative a tutte le categorie di utenza, ad eccezione che nel caso di:

- forniture per uso domestico nelle abitazioni di residenza anagrafica con potenza impegnata fino a 3 kW e per livelli di consumo mensile fino a 150 kWh, già caratterizzate da aliquote della parte B della tariffa significativamente inferiori rispetto a quelle applicabili alle altre forniture per usi domestici, per le quali l'aliquota della parte B della tariffa viene fissata in modo da lasciare invariato l'onere complessivo delle componenti inglobate nella parte A e della parte B della tariffa;
- forniture per la produzione di alluminio primario, per le quali il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996, prevede che le eventuali variazioni in diminuzione dei sovrapprezzi, ora parte B della tariffa, non siano applicate alle suddette forniture fino a che non sia stato raggiunto il trattamento previsto per le forniture normali.

4. Criteri per il rimborso degli oneri nucleari

La deliberazione dell'Autorità 12 giugno 1998, n. 58/98, all'articolo 5, ha disposto l'istituzione presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico di due nuovi conti destinati alla gestione dei rimborsi degli oneri connessi alla sospensione ed alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura:

a) "Conto per il rimborso degli oneri nucleari alle imprese appaltatrici", per la gestione dei rimanenti rimborsi nei confronti delle imprese appaltatrici;

b) "Conto per il rimborso all'Enel di oneri relativi ad attività nucleari residue", per la gestione dei rimborsi all'Enel degli oneri riconosciuti per il "riprocessamento combustibile irraggiato" e per la "messa in sicurezza e smantellamento" delle centrali nucleari.

Lo stesso articolo 5 prevede che il "Conto per il rimborso all'Enel di oneri straordinari", di cui al punto 2 del provvedimento del CIP 21 dicembre 1988, n. 27/88, venga utilizzato per la gestione dei rimborsi all'Enel degli oneri nucleari pregressi.

La deliberazione dell'Autorità n. 58/98 non prevede peraltro in che modo i suddetti conti debbano essere alimentati, né come debbano essere imputati i rimborsi all'Enel ed alle imprese appaltatrici disposti fino ad ora dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

La deliberazione dell'Autorità oggetto della presente relazione tecnica precisa pertanto che:

- i rimborsi disposti dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico fino al 31 dicembre 1998 debbano intendersi riferiti agli oneri nucleari pregressi. Pertanto, l'ammontare da reintegrare degli oneri relativi al riprocessamento del combustibile nucleare irraggiato ed alla messa in sicurezza ed allo smantellamento delle centrali nucleari è pari al valore riconosciuto dai provvedimenti in materia del Comitato interministeriale dei prezzi, aumentato degli interessi per differito pagamento;
- il gettito della componente tariffaria A2 viene utilizzato per alimentare il Conto

per il rimborso degli oneri nucleari alle imprese appaltatrici e il Conto per il rimborso all'Enel di oneri straordinari, in proporzione ai rispettivi livelli degli oneri ancora da reintegrare.

Tabella 1 – Aliquote in vigore dal 1 gennaio 1999 rispetto a quelle in vigore nel 6° bimestre novembre-dicembre 1998

Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	6° bimestre Novembre-Dicembre 1998			1° bimestre 1999 Gennaio-Febbraio 1999		
	Comp.di inglobate nella parte A	Parte B	Totale	Comp.di inglobate nella 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	21,2	18,9	40,1	19,9	20,2	40,1
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	44,4	72,0	116,4	19,9	70,6	90,5
2) Forniture per usi agricoli	34,8	49,9	84,7	19,9	48,9	68,8
3) Altri usi	37,1	53,6	90,7	19,9	52,5	72,4
MEDIA TENSIONE 4) Tutti gli usi	27,9	36,3	64,2	18,8	35,6	54,4
ALTA TENSIONE 5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per la classe di utenza 6) e 7)	24,9	34,8	59,7	18,4	34,1	52,5
6) Alluminio primario	7,5	5,7	13,2	7,5	5,7	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)	5,3	3,4	8,7	5,3	3,3	8,6

Relazione tecnica alla delibera 22 dicembre 1998, n. 162

PRESUPPOSTI PER LA DEFINIZIONE DEI PREZZI DI CESSIONE DELLE ECCEDENZE DI ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DA IMPIANTI IDROELETTRICI AD ACQUA FLUENTE FINO A 3 MW

1. Premessa

Con lettera in data 13 maggio 1998 (prot. A/82) l'Enel Spa (di seguito: Enel), con sede legale in via G.B.Martini 3, Roma, ha informato l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) che "in relazione alla scadenza di numerose convenzioni per cessioni destinate all'Enel, riguardanti quasi esclusivamente produzioni da impianti idroelettrici di piccola potenza, l'Enel proporrà agli interessati di regolare le cessioni con accordi di durata annuale, tacitamente rinnovabili, nei quali viene prevista l'applicazione del trattamento stabilito dalla deliberazione dell'Autorità n. 108/97".

Si stima che le convenzioni stipulate dall'Enel con produttori terzi relative ad impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW riguardino 464 impianti, per una capacità installata pari a 307 MW, con 238 convenzioni già scadute od in scadenza entro la fine del 1998. Ciò rispetto ad un totale di convenzioni stipulate dall'Enel con produttori terzi che riguarda 858 impianti alimentati da fonti 'rinnovabili pure'(di cui 629 nel segmento con potenza fino a 3 MW e 561 idroelettrici), per una capacità installata equivalente di 2 949 MW (di cui 510 nel segmento con potenza fino a 3 MW), con 291 convenzioni già scadute od in scadenza entro la fine del 1998 (Tavola 1).

Con lettera in data 1 giugno 1998 (prot.4827.A2) la Federazione produttori energie rinnovabili (di seguito: Federpern), con sede legale in corso Re Umberto, 44, Torino, ha richiesto un incontro al Presidente dell'Autorità per illustrare le problematiche relative ai piccoli produttori idroelettrici. Nell'incontro, tenutosi in data 26 giugno 1998 presso la sede dell'Autorità tra rappresentanti di Federpern e funzionari dell'Autorità, la Federpern ha consegnato un memoriale ed ha richiesto l'intervento dell'Autorità per una proroga, almeno fino alla data di apertura del mercato, delle convenzioni per cessione destinata scadute il 31 dicembre 1997 ed in corso di scadenza.

Con lettera in data 1 giugno 1998 (prot.4992.A2) l'Unione produttori energie rinnovabili (di seguito Uper), con sede legale in via S. Quintino 28, Torino, ha rappresentato all'Autorità la situazione dei piccoli produttori idroelettrici membri dell'Uper, includendo anche una relazione tecnica dal titolo "Problematiche connesse all'attuale situazione di cessione dell'energia elettrica ottenibile dagli impianti idroelettrici minori e proposte per un miglioramento della redditività di tali impianti" ed una tabella di comparazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili praticati in alcuni Paesi europei. L'Uper ha trasmesso successivamente all'Autorità copia della segnalazione inviata in data 30 giugno 1998 al Presidente della Repubblica.

Con nota in data 22 luglio 1998 l'Associazione produttori energia da fonti rinnovabili (di seguito Aper), con sede legale in piazza Cinque Giornate 10, Milano, ha tra-

smesso all'Autorità una relazione sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e successivamente, in data 24 settembre 1998, un documento concernente l'analisi di redditività per cinque impianti idroelettrici tipici.

2. Finalità della deliberazione dell'Autorità

Avendo considerato i documenti e le informazioni acquisite anche nel corso di incontri con i soggetti interessati, l'Autorità ritiene opportuno riconoscere i costi relativi agli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza nominale media annua fino a 3 MW tenendo conto dei vantaggi ambientali e delle ricadute socio-economiche locali.

La deliberazione dell'Autorità, oggetto della presente relazione tecnica, si propone pertanto di:

a) modificare e integrare i prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW di cui alla deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 255 del 31 ottobre 1997 (di seguito: deliberazione n. 108/97);

b) integrare i prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta fino a garantirne un'adeguata copertura dei costi allo scadere delle convenzioni di cessione destinata all'Enel e comunque per tutti gli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza nominale media annua non superiore a 3 MW che cedono energia all'Enel come eccedenze.

La deliberazione dell'Autorità ha tuttavia carattere temporaneo in attesa di nuove norme e provvedimenti do sostegno delle fonti rinnovabili di energia che potrebbero essere adottate per l'attuazione del protocollo di Kyoto e per il conseguimento di finalità di politica energetica nazionale ed europea.

3. La situazione tariffaria in atto

L'attuale ordinamento tariffario in materia di cessione dell'energia elettrica dal produttore al soggetto cessionario (Enel e imprese elettriche minori, secondo l'articolo 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9) prevede due tipologie distinte: la cessione destinata (o 'dedicata') e la cessione di eccedenze, regolate ciascuna da convenzioni-tipo che il produttore di energia ed il soggetto cessionario sono tenuti a stipulare ai sensi del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 235 del 6 ottobre 1992.

3.1 Prezzi di cessione destinata dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW

Alla nuova energia elettrica prodotta con impianti utilizzanti fonti rinnovabili ed assimilate, di cui al titolo II del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.109 del 12 maggio 1992 (di seguito: provvedimento CIP n. 6/92), 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, oggetto dei contratti di cessione destinata viene riconosciuto un prezzo, inclu-

sivo dell'ulteriore componente, di 160,3 L/kWh (valore di acconto 1 gennaio-31 dicembre 1998 determinato dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico) per un periodo massimo di 8 anni.

Alla fine di tale periodo, o per gli impianti riconosciuti come esistenti, viene riconosciuto un prezzo di cessione pari a 102,8 L/kWh, corrispondente al costo evitato di produzione (valore di acconto 1 gennaio – 31 dicembre 1998).

3.2 Prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW

In base alla deliberazione dell'Autorità n. 108/97, il prezzo di cessione delle eccedenze di energia elettrica per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW è differenziato a seconda che l'energia venga prodotta da 'impianti nuovi' o da 'altri impianti', in 'ore piene' o 'ore vuote'.

Il prezzo di cessione delle eccedenze di energia prodotta da 'impianti nuovi' è composto:

a) nelle ore piene da tre componenti:
- la componente di incentivazione di cui al titolo II, punto 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 (94 L/kWh);
- la componente di prezzo 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, pari a 43,6 L/kWh fino al 31 dicembre 1998 ed a 36,4 L/kWh dall'1 gennaio 1999;
- la componente di prezzo relativa al costo evitato di combustibile (Ct), come definito dal comma 6.5 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), soggetto ad aggiornamento bimestrale;

b) nelle ore vuote dal costo evitato di combustibile (Ct) fino al 31 dicembre 1998 e, dopo l'1 gennaio 1999, dal valore medio unitario della parte B della tariffa (PB), come definito dal comma 6.11 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97.

Con riferimento all'ultimo aggiornamento tariffario dell'anno 1998 (bimestre novembre-dicembre 1998: Ct=42,9 L/kWh e PB=42,1 L/kWh), il prezzo di cessione delle eccedenze di energia prodotta da 'impianti nuovi' dall'1 gennaio 1999 risulta quindi pari a:

a) ore piene 94 + 36,4 + 42,9 = 173,3 L/kWh per gli impianti con meno di otto anni di esercizio, oppure 36,4 + 42,9 = 79,3 L/kWh per quelli con più di otto anni di esercizio

b) ore vuote B = 42,1 L/kWh

equivalente ad una tariffa media di 95,4 L/kWh per gli impianti con meno di otto anni di esercizio e di 57,2 L/kWh per quelli con più di otto anni di esercizio, ipotizzando una cessione uniforme nel corso dell'anno.

Il prezzo di cessione delle eccedenze di energia prodotta da 'altri impianti' è composto:

a) nelle ore piene da due componenti:
- componente di prezzo relativa al costo evitato di impianto, di esercizio, manutenzione e spese generali connesse pari a 43,6 L/kWh fino al 31 dicembre 1998, 18,2 L/kWh nel 1999 e 0 L/kWh dall'1 gennaio 2000.
- componente di prezzo pari al costo evitato di combustibile Ct;

b) nelle ore vuote dalla sola componente costo evitato di combustibile Ct (fino al 31 dicembre 1998) e dalla componente PB dopo l'1 gennaio 1999.

Con riferimento ai valori di Ct e di PB dell'ultimo bimestre 1998, il prezzo medio di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotte da 'altri impianti' risulta pari a:
- *nel 1999*: ore piene 18,2 + Ct, ore vuote PB, equivalente ad una tariffa media di 49,8 L/kWh, con riferimento ai valori di Ct e di PB dell'ultimo bimestre 1998 ed ipotizzando una cessione uniforme nel corso dell'anno;
- *dall'1 gennaio 2000*: ore piene Ct, ore vuote PB, equivalente ad una tariffa media di 42,4 L/kWh, con riferimento agli stessi valori di Ct, PB e del rapporto tra ore piene e vuote sopra utilizzati.

4. I risultati dell'indagine sui costi

Dall'indagine condotta dagli uffici dell'Autorità relativamente ai costi degli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza nominale di concessione non superiore a 3 MW è emerso che:
- gli *investimenti unitari* sono compresi tra 3 milioni di lire a kW (taglia da 2.5 MW) e 4 milioni di lire a kW per le taglie inferiori a 220 kW;
- i *costi fissi di impianto*, in assenza di alcun tipo di finanziamento, sono compresi tra 32 e 53 L/kWh in misura pari agli *ammortamenti fiscali*, in base ai quali sono consentite percentuali annue di ammortamento pari all'1% per le opere idrauliche, al 3% per le opere civili, al 7% per gli equipaggiamenti elettromeccanici ed al 20% per gli investimenti immateriali (Tavola 2);
- i *costi di esercizio* variano in modo sensibile al variare della taglia degli impianti tra 31 e 69 L/kWh secondo i dati forniti dalle associazioni dei produttori (Tavola 2) e tra 25 e 63 L/kWh secondo le valutazioni degli uffici dell'Autorità (Tavola 3). Infatti le voci di costo relative al canone di concessione e all'addizionale regionale riportate nella Tavola 3 sono inferiori alle corrispondenti voci indicate nella documentazione fornita dall'Aper: ciò in quanto quest'ultima ha fatto riferimento ai canoni di concessione previsti dal decreto del Ministro delle finanze 2 marzo 1998, n. 258, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 179 del 3 agosto 1998. Gli uffici dell'Autorità, previe le opportune verifiche presso l'Amministrazione delle finanze, hanno accertato che, per il periodo successivo all'1 gennaio 1994 e per tutti i tipi di utenza di acqua pubblica, trovano applicazione i canoni previsti dall'articolo 18 della legge 5 gennaio 1994, n.36 e le successive norme di attuazione contenute nei decreti del Ministro delle finanze 25 febbraio 1997, n. 90, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 77 del 3 aprile 1997 e 20 marzo 1998, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 95 del 24 aprile 1998.
- sia i costi unitari di impianto che quelli di esercizio presentano un sensibile *effetto scala* (Tavola 4).

Pur trattandosi in generale di impianti "non presidiati", alcune voci di costo – come la quota parte di costo del personale addetto alle ispezioni periodiche di controllo ed alla manutenzione ordinaria – gravano in modo particolare sugli impianti di taglia medio piccola.

Trattandosi di investimenti ad alta intensità di capitale, considerati i rapporti tipici tra capitale investito e flussi di ricavi, le diverse associazioni interpellate hanno formulato ipotesi di remuneratività dei costi basate su indicatori diversi, quali il tasso di redditività interno (al lordo ed al netto delle tasse) relativo ad alcune tariffe di cessione dell'energia per impianti che hanno già usufruito di 8 anni di incentivi (Tavola 5, di fonte Aper), oppure il tasso di remunerazione del capitale investito netto (Tavola 6, di fonte Uper).

Infine, gli uffici dell'Autorità hanno ritenuto di svolgere un'indagine in ordine al trattamento tariffario applicato in alcuni Paesi dell'arco alpino (Francia, Germania e Austria), dalla quale sono emersi livelli tariffari superiori a quelli previsti dalla deliberazione dell'Autorità n. 108/97.

5. Metodologia seguita per la determinazione dei nuovi prezzi di cessione

5.1 Determinazione dei prezzi di cessione per gli impianti che hanno usufruito dei contributi previsti dai provvedimenti CIP n.15/89, CIP n.34/90 e CIP n.6/92

Oltre alla specificità dei costi, come sopra evidenziata, nella quantificazione dei prezzi da riconoscere per le eccedenze di energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici 'minori' un ulteriore elemento da considerare riguarda l'effetto che su tali prezzi consegue dalla corresponsione del contributo per la produzione da fonti rinnovabili previsto dal titolo II del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1990, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 270 del 19 novembre 1990 (di seguito: provvedimento CIP n. 34/90) o dell'ulteriore componente prevista dal titolo II, punto 3, del provvedimento CIP n. 6/92 per gli impianti considerati 'nuovi' ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989, n. 15, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 167 del 19 luglio 1989 (di seguito: provvedimento CIP n.15/89), del provvedimento CIP n. 34/90 e del provvedimento CIP n.6/92. Infatti, trattandosi di impianti che hanno già usufruito per alcuni anni di prezzi incentivati, ovvero del trattamento tariffario a 'gradino' previsto dai provvedimenti sopracitati, i prezzi dell'energia elettrica prodotta alla fine di tale periodo devono tener conto che i costi fissi sono stati remunerati ed ammortizzati in maniera accelerata rispetto ad un situazione di tariffa costante durante la vita dell'impianto.

Di seguito si indicano con:

X il prezzo di cessione, espresso in L/kWh, che deve essere riconosciuto per una adeguata copertura dei costi alla fine del periodo complessivo di corresponsione T1 del contributo per la produzione da fonti rinnovabili o dell'ulteriore componente;

T2 il periodo residuo, espresso in anni, nel corso del quale riconoscere il prezzo di cessione X, pari alla differenza tra la vita economica dell'impianto, assunta pari a trenta anni, ed il periodo T1 sopra definito;

P tariffa, espressa in L/kWh, corrisposta nel periodo di incentivazione T1;

C il costo di esercizio, differenziato in funzione dei costi specifici delle diverse taglie di impianto, come riportato nella Tavola 3;

Io l'investimento unitario iniziale, espresso in lire per kW, dove la potenza si riferisce alla potenza nominale installata totale dell'impianto;

h le ore annue di utilizzazione media, pari al rapporto tra l'energia annua producibile e la potenza nominale installata dell'impianto;

r il tasso di rendimento del capitale investito o di attualizzazione dei flussi netti di cassa, espresso in % per anno;

Deve risultare pari a zero la somma dei flussi di cassa netti attualizzati, ovvero che:

$$-Io + \sum_{t=1}^{T1} (Ph - Ch)/(1+r)^t + 1/(1+r)^{T1} * \sum_{t=1}^{T2} (Xh - Ch)/1+r)^t = 0$$

Risolvendo per X si ottiene:

$$X = C + (r(1+r)^{T1+T2}/((1+r)^{T2}-1)) * \lfloor Io/h - (P-C) * ((1+r)^{T1}-1)/r(1+r)^{T1} \rfloor$$

Nella Tavola 7 sono riportati i prezzi di cessione X che, in funzione dei parametri caratteristici per taglia di impianto (investimento unitario Io, costi di esercizio C ed ore annue di utilizzazione), consentono di remunerare, ad un tasso di rendimento r che si è assunto pari al 6% all'anno (valor medio risultante dalla somma di due componenti: l'una relativa al costo medio ponderato del capitale, l'altra a copertura dei rischi dell'investimento), gli investimenti relativi alle tre classi di impianti così individuate:

Classe I comprendente gli impianti completamente ammortizzati dal punto di vista dei costi in conto capitale e che presentano quindi i soli costi di esercizio;

Classe II comprendente gli impianti che hanno usufruito del contributo per la produzione da fonti rinnovabili previsto dal titolo II del provvedimento CIP n.34/90 o dell'ulteriore componente prevista dal titolo II, punto 3, del provvedimento CIP n.6/92 per gli impianti considerati 'nuovi' ai sensi dei provvedimenti CIP n.15/89, CIP n.34/90 e CIP n.6/92, considerando tre periodi complessivi di corresponsione di detti contributi di incentivazione (3, 5 ed 8 anni);

Classe III comprendente gli impianti che non rientrano nella Classe II (caso: T1=0) e nella Classe I.

Si osserva che per gli impianti di taglia più elevata (1001-2000kW e 2001-3001 kW) e che hanno beneficiato di 8 anni di incentivazione, i prezzi di cessione ammissibili risultano inferiori alla tariffa di cessione delle eccedenze da nuovi impianti (57,3 L/kWh) o da altri impianti (49,8 L/kWh); pertanto, per semplificare il trattamento tariffario, si è ritenuto opportuno considerare come livello minimo riconosciuto un prezzo pari a 60 L/kWh.

5.2 Determinazione dei prezzi di cessione per gli impianti che hanno usufruito di eventuali contributi in conto capitale

Poiché alcuni impianti possono aver beneficiato anche di contributi in conto capitale erogati sia ai sensi delle leggi 29 maggio 1982, n. 308 e 9 gennaio 1991, n.10, che fissavano limiti massimi nella misura del 30% (trenta percento) della 'spesa ammessa', sia da altri organismi statali nazionali, sovranazionali (in particolare la Commissione europea) o da amministrazioni locali, occorre prevedere una riduzione dei

prezzi di cessione in funzione di diverse soglie di contribuzione in conto capitale.

Per tener conto dei contributi in conto capitale, tra cui quelli previsti per la costruzione di 'nuovi impianti' ai sensi dell'articolo 14, comma 2, della legge 29 maggio 1982, n.308, e degli articoli 14 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n.10, di cui almeno una parte degli impianti idroelettrici oggetto del presente provvedimento possono aver beneficiato, è stato quantificato l'impatto sui prezzi di cessione di un contributo a fondo perduto pari all'1% (uno percento) del valore totale dell'investimento iniziale.

Inoltre, mentre il riconoscimento dei prezzi di cessione in base al titolo II, punto 3, del provvedimento CIP n.6/92 era alternativo ai contributi previsti dalla legge 9 gennaio 1991, n. 10, ed infatti, al titolare dell'impianto od al suo legale rappresentante, veniva richiesto di trasmettere al Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato e alla CCSE dichiarazione giurata di non aver fruito di contributi e di rinunciare ad eventuali contributi relativi a domande già presentate, può invece verificarsi il caso di impianti che hanno usufruito sia di contributi CIP n. 6/92 che di contributi in conto capitale. Pertanto, nel caso di impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW che hanno usufruito di *contributi in conto capitale*, ai prezzi di cessione come sopra calcolati e riportati nella tabella A del paragrafo 6.4, righe Classe II e III, si ritiene congruo applicare una riduzione pari allo 0,8% per ogni 1% di contributo in conto capitale ricevuto, con arrotondamento al primo decimale con il criterio commerciale.

6. Contenuto della deliberazione dell'Autorità

6.1 Definizioni

Ai fini della deliberazione oggetto della presente relazione tecnica:

- per *potenza nominale media annua* si intende la potenza nominale di concessione valutata sulla base della portata media annua, detratto il minimo deflusso vitale, per il salto idraulico teorico;

- per *potenza installata delle singole unità di generazione* si intende la potenza efficiente lorda di ciascuna delle turbine idrauliche in servizio o, in alternativa, il valore della potenza nominale o di targa in kW delle turbine in servizio riportato nella denuncia UTF di attivazione di officina elettrica;

- per *potenza convenzionale* si intende la media ponderata delle potenze installate delle singole unità di generazione, dove i pesi sono proporzionali alle potenze stesse. Ad esempio, se P1 è la potenza installa della prima unità di generazione, P_2 della seconda e P_n della n-esima unità di generazione, la potenza convenzionale P_{conv} si calcola nel modo seguente:

$$P_{conv} = (P_1 \times P_1 + P_2 \times P_2 + \ldots + P_n \times P_n)/(P_1 + P_2 + \ldots + P_n)$$

Naturalmente se $P_1 = P_2 = \ldots = P_n$, risulta che: $P_{conv} = P_1 = P_2 = \ldots = P_n$

Sulla base dei criteri già esposti nel paragrafo 5.1, sono inoltre individuate le seguenti classi di impianti:

Classe I comprendente gli impianti completamente ammortizzati entrati in servizio prima del 31 luglio 1988 e non rientranti nella classe II;

Classe II comprendente gli impianti considerati 'nuovi' ai sensi dei provvedimenti CIP n.15/89, CIP n.34/90 e CIP n.6/92, che hanno usufruito di un periodo di corresponsione del contributo per la produzione da fonti rinnovabili previsto dal titolo II del provvedimento CIP n.15/89 o dal titolo II del provvedimento CIP n.34/90 o dell'ulteriore componente prevista dal titolo II, punto 3, del provvedimento CIP n.6/92 di durata complessiva:

- fino a 3 anni
- oltre tre e fino a cinque anni
- oltre cinque anni;

Classe III comprendente tutti gli impianti entrati in servizio dopo il 31 luglio 1988 e non rientranti nelle classi I e II.

6.2 Ambito di applicazione

Le disposizioni della deliberazione dell'Autorità oggetto della presente relazione tecnica si applicano, a decorrere dall'1 gennaio 1999, a tutti gli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza nominale media annua non superiore a 3 MW, ad eccezione di quelli per i quali sono titolari della relativa concessione di derivazione d'acqua imprese produttrici-distributrici e, fino alla scadenza delle relative convenzioni, di quelli con convenzioni di cessione destinata all'Enel dell'energia elettrica prodotta, di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992.

6.3 Prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW

Agli impianti di cui al paragrafo 6.2 viene riconosciuta, oltre ai prezzi previsti dalla deliberazione dell'Autorità n. 108/97, come successivamente modificata dalla deliberazione dell'Autorità 24 giugno 1998, n. 74/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1998, una ulteriore quota determinata come differenza tra i valori indicati nella tabella A ed i suddetti prezzi, qualora tale differenza sia positiva.

Classi di impianti di cui al paragrafo 6.1	L./kWh Potenza convenzionale (kW) fino a 220	221-500	501-1000	1001-2000	2001-3000
Classe I	63	45	37	30	25
Classe II					
(fino a 3 anni)	144	114	98	80	72
(oltre 3 fino a 5)	142	107	88	67	60
(oltre 5 anni)	136	93	69	60	60
Classe III	147	123	110	96	89

In pratica, con il nuovo sistema dei prezzi, i prezzi di cessione delle eccedenze previste dalla deliberazione n. 108/97 vengono integrate da un'ulteriore quota di prezzo differenziata per dimensione delle unità di generazione e per tipologia (entità e durata) dei contributi eventualmente percepiti.

I limiti delle classi di potenza convenzionali sono state individuate sulla base dei seguenti criteri:

- la potenza minima (220 kW) corrisponde al limite fissato per le piccole derivazioni dall'articolo 6 del regio decreto 11 dicembre 1993, n. 1775 recante "Approvazione del testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici";
- la potenza massima (3000 kW) si desume dalla definizione 'impianti ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW' adottata dal provvedimento CIP n.6/92 e dalla delibera n. 108/97, oltre che dall'articolo 1 della legge 24 gennaio 1997, n. 7, recante "Norme per l'aumento del limite tra grandi e piccole derivazioni di acque pubbliche per forza motrice";
- i livelli intermedi sono stati scelti per tenere conto all'effetto scala, già evidenziati nella Tavola 2, che si manifesta sia sui costi fissi che su quelli variabili.

Per gli impianti che hanno usufruito anche di contributi in conto capitale, tra cui quelli previsti per la costruzione di 'nuovi impianti' ai sensi dell'articolo 14, comma 2, della legge 29 maggio 1982, n.308, e degli articoli 14 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, ai valori riportati in tabella A si applica una riduzione pari allo 0,8% per ogni 1% di contributo in conto capitale ricevuto, con arrotondamento al primo decimale con il criterio commerciale.

6.4 Componente del prezzo di cessione a carico della Cassa conguaglio per il settore elettrico

L'ulteriore quota di cui al precedente paragrafo 6.3 è posta a carico del "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" di cui all'articolo 5, comma 5.2, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97 e successive modificazioni ed integrazioni.

Tavola 1 – Totale delle convenzioni di cessione destinata stipulate da produttori terzi con l'Enel: confronto rinnovabile pure vs. impianti idroelettrici ad acqua fluente

	Totale			Di cui con convenzioni già scadute od in scadenza nel 1998		
TOTALE "RINNOVABILI PURE"	Numero Impianti	Potenza MW	Producibilità GWh/anno	Numero Impianti	Potenza MW	Producibilità GWh/anno
< 500 kW	308	66	271	163	36,3	175
500 kW - 1 MW	117	84	336	39	24,9	139
1 - 3 MW	204	360	1.190	62	97,5	321
> 3 MW	229	2.439	8.679	27	212,6	676
Totale	**858**	**2.949**	**10.476**	**291**	**371,3**	**1.311**
DI CUI "IDROELETTRICI AD ACQUA FLUENTE"	Numero Impianti	Potenza MW	Producibilità GWh/anno	Numero Impianti	Potenza MW	Producibilità GWh/anno
< 500 kW	273	58	249	147	32,0	165
500 kW - 1 MW	77	52	243	35	22,4	128
1 - 3 MW	114	197	632	56	88,2	309
> 3 MW	1	3	10	1	3,0	10
Totale	**465**	**310**	**1.134**	**239**	**146**	**612**
di cui fino a 3 MW	**464**	**307**	**1.124**	**238**	**143**	**602**

Cessioni di energia elettrica all'Enel da impianti idroelettrici <= 3 MW
Situazione anno 1997

CLASSI DI POTENZA	Numero Impianti	Capacità installata MW	Energia ceduta GWh	Potenza media kW	Produz. media MWh	Ore di utilizzazione h
< = 100 kW	51	3,1	9,5	61	186	3.065
101 - 200 kW	81	12,4	40,4	153	499	3.258
201 - 300 kW	36	9,3	32,7	258	908	3.516
301 - 400 kW	50	17,1	54,1	342	1.082	3.164
401 - 500 kW	37	17,1	63,1	462	1.705	3.690
501 - 1000 kW	63	45,4	154,6	721	2.454	3.405
Subtotale fino a 1 MW	**318**	**104,4**	**354,4**	**328**	**1.114**	**3.395**
1 - 2 MW	64	91,7	285,4	1.433	4.459	3.112
2 - 3 MW	25	62,3	194,1	2.492	7.764	3.116
Totale	**407**	**258,4**	**833,9**	**635**	**2.049**	**3.227**

Tavola 2 – Riepilogo dei costi di impianto e di esercizio

DATI APER						
Potenza installata	kW	300	760	1.500	3.000	5.000
Potenza di concessione (*)	kW	**150**	**380**	**750**	**1.500**	**2.500**
Producibilità	kWh/anno ore/anno	1.023.500 3.412	2.588.000 3.405	4.923.000 3.282	10.117.200 3.372	16.863.000 3.373
Investimenti	L milioni	1.187	2.773	4.959	9.315	14.835
Investimento unit.	L milioni/kW	**3,957**	**3,649**	**3,306**	**3,105**	**2,967**
IMPORTI ANNUI						
Ammort.Fiscali (1)	L milioni/anno	54,0	127,0	222,0	438,0	709,0
Ammort.a Rate costanti (2)	L milioni/anno	86,2	201,5	360,3	676,7	1.077,7
Costi operativi (3)	L milioni/anno	71,0	133,9	214,1	355,0	526,0
IMPORTI UNITARI						
a) Ammort.Fiscali	L/kWh	52,8	49,1	45,1	43,3	42,0
b) Ammort.a Rate costanti	L/kWh	84,3	77,8	73,2	66,9	63,9
c) Costi operativi	L/kWh	69,4	51,7	43,5	35,1	31,2
Totale a)+c)	L/kWh	**122,1**	**100,8**	**88,6**	**78,4**	**73,2**
Totale b)+c)	L/kWh	**153,6**	**129,6**	**116,7**	**102,0**	**95,1**

Tavola 2 segue – Riepilogo dei costi di impianto e di esercizio

DATI UPER Impianto n.		n.1	n.2	n.3	n.4	n.5	n.5 bis	n.6	n.6 bis	n.7
Ubicazione		alpina	pianura	alpina	alpina	prealpina	prealpina	pianura	prealpina	alpina
Tipologia		acq. fluente	can. irriguo	acq. fluente	acq. fluente	acq. fluente	acq. fluente	can. irriguo	acq. fluente	acq. fluente
Potenza installata	kW	200	210	250	310	330	350	395	400	625
Potenza di concessione (*)	kW	196	198	264	320	347	225	412	321	653
Produzione media annua	kWh	1.148.300	1.085.800	1.448.500	1.695.400	1.868.600	1.165.050	2.244.200	1.887.030	3.422.500
Utlizzo	Ore/anno	5.742	5.170	5.794	5.469	5.662	3.329	5.682	4.718	5.476
Investimento imp.nuovo	L milioni	*952,8	748,8	1.070,4	1.482,0	1.520,4	945,1	1.785,6	1.501,0	3.064,8
	L milioni/kW	**4,764**	**3,566**	**4,282**	**4,781**	**4,607**	**2,700**	**4,521**	**3,753**	**4,904**
IMPORTI ANNU Ammort.Fiscali (1)	L milioni/anno	43,6	34,3	49,0	67,9	69,6	43,3	81,8	68,7	140,4
Ammort.a Rate cost. (2)	L milioni/anno	69,2	54,4	77,8	107,7	110,5	68,7	129,7	109,0	222,7
Costi operativi (4)	L milioni/anno	74,2	65,9	80,8	82,4	92,0	54,8	92,1	80,7	120,2
IMPORTI UNITARI a) Ammort.Fiscali	L/kWh	38,0	31,6	33,8	40,0	37,3	37,2	36,4	36,4	41,0
b) Ammort.a Rate costanti	L/kWh	60,3	50,1	53,7	63,5	59,1	58,9	57,8	57,8	65,1
c) Costi operativi	L/kWh	64,6	60,7	55,8	48,6	49,2	47,0	41,0	42,8	35,1
Totale a)+c)	L/kWh	102,6	92,3	89,6	88,6	86,5	84,2	77,5	79,2	76,1
Totale b)+c)	L/kWh	124,9	110,8	109,4	112,1	108,3	106,0	98,8	100,6	100,2
Valori attesi Uper (da Tav.6)	L/kWh	139,3	122,7	122,3	127,3	122,5	120,0	112,6	120,0	115,7

(*) La potenza di concessione viene valutata sulla base della portata media annua, detratto il min.deflusso vitale, per il salto teorico. La capacità installata risulta in genere superiore (generalmente in un rapporto 2 a 1 in zona alpina, 1.5 a 1 in zona appenninica e circa 1 a 1 in pianura) per cogliere anche le punte (la portata max. si ha mediamente solo per 90 giorni all'anno).

(1) Valutati con percentuali annue di ammortamento fiscale pari all'1% per le opere idrauliche, 3% per le opere civili, 7% per i macchinari e 20% per gli investimenti immateriali.

(2) Valutati dagli uffici dell'Autorità sulla base di una rata annua costante di ammortamento, di un tasso annuo di rendimento reale del 6% (costo medio ponderato del capitale + rischi) e di un periodo di ammortamento pari a 30 anni.

(3) Valori forniti dall'Aper e riferiti - per quanto riguarda il canone di concessione demaniale e l'addizionale regionale - al decreto del Ministero delle Finanze 2 marzo 1998, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n. 179 del 3 agosto 1998, che è risultato non applicabile (ved. Capitolo 4 e Tavola 3).

(4) Valori a consuntivo (media di periodo 1990-96) forniti dall'Uper.

Tavola 3 – Componenti dei costi di esercizio e manutenzione per impianti idroelettrici ad acqua fluente < 3 MW

	APER					UPER						
Taglia impianto (kW)	*150*	*380*	*750*	*1500*	*2500*	*200*	*210*	*250*	*310*	*330*	*395*	*625*
	L milioni /anno						L milioni /anno					
Canone di concessione	3,3	8,2	16,3	32,5	54,2							
Sovracanoni Com.e Prov.		1,7	3,3	6,7	11,1							
Sovracanoni bacino imbrif.		6,3	12,5	25,0	41,7							
Imposta regionale	0,3	0,8	1,6	3,3	5,4							
Licenza di esercizio	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1							
Convenzione Comune	10,0	25,0	35,0	45,0	60,0							
1. Tot. CANONI (*)	13,6	42,1	68,8	112,5	172,5	7,9	6,4	9,9	13,0	10,5	17,2	26,5
Personale	25,0	30,0	35,0	45,0	50,0							
Dotazioni e mat.di consumo	0,7	1,5	2,0	4,0	5,0							
Assicurazioni (a)	4,4	6,8	10,7	17,0	24,9							
Altri costi di esercizio (b)	3,1	5,3	7,6	8,6	8,2							
Altri costi variabili (c)	3,5	4,0	6,5	7,0	9,0							
2. Tot. ESERCIZIO	36,6	47,6	61,7	81,6	97,0	49,1	43,8	53,1	49,1	52,6	56,4	58,9
Manutenzione programmata (d)	7,0	10,8	17,5	27,5	37,0							
Manutenzione straordinaria (e)	1,2	1,5	4,4	8,3	11,3							
3. Tot. MANUTENZIONE	8,2	12,3	21,9	35,8	48,3	17,2	15,7	17,8	20,3	28,9	18,5	34,9
4. GEST. AMM.E SPESE GEN.	5.8	14,6	27,6	56,8	94,6							
TOT.COSTI DI ESERCIZIO (L milioni/anno)	**64**	**117**	**180**	**287**	**412**	**74**	**66**	**81**	**82**	**92**	**92**	**120**
(L/kWh)	**62,7**	**45,1**	**36,6**	**28,3**	**24,5**	**64,6**	**60,7**	**55,8**	**48,6**	**49,2**	**41,0**	**35,1**

Tavola 3 segue – Componenti dei costi di esercizio e manutenzione per impianti idroelettrici ad acqua fluente < 3 MW

(*) Per i canoni, sovracanoni ed addizionale regionale sono stati applicati i seguenti valori in vigore per l'anno 1999:

	L/kW di potenza in concessione
- Canone di concessione	21.677
- Sovracanoni Com.e Prov.	4.445
- Sovracanoni bacino imbrif.	16.677
- Imposta regionale	2.168

Il canone di concessione demaniale e l'addizionale regionale sono infatti quantificati dall'articolo 8 della legge 5 gennaio 1994, n.36, e dalle successive norme di attuazione (decreti del Ministro delle Finanze del 25 febbraio 1997, n.90, e del 20 marzo 1998, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n.95 del 24 aprile 1998). Per questi ultimi due canoni, i valori riportati nel documento di analisi dei costi dell'APER facevano invece riferimento al decreto 2 marzo 1998 approvato dal Ministero delle Finanze e pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale,Serie Generale n.179 del 3 agosto 1998 che, da indagini condotte dagli uffici dell'Autorità presso il Ministero delle Finanze, non si applicano alle piccole derivazioni per uso idroelettrico per il periodo successivo all'1 gennaio 1994.

(a) Incendi ed eventi speciali, responsabilità civile.vs terzi, vs.dipend., ass.guasti macchine

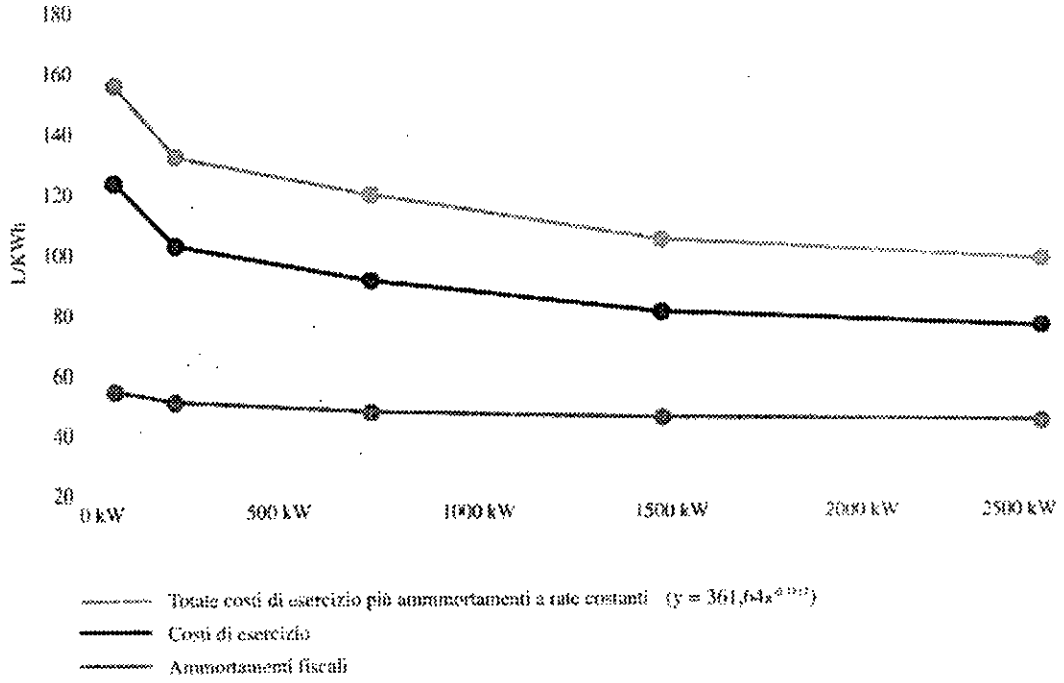
(b) UTF Imp.di fabbricazione, Enel illum.e servizi, Telecom. e cellulari, pratiche ind.

(c) Spese vive di gestione, imprevisti

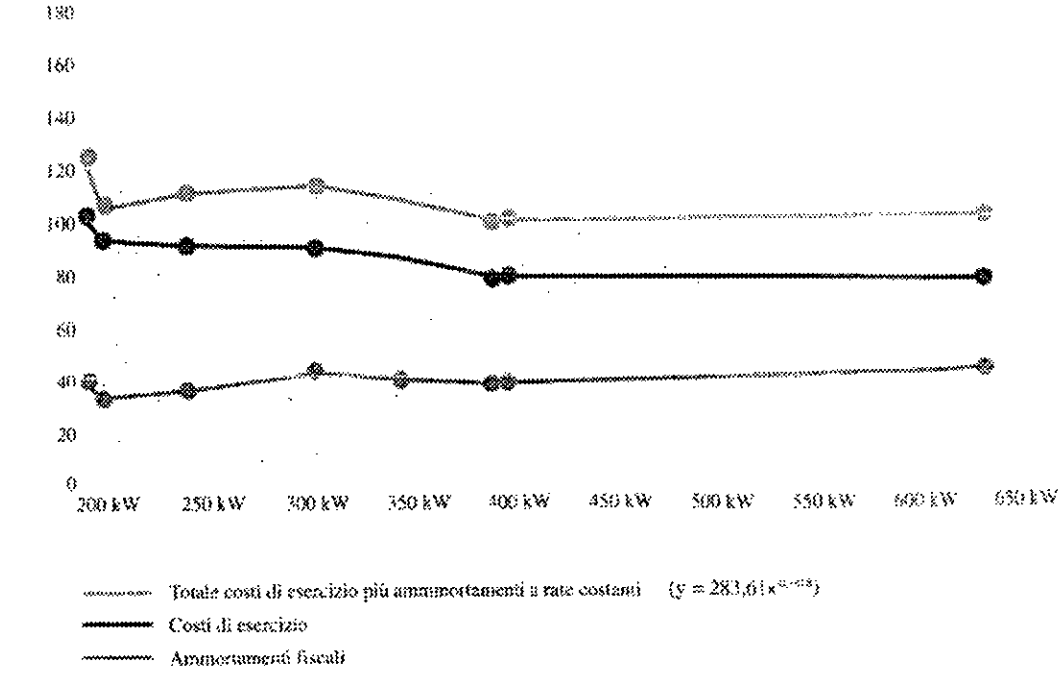
(d) Mano d'opera, mater.di consumo,attrezzature, ricambi, prestaz.specialistiche

(e) Mano d'opera, mater.di consumo,attrezzature, sostituz.parti importanti, prestazioni specialistiche equivalenti ad un intervento ogni 10 anni.

Tavola 4 - Effetto scala sui costi di impianto e di esercizio. Casi Aper

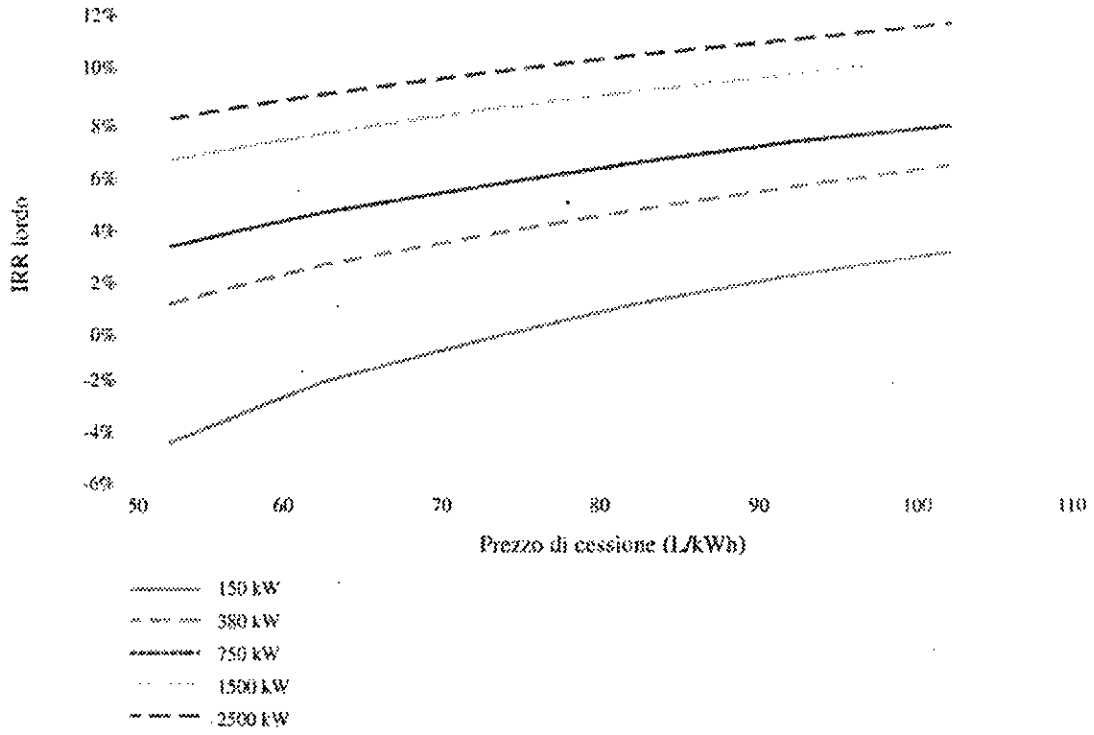


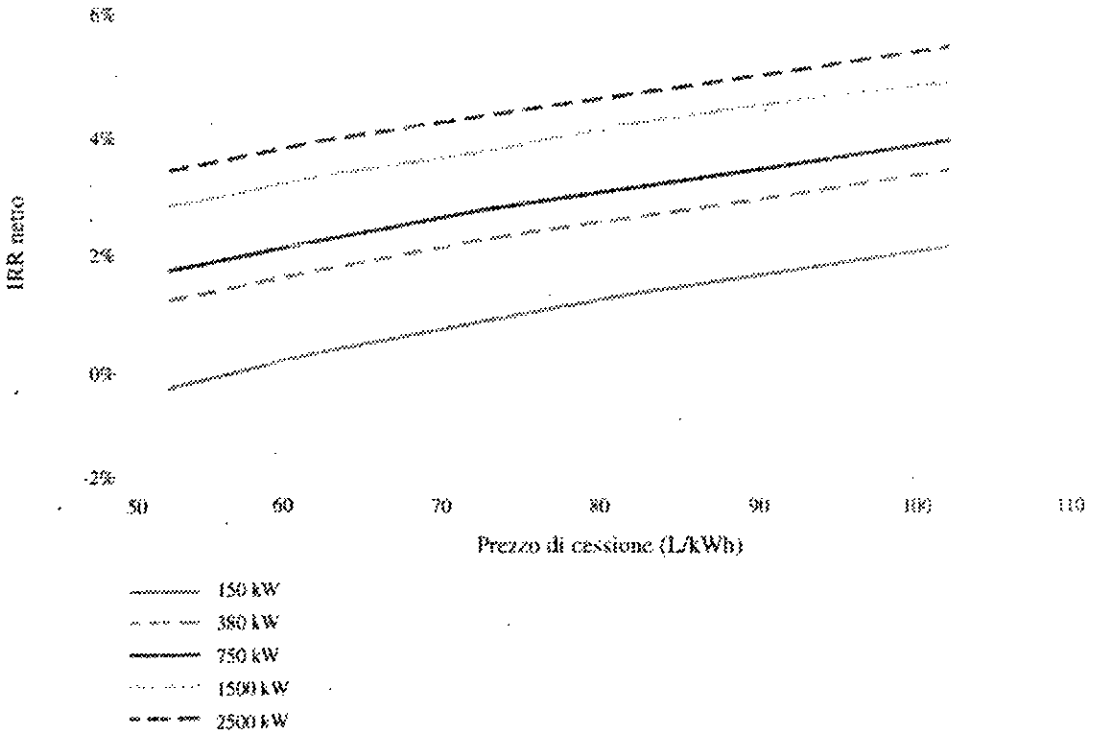
Effetto scala sui costi di impianto e di esercizio. Casi Uper



Note: Ammortamenti fiscali: valutati sulla base delle medesime percentuali annue di ammortamento riportate in Tavola 2 e Capitolo 4.
I costi di esercizio sono pari a quelli forniti dalle associazioni dei produttori e riportate in Tavola 2.
L'ammortamento a rate costanti valutato dagli uffici dell'Autorità sulla base dei livelli di investimento dichiarati dalle associazioni dei produttori, differenziati per taglia, assumendo un tasso di sconto del 6% anno (comprensivo del costo medio ponderato del capitale e dei rischi) ed un periodo di ammortamento pari a 30 anni.

Tavola 5 - Redditività residua in funzione dei prezzi di cessione per impianti mini-idro che hanno già usufruito per 8 anni della tariffa CIP n. 6/92 (160,3 L/kWh)





Fonte: Aper

Tavola 6 – Remunerazione investimenti nel settore idroelettrico minore

Base dati reali da impianti idroelettrici in esercizio da oltre 10 anni (campione associati UPER)

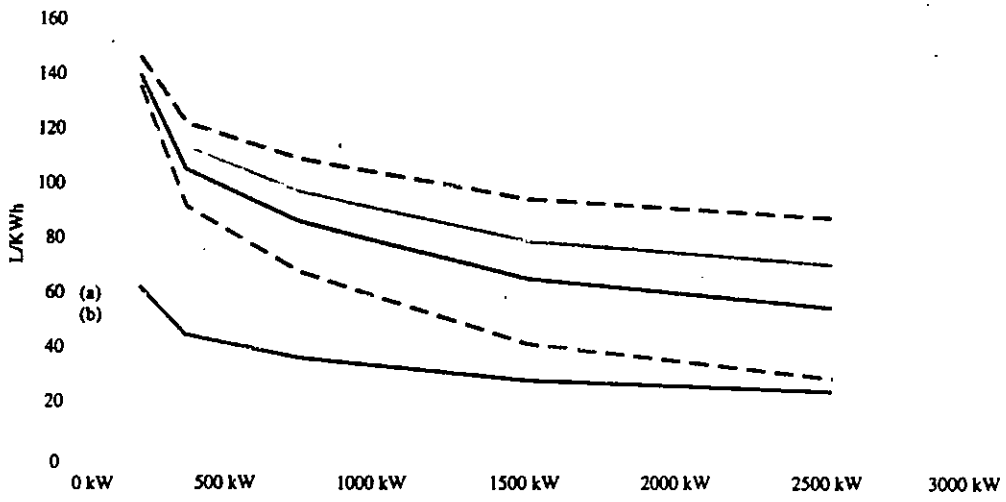
CARATTERISTICHE		Impianto n. 1	Impianto n. 2	Impianto n. 3	Impianto n. 4	Impianto n. 5	Impianto n. 6	Impianto n. 7
Zona di ubicazione		Alpina	Pianura	Pianura	Alpina	Prealpina	Pianura	Alpina
Tipologia impianto		Acqua fluente	Canale irriguo	Canale irriguo	Acqua fluente	Acqua fluente	Canale irriguo	Acqua fluente
Potenza di concessione	Kw	196	198	264	320	347	412	653
Potenza installata	Kw	200	210	250	310	330	395	625
produzione media annua[1]	KWh	1.148.300	1.085.800	1.448.500	1.695.400	1.868.600	2.244.200	3.422.500
Ore di utilizzo medie annue	n°	5.742	5.170	5.794	5.469	5.662	5.682	5.476
Valore impianto a nuovo[2]	Lire	952.800.000	748.800.000	1.070.400.000	1.482.000.000	1.520.400.000	1.785.600.000	3.064.800.000
COSTI								
Personale conduzione, amministrazione e assicurazioni	Lire	49.093.000	43.829.500	53.080.500	49.115.000	52.635.000	56.364.000	58.850.000
Canoni demaniali, sovraccanoni e concessioni Enti irrigui	Lire	7.941.616	6.380.451	9.847.530	12.965.904	10.465.954	17.185.035	26.458.548
Manutenzione ordinaria[1]	Lire	17.184.200	15.664.000	17.844.200	20.295.000	28.864.000	18.502.000	34.848.000
TOTALE	Lire	74.218.816	65.873.951	80.772.230	82.375.904	91.964.954	92.051.035	120.156.548
AMMORTAMENTO (30 anni)	Lire	38.112.000	29.952.000	42.816.000	59.280.000	60.816.000	71.424.000	122.592.000
TOTALE COSTI	Lire	112.330.816	95.825.951	123.588.230	141.655.904	152.780.954	163.475.035	242.748.548
RICAVI (tariffe 1997:lire 98,30 per kWh)	Lire	112.887.890	106.734.140	142.387.550	166.657.820	183.683.380	220.604.860	336.431.750
UTILE LORDO	Lire	547.074	10.908.189	18.799.320	25.001.916	30.902.426	57.129.825	93.683.202
Remunerazione investimento	%	0,057%	1,457%	1,756%	1,687%	2,033%	3,199%	3,057%
Prezzo del kWh per ricavo del 5%	Lire	139,31	122,74	122,27	127,26	122,45	112,63	115,70

Fonte: Uper (Unione Produttori Energia Rinnovabile)

(1) Valore medio riferito al periodo 1990-1996

(2) Con esclusione delle opere di presa aventi una maggiore incidenza pari a circa il 30% del valore indicato.

Tavola 7 - Livelli di riferimento dei prezzi unitari ai fini della valutazione dei prezzi di cessione



Classe I
Classe II oltre 5 anni
Classe II oltre 3 fino a 5 anni
Classe II fino a 3 anni
Classe III

(a) 57,3 L/kWh Eccedenze da 'impianti nuovi'
(b) 49,8 L/kWh Eccedenze da 'altri impianti'

Potenza convenzionale in kW	<220	221-500	501-1000	1001-2000	2001-3000
			L/kWh		
Classe I	62,7	45,1	36,6	28,3	24,5
Classe II oltre 5 anni	136,0	92,2	68,3	41,7	29,3
Classe II oltre 3 fino a 5 anni	141,1	106,5	87,5	66,5	56,7
Classe II fino a 3 anni	143,7	113,9	97,6	79,5	71,1
Classe III	147,0	122,9	109,8	95,2	88,4

Relazione tecnica alla delibera 29 dicembre 1998, n. 166

PRESUPPOSTI PER L'ADEGUAMENTO PERIODICO (PER IL BIMESTRE GENNAIO FEBBRAIO 1999) DELLE TARIFFE DEI GAS PROVENIENTI DA METANO E DISTRIBUITI A MEZZO RETE URBANA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 23 APRILE 1998, N. 41/98

1. Con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 23 aprile 1998, n. 41 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 2 maggio 1998 (di seguito: deliberazione n. 41/98) è stata introdotta una nuova disciplina di adeguamento periodico delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana, la cui applicazione deve essere estesa sino al 28 febbraio 1999.

2. L'adeguamento periodico delle tariffe è disciplinato sia dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 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 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997, che dalla predetta deliberazione n. 41/98. In base al soprarichiamato provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi, le tariffe dei gas per usi civili provenienti da metano sono aggiornate qualora la media del prezzo del gasolio nel semestre precedente, alla data di aggiornamento, differisca di almeno 11 L/kg, in aumento o in diminuzione, rispetto al prezzo del gasolio di riferimento, che è pari alla media del semestre precedente all'ultima variazione registrata.

   Come indicatore del prezzo del gasolio, in base alla deliberazione dell'Autorità n. 41/98, si considera quello che ha registrato la variazione più favorevole all'utente, tra i due seguenti:
   - prezzo del gasolio risultante dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera (di seguito CIF Med) ;
   - prezzo del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: MICA).

   Le tariffe del gas per usi civili, diverse dalle tariffe T1, variano di 0,5869 L/mc per ogni L/kg di variazione del prezzo del gasolio, considerando l'indicatore con la variazione più favorevole all'utente.

3. Ai fini dell'adeguamento che entrerà in vigore dall'1 gennaio 1999, sono stati verificati i seguenti valori medi dei suddetti indicatori, espressi in L/kg:

INDICATORE	Prezzo di riferimento	Media semestrale 24 giugno 23 dicembre 1998	Differenza
CIF Med	198,94	186,80	- 12,14
MICA	436,07	430,42	- 5,65

Dalla tabella sopra riportata l'indicatore CIF Med comporta una variazione superiore, in valore assoluto, alla franchigia di 11 L/kg e quindi dovrà essere applicata una diminuzione delle tariffe dei gas per usi civili provenienti da metano, esclusa la tariffa T1, pari a 7,1 L per metro cubo (mc) di gas con potere calorifico superiore (PCS) pari a 9200 kcal/mc, corrispondenti a 0,77 L/Mcal e 0,66 L/kWh.

La diminuzione è una conseguenza della situazione di prezzi cedenti sui mercati petroliferi. Nel caso del prezzo del gasolio CIF Med la diminuzione di 12,14 L/kg (-6,1%) risulta attribuibile all'effetto combinato della diminuzione del prezzo espresso in US$ (da 114,98 a 110,16 US$ per tonnellata metrica, pari a –4,2%), e del tasso di cambio US$/L (-1,9%).

4. Con questa diminuzione, che è la quinta in ordine di tempo a partire da maggio scorso, le tariffe per uso riscaldamento ed altri usi sono ridotte di 62,2 L per metro cubo pari a circa il 11% della tariffa media, considerata al netto delle imposte. La riduzione del prezzo di acquisto del metano nello stesso periodo da parte delle aziende distributrici è stata di 56,8 L. per metro cubo pari al 16 %.

Relazione tecnica alla delibera 12 febbraio 1999, n. 9

PRESUPPOSTI PER L'ADEGUAMENTO DEL COSTO UNITARIO RICONOSCIUTO DEI COMBUSTIBILI NELLA TARIFFA ELETTRICA PER EFFETTO DEL DECRETO DEL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI 15 GENNAIO 1999

1. Premessa

La deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 dicembre 1998, n. 161/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 304 del 31 dicembre 1998 (di seguito: deliberazione n. 161/98), nell'aggiornare la tariffa elettrica per il primo bimestre 1999 prevedeva, all'articolo 2, comma 2, che, con separato provvedimento, sarebbe stato adeguato il costo unitario dei combustibili (Vt), già fissato pari a 17,815 L/Mcal dall'articolo 2, comma 1, della medesima deliberazione, qualora fossero intervenute variazioni delle accise sui combustibili utilizzati nella produzione di energia elettrica.

2. Il contesto normativo

L'art. 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448, recante "Misure di finanza pubblica per la stabilizzazione e lo sviluppo", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 302 del 29 dicembre 1998 (di seguito: legge n. 448/98) ha previsto la rideterminazione delle aliquote delle accise vigenti sugli oli minerali nonché, a decorrere dall'1 gennaio 1999, l'introduzione di "una imposta sui consumi di carbone, coke di petrolio, bitume di origine naturale ... denominato "Orimulsion", con l'obiettivo di ridurre le emissioni di anidride carbonica.

Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 11 del 15 gennaio 1999, in attuazione della legge n. 448/98, ha introdotto "Modificazioni, per l'anno 1999, delle aliquote delle accise sugli oli minerali e delle aliquote dell'imposta sui consumi di carbone, coke di petrolio e orimulsion" che "rispetto a quelle vigenti alla data di entrata in vigore della medesima legge, valgono a titolo di aumenti intermedi, occorrenti per il raggiungimento progressivo della misura delle aliquote decorrenti dall'1 gennaio 2005". In particolare, per i combustibili destinati alla produzione di energia elettrica inclusi nel paniere, su proposta dell'apposita commissione Comitato interministeriale per la programmazione economica, a norma del predetto articolo 8 , comma 5, della legge n. 448/98, le aliquote delle accise sono rideterminate nel seguente modo:

- carbone impiegato negli impianti di combustione di cui alla direttiva 88/609/CEE del Consiglio del 24 novembre 1988: da lire 1000 a lire 5084 per mille chilogrammi;

- olio combustibile e oli minerali greggi, naturali: da lire 28400 a lire 29686 per mille chilogrammi;

- gas metano: lire 0,87 al metro cubo.

Le nuove aliquote si applicano, anche ai prodotti già immessi in consumo, dalle ore zero del 16 gennaio 1999.

In attesa della promulgazione della suddetta legge e dell'adozione del relativo regolamento di attuazione, l'Autorità, con deliberazione n. 161/98, ha stabilito che, a decorrere dall'1 gennaio 1999, la parte B della tariffa, oltre a riflettere i prezzi dei combustibili sui mercati internazionali ed i costi di trasporto, incorporasse una quota a copertura, a titolo di acconto, dei maggiori costi dei combustibili derivanti da eventuali variazioni delle accise a questi applicabili.

La differenza, positiva o negativa, tra la quota di aliquota già compresa nella parte B della tariffa e quella corrispondente agli effettivi maggiori oneri fiscali imposti alla produzione di energia elettrica sarebbe stata conguagliata nella parte B della tariffa in occasione del primo aggiornamento successivo a quello della deliberazione dell'Autorità n. 161/98.

3. Aggiornamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili e del costo riconosciuto dell'energia elettrica prodotta con impianti termoelettrici

Per tener conto delle variazioni delle accise stabilite dalle sopracitate disposizioni normative, per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 1999 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 (di seguito: deliberazione n. 70/97), già fissato pari a 17,815 L/Mcal dall'articolo 2, comma 1, della deliberazione dell'Autorità n. 161/98, viene determinato pari a 18,000 L/Mcal.

Pertanto, con riferimento al sesto semestre (novembre – dicembre) 1998, il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) passa da 18,753 a 18,000 L/Mcal, diminuendo del 4,02%.

In particolare, gli indici relativi al carbone, all'olio combustibile e al gas naturale hanno registrato, rispetto al sesto bimestre (novembre – dicembre) 1998 le seguenti variazioni:

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 14,499 a 14,650 L/Mcal (+1%), di cui 0,642 L/Mcal per maggiore imposizione fiscale (1 L/kg nel periodo dall'1 al 15 gennaio 1999 e 5,084 L/kg dal 16 gennaio 1999, rapportate ad un potere calorifico medio dei carboni di importazione pari a 6300 kcal/kg, secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 70/97);

- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 18,662 a 17,674 L/Mcal (- 5,3%), di cui 0,098 L/Mcal per maggiore imposizione fiscale (1,286 L/kg dal 16 gennaio 1999, rapportate ad un potere calorifico medio dell'olio combustibile per impiego termoelettrico pari a 9800 kcal/kg, secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 70/97);

- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 22,108 a 21,314 L/Mcal (-3,6%), di cui 0,079 L/Mcal per maggiore imposizione fiscale (0,870 L/mc dal 16 gennaio 1999, rapportate ad un potere calorifico medio del gas naturale pari a 8250 kcal/mc , secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 70/97);

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 41,220 L/kWh, contro le 42,944 L/kWh del sesto bimestre 1998 (-4,02%), stante il valore di 2290 kcal/kWh attribuito al consumo specifico.

Le aliquote tariffarie fissate dalla deliberazione dell'Autorità n. 161/98 per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 1999 non subiscono variazioni.

Relazione tecnica alla delibera 18 febbraio 1999, n.13

PRESUPPOSTI E FONDAMENTI DELLA NUOVA DISCIPLINA DELLE CONDIZIONI TECNICO-ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI VETTORIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DI ALCUNI SERVIZI DI RETE

Introduzione

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato nel mese di giugno 1997 la consultazione con i soggetti interessati nell'ambito di un procedimento finalizzato alla definizione di un nuovo ordinamento tariffario diffondendo il documento su "Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario" contenente gli obiettivi del nuovo ordinamento ed i criteri che si intendevano seguire. Nello stesso mese l'Autorità ha tenuto le audizioni speciali delle associazioni di consumatori e utenti, delle associazioni ambientaliste e delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori, nonché incontri con i soggetti esercenti. Alcuni soggetti si sono avvalsi dell'opportunità di presentare osservazioni e commenti scritti su quanto prospettato nel documento dell'Autorità

Nel mese di marzo 1998 l'Autorità ha diffuso due ulteriori documenti per la consultazione dal titolo "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" contenenti proposte rispettivamente per un nuovo ordinamento tariffario per i servizi di vettoriamento e per la fornitura dell'energia elettrica e per una nuova regolamentazione della qualità della fornitura di energia elettrica. A tali documenti si rimanda per l'enunciazione dei criteri generali alla base della nuova disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica. Nel mese di aprile 1998 si sono tenuti audizioni e incontri e sono stati acquisiti commenti e osservazioni scritte dalle parti interessate. Nel mese di settembre 1998 gli esercenti delle reti di trasmissione e distribuzione hanno avuto l'opportunità di trasmettere le loro proposte in merito all'articolazione dei corrispettivi e dei pedaggi, in base ai costi da loro sostenuti per l'erogazione del servizio di vettoriamento.

Nel mese di dicembre 1998 è stato diffuso per la consultazione uno schema di provvedimento. L'ulteriore ciclo di consultazione è stato ritenuto opportuno in quanto la proposta oggetto della precedente consultazione aveva subito in alcuni punti modifiche significative in seguito ai commenti pervenuti all'Autorità.

Completato il processo di consultazione, l'Autorità, con la deliberazione proposta, introduce una nuova disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete.

La presente relazione tecnica comprende, oltre all'introduzione, due capitoli e quattro appendici. Nel capitolo 2 viene descritta la disciplina del servizio di vettoriamento precedentemente in vigore, mettendone in evidenza i limiti, in particolare in relazione ai mutamenti dell'organizzazione del settore dell'energia elettrica che

risulteranno dall'attuazione 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 (di seguito: direttiva 96/92/CE). Nel capitolo 3 viene presentato la nuova disciplina introdotta dalla deliberazione dell'Autorità. Nell'appendice A sono illustrati i criteri seguiti per la determinazione dei livelli e della struttura dei corrispettivi di vettoriamento e dei parametri dello scambio. Nell'appendice sono riportati i costi riconosciuti ai fini della determinazione dei corrispettivi di potenza e dei corrispettivi per l'uso del sistema applicati per il vettoriamento. Nell'appendice C vengono spiegate le principali definizioni e abbreviazioni utilizzate nel testo. Nell'appendice D viene dato l'elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al documento per la consultazione del 24 novembre 1998.

Per quanto riguarda la definizione di vettoriamento dell'energia elettrica rilevante ai fini dell'applicazione della nuova disciplina si intende l'utilizzo della rete di trasmissione nazionale e delle reti di distribuzione per il trasporto dell'energia elettrica da un punto di immissione (che viene definito "punto di consegna") ad un punto di prelievo (che viene definito "punto di riconsegna"). L'elemento distintivo del vettoriamento è la simultaneità di consegna e riconsegna. A motivo delle caratteristiche tecniche del sistema elettrico tale simultaneità in pratica non è mai perfetta. Per caratterizzare il vettoriamento è quindi necessario stabilire una nozione convenzionale di simultaneità di consegna e riconsegna. La delibera proposta considera come simultanei le immissioni ed i prelievi che avvengono nella stessa ora fissa[1]. Qualora consegna e riconsegna avvengano in ore diverse l'energia elettrica consegnata e riconsegnata viene compensata a titolo di scambio.

La disciplina in vigore prima della deliberazione dell'Autorità

1.1 Quadro normativo

Il vettoriamento e lo scambio di energia elettrica erano previsti dalla normativa precedentemente vigente, ma l'accesso a questi servizi era limitato a specifiche destinazioni dell'energia elettrica. Tale limitazione faceva sì che fosse vettoriata o scambiata una quantità di energia elettrica assai modesta rispetto ai consumi nazionali (circa 2 TWh vettoriati su un consumo nazionale di 290 TWh).

L'art.4, terzo capoverso, n. 6), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, come modificato dall'articolo 20, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91), prevede che:

- sia consentita alle imprese la produzione di energia elettrica da impianti che utilizzano fonti convenzionali per uso proprio e, per le imprese costituite in forma societaria, per uso delle società controllate, della società controllante o delle altre società controllate dalla medesima società controllante;
- a tal fine, questi soggetti potranno stipulare con l'Enel Spa (di seguito: Enel) convenzioni per il vettoriamento e lo scambio dell'energia elettrica.

L'articolo 23 della legge n. 9/91 prevede, per l'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili e assimilate, la libera circolazione all'interno di consorzi e società consortili di imprese e fra dette imprese, consorzi per le aree ed i nuclei di sviluppo industriale di cui al testo unico delle leggi sugli interventi per il

---

1 Per ora fissa si intende il periodo di 60 minuti primi avente inizio al minuto 00 di un'ora.

Mezzogiorno, aziende speciali degli enti locali e società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti. L'articolo 22 della stessa legge prevede che il vettoriamento e lo scambio dell'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili e assimilate sia regolato da apposite convenzioni con l'Enel.

I corrispettivi per il vettoriamento dell'energia elettrica sono fissati nel titolo VIII del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6 (di seguito: provvedimento CIP n. 6/92)[2]; viene disciplinato esclusivamente il vettoriamento sulle reti di media, alta ed altissima tensione; non è invece disciplinato il vettoriamento sulle linee di bassa tensione. I parametri relativi allo scambio sono fissati nel titolo IX dello stesso provvedimento.

1.2 Vettoriamento

Ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92, all'energia elettrica vettoriata si applicano pedaggi e si sottraggono perdite.

I pedaggi sono riferiti:

- al livello di tensione di consegna e di riconsegna;
- alla distanza in linea d'aria tra il punto di consegna ed il punto di riconsegna, assumendo distanze massime convenzionali per le diverse tensioni di trasporto pari a 40 km per l'alta tensione e 10 km per la media tensione;
- al numero convenzionale di trasformazioni della tensione, per un numero massimo di tre consecutive;
- alla potenza massima convenzionale vettoriata.

I pedaggi sono ridotti del 10% nel caso di vettoriamento di energia elettrica prodotta da nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate.

I pedaggi sono aggiornati annualmente sulla base della variazione dell'indice Istat dei prezzi al consumo.

Le perdite di energia elettrica sono riferite:

- alla distanza in linea d'aria tra il punto di consegna ed il punto di riconsegna, assumendo le sopra citate distanze massime convenzionali;
- al numero convenzionale di trasformazioni della tensione.

Non vengono addebitate perdite nel caso di vettoriamento in "controflusso"[3] e per le trasformazioni da un livello di tensione inferiore ad uno superiore.

1.3 Scambio

Per quanto riguarda lo scambio, consentito solo nel caso in cui la distanza fra punto di consegna e di riconsegna dell'energia elettrica sia inferiore a 200 km, sono fissati rapporti di scambio tra l'energia consegnata in ciascuna fascia oraria e riconsegnata in una fascia oraria diversa. Viene inoltre imposta la stipulazione di un contratto di fornitura di integrazione per i prelievi di energia in eccesso a quella ottenuta applicando i rapporti di scambio all'energia consegnata.

Per tenere conto delle perdite di trasporto, l'energia consegnata viene diminuita, ai fini della riconciliazione con quella prelevata, applicando coefficienti moltiplicativi differenziati in funzione delle tensioni di consegna e di riconsegna e della distanza

---

2 Pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992.

3 Vettoriamento dell'energia elettrica sulla rete ad altissima tensione con flusso inverso a quello prevalente della trasmissione Enel.

tra i punti di consegna e riconsegna.

Sempre ai fini della riconciliazione con l'energia riconsegnata, l'energia consegnata viene aumentata del 5% nel caso di scambio di energia elettrica prodotta da nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate.

1.4 Limiti della disciplina in vigore precedentemente alla deliberazione dell'Autorità

La disciplina in vigore precedentemente alla deliberazione dell'Autorità presenta distorsioni i cui effetti si sono tuttavia rivelati di portata modesta, poiché l'utilizzo del servizio di vettoriamento era riservato a specifiche destinazioni dell'energia elettrica e quindi a quantità limitate di energia. Tali distorsioni rendono inadeguata la disciplina prevista dal provvedimento CIP n. 6/92 nella prospettiva della progressiva apertura alla concorrenza del mercato elettrico, cui corrisponderà un aumento rilevante dei quantitativi di energia elettrica vettoriata e scambiata.

Il limite principale della disciplina in vigore precedentemente alla deliberazione dell'Autorità è rappresentato dal fatto che i corrispettivi non riflettono in maniera adeguata le determinanti dei costi del servizio. In particolare:

- i pedaggi determinati secondo il provvedimento CIP n. 6/92 aumentano in maniera proporzionale all'aumento della distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna dell'energia elettrica, mentre tale distanza non costituisce in generale una determinante significativa del costo di vettoriamento;
- i parametri di scambio non riflettono in modo trasparente la componente del costo dovuta al trasporto dell'energia e quella dovuta alla compensazione intertemporale di consegna e riconsegna;
- nei corrispettivi previsti dal provvedimento CIP n. 6/92 non vi è alcun riferimento ai cosiddetti servizi di sistema (o "ancillari").

La mancata definizione del vettoriamento sulle reti a bassa tensione è inoltre stato causa di molteplici contenziosi tra l'Enel e i soggetti richiedenti il servizio di vettoriamento.

La nuova disciplina per il servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e per alcuni servizi di rete

1.5 Obiettivi della nuova disciplina di vettoriamento e scambio

La nuova disciplina si propone di adeguare la regolamentazione del servizio di vettoriamento al suo utilizzo per la fornitura sul mercato libero dei clienti idonei[4] che, a seguito dell'attuazione della direttiva 96/92/CE, sono destinati a costituire un segmento rilevante e in progressiva espansione della domanda.

La nuova disciplina del servizio di vettoriamento persegue quattro ordini di finalità:

- prevenire l'esercizio di potere di mercato da parte del fornitore monopolista del servizio di vettoriamento e, di conseguenza, il ricorso inefficientemente basso a tale servizio;

---

4 Per cliente idoneo si intende la persona fisica o giuridica che, ai sensi della direttiva 96/92/CE e per effetto dei decreti legislativi previsti dall'articolo 36 della legge 24 aprile 1998, n. 128, ha la capacità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia sia all'estero.

- predisporre condizioni non discriminatorie per l'accesso alle reti e il loro uso da parte di tutti gli operatori abilitati e un sistema di corrispettivi quanto più possibile neutrale rispetto alle decisioni dei consumatori che ne abbiano la facoltà, di utilizzare il servizio di vettoriamento per approvvigionarsi da produttori di loro scelta piuttosto che ricorrere alla fornitura alle tariffe regolate (prerequisiti allo sviluppo della concorrenza nelle fasi di generazione e fornitura);
- indurre gli esercenti dei sistemi di trasmissione e distribuzione alla gestione e allo sviluppo efficiente delle infrastrutture;
- permettere anche agli impianti che, per il tipo di fonte primaria utilizzata, sono vincolati a specifici profili di produzione di partecipare al mercato libero dell'energia elettrica.

Da un punto di vista generale questi obiettivi sono stati perseguiti:

- assumendo come criterio guida nella definizione della struttura e del livello dei corrispettivi la corrispondenza ai costi cui la prestazione del servizio darebbe luogo in una configurazione standard delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica;
- articolando la struttura dei corrispettivi in modo da inviare agli utilizzatori del servizio di vettoriamento segnali di prezzo nella generalità dei casi identici a quelli che, per l'utilizzo dello stesso servizio, saranno impliciti nelle tariffe di fornitura di energia elettrica agli utenti finali come prossimamente definite dall'Autorità;
- adottando un meccanismo di aggiornamento basato sul price-cap per i corrispettivi di vettoriamento;
- prevedendo la possibilità di scambiare energia elettrica con la rete, immettendola in alcuni periodi e prelevandola in altri;
- prevedendo maggiorazioni ai corrispettivi di vettoriamento, per la copertura degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura e degli oneri di cui al provvedimento CIP n. 6/92 e successive modificazioni e integrazioni relativi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate alle rinnovabili.

1.6 Vettoriamento da un solo punto di consegna ad un solo punto di riconsegna

Al vettoriamento si applicano corrispettivi di potenza e un corrispettivo per l'uso del sistema. All'energia elettrica vettoriata si sottrae un pedaggio in energia a copertura delle perdite sulle reti. Per la determinazione dei corrispettivi di potenza e dei pedaggi in energia si fa riferimento al percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata (di seguito: PCV). Il riferimento ad un percorso convenzionale è reso necessario dalla impossibilità, in pratica, di determinare il percorso fisico effettivo dell'energia elettrica vettoriata, in quanto esso varia nel tempo in funzione del carico e delle modalità di esercizio delle reti.

La presente sezione illustra, con riferimento al caso più semplice di vettoriamento da un solo punto di consegna a un solo punto di riconsegna, la determinazione del PCV; la sezione 3.3 illustra la determinazione dei PCV nel caso di vettoriamenti con più punti di consegna e riconsegna.

Il PCV da un punto di consegna ad un punto di riconsegna è costituito da una sequenza di distanze che l'energia elettrica vettoriata è assunta convenzionalmente percorrere su reti a diversi livelli di tensione e dalla corrispondente sequenza di trasforma-

zioni di tensioni cui l'energia vettoriata è convenzionalmente assoggettata.

Le informazioni necessarie alla costruzione del PCV sono:

- le tensioni di consegna e di riconsegna;
- la distanza in linea d'aria tra punto di consegna e punto di riconsegna.

Il percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata, dal punto di consegna al punto di riconsegna, può includere le seguenti componenti:

a) distanza su linea BT
b) trasformazione BT/MT
c) distanza su linea MT
d) trasformazione MT/AT
e) distanza su linee AT-AAT
f) trasformazione AT/MT
g) distanza su linea MT
h) trasformazione MT/BT
i) distanza su linea BT.

Tabella 1

TENSIONE DI CONSEGNA	Tensione di riconsegna			
	BT	MT	AT	AAT
BT	Da a) a i)	Da a) a g)	Da a) a e)	Da a) a e)
MT	Da c) a i)	Da c) a g)	Da c) a e)	Da c) a e)
AT	Da e) a i)	Da e) a g)	e)	e)
AAT	Da e) a i)	Da e) a g)	e)	e)

La tabella 1 indica quali componenti compongono il percorso convenzionale dell'energia in dipendenza della tensione di consegna e di riconsegna.

Le tensioni di consegna e di riconsegna nel PCV sono uguali a quelle a cui avvengono effettivamente l'immissione in rete e il prelievo dalla rete. La distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna viene ripartita tra segmenti a tensione diversa partendo da quelli a tensione inferiore secondo le seguenti regole convenzionali:

- ciascun segmento in bassa tensione non può avere lunghezza superiore a 500 metri;
- ciascun segmento in media tensione non può avere lunghezza superiore a 10 km; tale limite è di 20 km qualora la consegna avvenga in alta o altissima tensione e la riconsegna in media o bassa tensione[5].

Come conseguenza della ripartizione della distanza tra punto di consegna e di riconsegna tra tratti a tensione diversa si determinano le trasformazioni di tensione sul PCV.

---

5 La razionalità economica della differenziazione della lunghezza massima del tratto percorso in media tensione in funzione della tensione di consegna è illustrata, in relazione alle modalità di determinazione dei corrispettivi, nella sezione 1.9.3.

La lunghezza massima convenzionalmente percorsa dall'energia elettrica sulle reti di media tensione è stata assunta pari a 20 km, sulla base della stima di un valore medio di tale distanza pari a 16 km. La lunghezza massima convenzionalmente percorsa dall'energia elettrica sulle reti di bassa tensione è stata assunta pari a 1 km, sulla base della stima di un valore medio di tale distanza pari a 0,5 km. Il maggior rapporto tra valore massimo convenzionale e valore medio, nel caso della bassa tensione, riflette la maggiore variabilità della distanza effettivamente percorsa nelle reti di bassa tensione.

Ai fini dell'illustrazione della determinazione del PCV è utile fare riferimento al caso più articolato, anche se probabilmente meno frequente in pratica, di consegna e riconsegna dell'energia elettrica vettoriata in bassa tensione. Tale caso è rappresentato nella figura 1, ove la distanza in linea d'aria tra punto di consegna e punto di riconsegna è indicata con Dt. Il PCV è composto da:

i) un tratto iniziale e uno finale in bassa tensione ciascuno di lunghezza pari al valore minimo tra la metà di Dt e 500 metri. A scopo illustrativo nella figura 1 è rappresentato il caso in cui Dt è maggiore di 1000 metri: in tal caso l'energia percorre in bassa tensione due tratti di 500 metri e il PCV include anche tratti in media tensione;

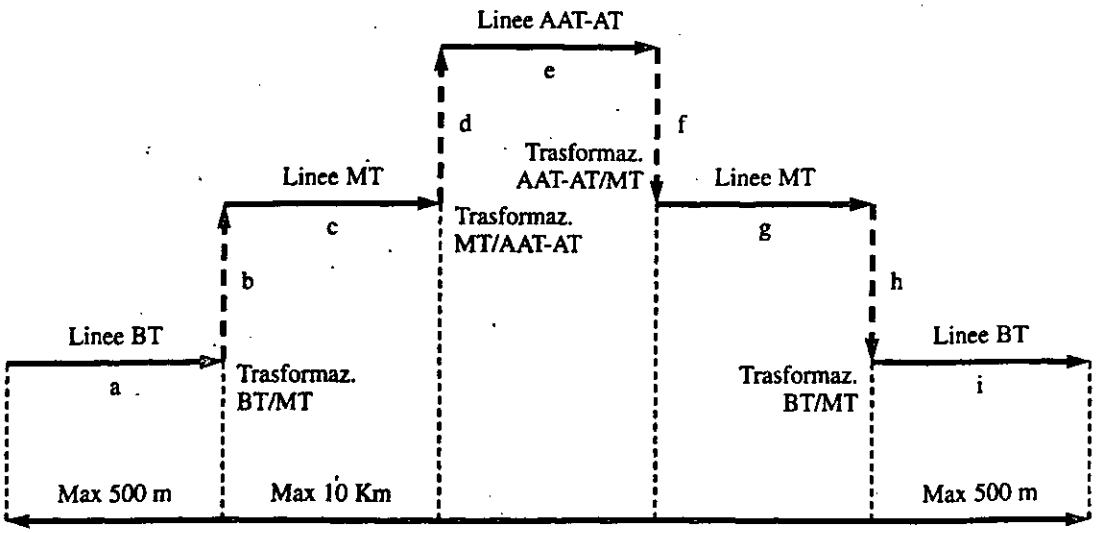
ii) un secondo ed un penultimo tratto in media tensione, ciascuno di lunghezza pari al minimo tra 10 km e la metà di Dt diminuita della lunghezza del tratto rispettivamente iniziale e finale;

iii) di bassa tensione. A scopo illustrativo nella figura 1 è rappresentato il caso in cui Dt è maggiore di 21 km, per cui i due tratti in media tensione sono ciascuno di lunghezza pari a 10 km e il PCV include anche un tratto in alta-altissima tensione;

iv) un tratto in alta-altissima tensione di lunghezza pari alla differenza tra Dt e la somma delle lunghezze di tutti i tratti in media e bassa tensione del PCV;

v) una trasformazione BT/MT, una trasformazione MT/AT-AAT, una trasformazione AT-AAT/MT e una trasformazione MT/BT.

Figura 1



Nel caso in cui la consegna avvenga in alta o altissima tensione (figura 2), il PCV sarebbe composto da :

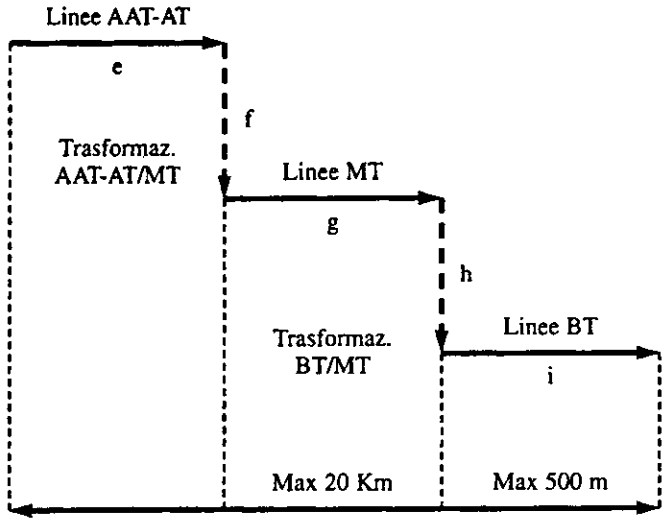
i) un tratto finale in bassa tensione di lunghezza pari al valore minimo tra Dt e 500 metri. Nelle ipotesi assunte sopra, questo tratto è pari a 500 metri;

ii) un tratto intermedio in media tensione di lunghezza pari al minimo tra 20 km e Dt, al netto del tratto di 500 in bassa tensione. Nelle ipotesi assunte, tale tratto è pari a 20 km;

iii) un tratto in alta-altissima tensione di lunghezza pari alla differenza tra Dt e la somma delle lunghezze dei tratti in media e bassa tensione;

iv) una trasformazione AT-AAT/MT e una trasformazione MT/BT.

Figura 2



1.7 Vettoriamento tra più punti di consegna e riconsegna

Nel caso di vettoriamento da più punti di consegna a più punti di riconsegna la costruzione dei percorsi convenzionali richiede ipotesi convenzionali ulteriori rispetto al caso di un solo punto di consegna ed un solo punto di riconsegna. In particolare va ripartita convenzionalmente tra i diversi punti di consegna la copertura della potenza prelevata in ogni punto di riconsegna.

Nel caso in cui la somma delle potenze impegnate nei punti di consegna sia pari alla somma delle potenze impegnate nei punti di riconsegna, la determinazione dei percorsi convenzionali avviene come segue:

a) si ordinano i punti di riconsegna in ordine decrescente rispetto all'energia elettrica vettoriabile[6];

b) per ciascun punto di riconsegna si assegna la copertura della potenza impegnata al punto di consegna più vicino in linea d'aria, nei limiti della potenza impegnata in detto punto di consegna e non già assegnata alla copertura della potenza impegnata in altri punti di riconsegna; qualora la potenza impegnata e non già allocata

---

6 Per energia elettrica vettoriabile si intende la massima quantità di energia elettrica che può essere vettoriata in un dato periodo di tempo, senza eccedere in alcun momento il limite della potenza impegnata.

nel punto di consegna più vicino al punto di riconsegna sia inferiore alla potenza impegnata nello stesso punto di riconsegna, si assegna la copertura della residua potenza impegnata a punti di consegna progressivamente più lontani dal punto di riconsegna;

c) si ripete quanto previsto alla lettera b) per il successivo punto di riconsegna secondo l'ordine illustrato alla lettera a).

La tabella 2 illustra la determinazione dei percorsi convenzionali in un caso esemplificativo in cui l'impegno totale di potenza nei punti di consegna sia pari all'impegno totale di potenza al riconsegna.

Tabella 2

PUNTI DI CONSEGNA	POTENZA IMPEGNATA NELL'ORA NEL PUNTO DI CONSEGNA	
G1	80	
G2	30	
Totale	110	
PUNTI DI RICONSEGNA	POTENZA IMPEGNATA NELL'ORA NEL PUNTO DI RICONSEGNA	PUNTO DI CONSEGNA PIÙ VICINO AL PUNTO DI RICONSEGNA
P1	100	G1
P2	10	
Totale	110	

Dall'applicazione del metodo sopra descritto (punti 1-3) risultano tre percorsi convenzionali:

i) da G1 a P1 con potenza vettoriata 80;

ii) da G2 a P1 con potenza vettoriata 20;

iii) da G2 a P2 con potenza vettoriata 10.

Nel caso in cui la somma delle potenze impegnate nei punti di consegna sia superiore (inferiore) alla somma delle potenze impegnate nei punti di riconsegna, la determinazione dei percorsi convenzionali avviene come segue:

d) La potenza impegnata in ciascun punto di consegna (riconsegna) viene ridotta, moltiplicandola per il rapporto tra la potenza complessivamente impegnata nei punti di riconsegna (consegna) e quella complessivamente impegnata nei punti di consegna (riconsegna) ed ottenendo così una potenza che, per successivo riferimento, è utile indicare come "potenza rettificata". La differenza tra la potenza impegnata in ciascun punto di consegna e la corrispondente "potenza rettificata" è indicata come "potenza restante". Si noti che per costruzione la somma delle potenze rettificate in tutti i punti di consegna (riconsegna) è pari alla somma delle potenze impegnate in tutti i punti di riconsegna (consegna);

e) Si opera una prima attribuzione delle potenze rettificate nei punti di consegna (riconsegna) ai PCV che li uniscono ai punti di riconsegna (consegna), applicando la procedura sopra descritta (lettera a)-c));

f) Si attribuisce la potenza restante di ciascun punto di consegna (riconsegna), portandola ad incremento delle potenze allocate ai percorsi convenzionali che da esso si dipartono (ad esso afferiscono), individuati al punto e), in proporzione alla quota della potenza rettificata già assegnata a ciascuno di essi.

La tabella 3 illustra la determinazione dei percorsi convenzionali in un caso esemplificativo in cui l'impegno totale di potenza nei punti di consegna sia superiore all'impegno totale di potenza nei punti di riconsegna.

Tabella 3

PUNTI DI CONSEGNA	POTENZA IMPEGNATA NEL PUNTO DI CONSEGNA	
G1	80	
G2	45	
Totale	125	
PUNTI DI RICONSEGNA	POTENZA IMPEGNATA NELL'ORA NEL PUNTO DI RICONSEGNA	PUNTO DI CONSEGNA PIÙ VICINO AL PUNTO DI RICONSEGNA
P1	100	G1
P2	10	
Totale	110	

Dall'applicazione della lettera d) della procedura sopra indicata si ottengono le potenze "rettificate" per i punti di consegna riportate nella tabella 4.

Tabella 4

	POTENZA "RETTIFICATA"	POTENZA "RESTANTE"
G1	80*[(100+10)/(80+45)]=70,4	80*(1-[(100+10)/(80+45)])=9,6
G2	45*[(100+10)/(80+45)]=39,6	45*(1-[(100+10)/(80+45)])=5,4
Totale	110	15

Applicando la lettera e) della procedura risultano i tre percorsi convenzionali:

i) da G1 a P1 con potenza vettoriata 70,4;

ii) da G2 a P1 con potenza vettoriata 29,6;

iii) da G2 a P2 con potenza vettoriata 10.

La restante potenza di consegna viene, secondo quanto previsto dalla lettera f) della procedura, portata in aumento delle potenza impegnate nei punti di consegna in modo proporzionale alle potenze vettoriate nei percorsi convenzionali determinati secondo quanto disposto dalla lettera e). Quindi:

- viene riferita al percorso i), oltre alla potenza di 70,4, la potenza 9,6*(70,4/70,4)= 9,6
- viene riferita al percorso ii), oltre alla potenza di 29,6, la potenza 5,4*(29,6/39,6)=4,1
- viene riferita al percorso iii), oltre alla potenza di 10, la potenza 5,4*(10/39,6)=1,3.

Per la determinazione dei corrispettivi di potenza si utilizzano quindi i seguenti percorsi convenzionali:

i) da G1 a P1 con impegno di potenza 80 in G1 e 80 in P1;

ii) da G2 a P1 con impegno di 33,6 in G2 e 20 in P1;

iii) da G2 a P2 con impegno di potenza 11,4 in G2 e 10 in P2.

1.8 Corrispettivi e perdite

Per il servizio di vettoriamento si applicano un corrispettivo di potenza e un corrispettivo per l'uso del sistema. Inoltre all'energia elettrica vettoriata si sottraggono pedaggi in energia a copertura delle perdite.

I corrispettivi di potenza e i pedaggi sono riferiti alle distanze percorse ai diversi livelli di tensione e alle trasformazioni di tensione che caratterizzano il PCV.

Gli obiettivi perseguiti nella determinazione della struttura e dei livelli dei corrispettivi e delle perdite sono:

- l'invio ai fruitori del servizio di vettoriamento di segnali corretti circa i costi che essi causano affinché le infrastrutture di trasmissione e distribuzione siano utilizzate in modo efficiente;
- la neutralità rispetto alla scelta dei consumatori tra l'approvvigionarsi di energia elettrica sul mercato libero utilizzando il servizio di vettoriamento e l'acquistare energia elettrica a tariffe regolate da una impresa di distribuzione.

La neutralità riguarda, simmetricamente, il prestatore del servizio di vettoriamento operante anche nella fornitura di energia elettrica agli utenti finali: ai (soli) fini della copertura dei propri costi di distribuzione e trasmissione il gestore della rete e fornitore deve essere indifferente tra il prestare il servizio di vettoriamento per la fornitura di un utente da parte di un generatore terzo e l'essere il fornitore del servizio elettrico allo stesso utente.

I due obiettivi sono in parziale contrasto tra loro: l'invio attraverso i prezzi di corretti segnali di costo richiede l'adozione di corrispettivi quanto più possibile articolati per riflettere accuratamente i costi specificamente causati da ogni singolo vettoriamento. D'altra parte le tariffe praticate alle forniture agli utenti finali debbono sottostare al vincolo dell'uniformità sul territorio nazionale, per ciascuna tipologia di utenza; di

conseguenza quanto maggiore è l'articolazione della struttura tariffaria per il vettoriamento tanto più rilevanti saranno gli stimoli per alcuni tipi di utenti ad abbandonare la fornitura a tariffe regolate, come conseguenza non di un minore costo alla generazione dell'energia acquistata tramite vettoriamento ma di un minore corrispettivo di vettoriamento rispetto a quello di trasmissione e distribuzione implicito nella tariffa regolata.

Un esempio può contribuire a chiarire questo punto. Si consideri un utente allacciato in media tensione che sia collegato al sistema in alta-altissima tensione da una linea in media tensione di 4 chilometri, in una situazione in cui mediamente gli utenti finali allacciati in media tensione sono collegati al sistema in alta-altissima tensione da una linea di 10 chilometri. Il costo di trasmissione incorporato nella tariffe di fornitura di energia elettrica, che per il vincolo di uniformità non possono essere differenziate in funzione della distanza dell'utente dal sistema di trasmissione, rifletterà un costo di distribuzione medio, riferito cioè ad una linea in media tensione di 10 km. Un corrispettivo di vettoriamento che riflettesse i costi effettivi causati dall'utente in esame si baserebbe invece su un percorso in media tensione di 4 km.

Di conseguenza si genererebbe un incentivo alla sostituzione della fornitura a tariffe regolate con una fornitura attraverso vettoriamento anche se a quest'ultima corrispondessero costi di generazione superiori, in quanto il vettoriamento comporterebbe per l'utente un beneficio ulteriore: il pagamento di un corrispettivo per il trasporto dell'energia inferiore a quello medio pagato da tutti gli utenti serviti con "tariffe regolate", senza per altro che ciò sia associato ad una riduzione del costo totale di trasporto dell'energia elettrica per il sistema. In termini generali quindi l'imposizione di una struttura tariffaria aderente ai costi in presenza di tariffe finali non aderenti ai costi, in particolare per il vincolo di uniformità tariffaria, potrebbe rendere convenienti comportamenti che innalzano i costi totali di fornitura del servizio elettrico. La soluzione adottata dall'Autorità realizza un compromesso tra esigenze di aderenza ai costi e neutralità rispetto alle scelte di approvvigionamento degli utenti finali.

1.9 Corrispettivi di potenza

1.9.1 Criteri per la determinazione dei corrispettivi

I corrispettivi di potenza coprono i costi di costruzione, manutenzione ed esercizio, inclusa una adeguata remunerazione del capitale investito, delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione utilizzate per la prestazione del servizio di vettoriamento.

Le infrastrutture di trasmissione e distribuzione sono caratterizzate dal fatto di essere utilizzate simultaneamente da più utenti. Il livello di condivisione varia tuttavia a seconda del tipo di infrastruttura. I due estremi sono: da un lato il sistema di trasmissione, caratterizzato dal massimo livello di condivisione in quanto su di esso transita l'energia elettrica prelevata da tutti gli utenti; dall'altro il segmento di linea che collega ciascun utente alla rete, che non è condiviso in quanto trasporta solo l'energia elettrica prelevata da quell'utente.

La responsabilità dell'utente nel causare il costo di una infrastruttura ha natura diversa a seconda che tale infrastruttura sia utilizzata unicamente da un utente oppure "condivisa" tra più utenti che la utilizzano simultaneamente. Nel primo caso l'utente è responsabile del costo complessivo dell'infrastruttura. Nel secondo caso, in termini semplificati, un utente è responsabile (di una quota) del costo dell'infrastruttura solo se, ovvero nei periodi di tempo in cui, l'astensione dall'utilizzo dell'infra-

struttura da parte di quell'utente consentirebbe una riduzione del dimensionamento e quindi del costo totale di quell'infrastruttura. Il riferimento teorico alla base di questa analisi è nella teoria dei beni pubblici o equivalentemente, nella teoria del peak-load pricing.

Per esigenze pratiche, ai fini dell'articolazione dei corrispettivi di vettoriamento si è ricorsi alle seguenti ipotesi:

a) la rete in alta ed altissima tensione è una risorsa completamente condivisa e gestita in funzione delle esigenze di stabilità del sistema secondo modalità che non permettono di individuare il percorso "effettivo" compiuto dall'energia elettrica vettoriata.
b) il tratto in alta ed altissima tensione del PCV corrisponde a risorse totalmente "condivise";
c) la rete in media e bassa tensione ha una topologia radiale, per cui il percorso compiuto dall'energia elettrica vettoriata è identificabile;
d) i tratti in media e bassa tensione del PCV non sono mai soggetti a congestione anche qualora corrispondano a risorse condivise tra più utenti.

Anticipando quanto verrà illustrato nelle sezioni seguenti, sono coerenti con le assunzioni a) e b) la differenziazione dei corrispettivi di potenza tra fasce orarie in cui il sistema di alta e altissima tensione è utilizzato in misura diversa, nonché l'indipendenza di tali corrispettivi dalla distanza tra il punto di consegna e quello di riconsegna sulla rete di alta e altissima tensione. Sono anche coerenti con le assunzioni c) e d) l'invarianza dei corrispettivi di potenza rispetto al carico del sistema in media e bassa tensione nel momento di utilizzo del servizio di vettoriamento, nonché la loro dipendenza dalla lunghezza dei corrispondenti tratti del PCV.

Nel prosieguo della relazione saranno messi in evidenza gli elementi della regolamentazione introdotta con la deliberazione dell'Autorità finalizzati ad attenuare le più importanti distorsioni potenzialmente indotte da queste semplificazioni.

Per la determinazione dei corrispettivi di potenza si fa riferimento alla potenza impegnata. Nella nuova disciplina i fruitori del servizio di vettoriamento possono impegnare una potenza di trasporto diversa in ciascuna ora fissa. L'impegno di potenza è riferito al punto di consegna e al punto riconsegna, e può essere differenziato tra consegna e riconsegna. In questo caso, ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di potenza, si considerano afferenti al punto di consegna i corrispettivi di potenza afferenti alla porzione "a tensione crescente" del PCV, con ciò intendendo l'insieme delle componenti cui, a partire dal punto di consegna, seguono tratti del PCV a tensione superiore, nonché metà del tratto del PCV a tensione massima. Si considerano afferenti al punto di riconsegna i corrispettivi relativi alla porzione "a tensione decrescente" del PCV, cioè l'insieme delle componenti cui seguono tratti del PCV a tensione inferiore, nonché metà del tratto del PCV a tensione massima. Nel caso ad esempio di consegna in media tensione e riconsegna in bassa tensione si considerano afferenti al punto di consegna i corrispettivi relativi al primo tratto in media tensione, alla trasformazione MT/AT-AAT e a metà del tratto in alta-altissima tensione; afferiscono al punto di riconsegna i corrispettivi relativi a: metà del tratto in alta-altissima tensione, la trasformazione AT-AAT/MT, il secondo tratto in media tensione, la trasformazione MT/BT e il tratto in bassa tensione.

La differenziazione su base oraria e rispetto ai punti di consegna e riconsegna del-

l'impegno di potenza dovrebbe indurre un profilo temporale della potenza impegnata sostanzialmente coincidente con quello della potenza effettivamente utilizzata, sia alla consegna sia alla riconsegna. Tale sovrapposizione è promossa anche dalla previsione che, qualora la potenza immessa o prelevata dal fruitore del servizio di vettoriamento ecceda il limite dell'impegno di potenza si applichi una maggiorazione del corrispettivo di potenza del 7.500% sulla differenza tra massima potenza immessa o prelevata nel corso di un'ora e potenza impegnata in quell'ora, e con riferimento alle componenti del PCV afferenti al punto in cui il supero si verifica.

La previsione di una lunghezza massima per i tratti del percorso convenzionale in media e bassa tensione, interagendo con la struttura dei corrispettivi illustrata nella sezioni seguenti, ha per effetto la determinazione di un corrispettivo di potenza di fatto indipendente dalla distanza per tutti i tratti del PCV diversi da quello alla tensione più elevata. Per quanto concerne invece il tratto a tensione più elevata il corrispettivo aumenta in proporzione alla lunghezza del tratto fino a km 1, km 20, km 40, se tale tratto è rispettivamente in bassa, media e alta-altissima tensione. Nei casi in cui il tratto a tensione più elevata sia in bassa e media tensione ciò è ottenuto stabilendo corrispettivi riferiti alla lunghezza dei tratti del PCV e limitando la lunghezza massima di tali tratti, per cui il corrispettivo non può superare quello relativo alla lunghezza massima; nel caso di alta-altissima tensione lo stesso risultato è ottenuto attraverso la previsione che il corrispettivo sia in generale indipendente dalla lunghezza del tratto del PCV in alta-altissima tensione, ma che, per lunghezze inferiori a 40 km, tale corrispettivo subisca una riduzione proporzionale al rapporto tra tale lunghezza e 40 km.

1.9.2 Corrispettivi di potenza per il segmento in alta-altissima tensione del PCV

Coerentemente con l'ipotesi che le corrispondenti infrastrutture siano utilizzate in ogni momento da tutti gli utenti che prelevano energia elettrica dalla rete e che il percorso "effettivo" dell'energia elettrica vettoriata non sia individuabile, i corrispettivi di potenza per la parte del PCV in alta e altissima tensione sono:

- riferiti alla potenza impegnata (vengono quindi espressi in lire/kW impegnato/ora);
- differenziati a seconda della fascia oraria;
- indipendenti dalla lunghezza del segmento in alta-altissima tensione del PCV (metodo cosiddetto "a francobollo") per lunghezze non inferiori a 40 km.

Il riferimento alla potenza impegnata e la differenziazione dei corrispettivi in funzione della fascia oraria riflettono il fatto che la potenza impegnata nel periodo di maggior carico è la determinante del dimensionamento del sistema e quindi del costo delle infrastrutture. Questo è tanto più vero ove, come nella nuova disciplina, sia consentito un impegno di potenza diverso in ogni ora, così che la potenza impegnata e quella effettivamente utilizzata da parte dei fruitori del servizio di vettoriamento tendono a coincidere.

L'indipendenza dei relativi corrispettivi dalla lunghezza del segmento in alta-altissima tensione del PCV equivale al risultato che si otterrebbe assumendo che, indipendentemente dai punti di consegna e di riconsegna, tutta l'energia che transita sul sistema di alta e altissima tensione percorra su di esso la medesima distanza. I potenziali effetti distorsivi di tale semplificazione sono mitigati dalla riduzione del corrispettivo relativo al tratto del PCV in alta-altissima tensione qualora la sua lunghezza sia inferiore a km 40 (cosiddetto "scivolo"); in questo caso tensione si applica una

quota del corrispettivo normale pari al rapporto tra la lunghezza in km del tratto del PVC in alta-altissima tensione e 40 km.

La previsione di una riduzione dei corrispettivi relativi al tratto del PCV in alta-altissima tensione per distanze inferiori a 40 km risponde a due ordini di finalità. In primo luogo essa fa sì che a meno delle componenti relative alle trasformazioni di tensione il corrispettivo di potenza aumenti in modo continuo all'aumentare della distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna,. Un andamento non troppo discontinuo del corrispettivo di potenza al variare della distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna è reso particolarmente opportuno dalla natura convenzionale delle distanze percorse dall'energia elettrica vettoriata ai diversi livelli di tensione, rilevanti per la determinazione dei corrispettivi. In secondo luogo la previsione di una riduzione dei corrispettivi relativi al tratto del PCV in alta-altissima tensione per distanze inferiori a 40 km risponde ad una esigenza di continuità rispetto alla disciplina del vettoriamento precedentemente vigente. Tale disciplina, in cui i corrispettivi di vettoriamento crescevano costantemente all'aumentare della distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna aveva promosso il vettoriamento dell'energia elettrica per le destinazioni consentite all'interno di gruppi societari e consorzi in ambito locale L'Autorità ha ritenuto opportuno non esporre tali soggetti al passaggio ad una disciplina caratterizzato da corrispettivi del tutto indipendenti dalla distanza.

1.9.3 Corrispettivi di potenza per i segmenti in bassa e media tensione e per le trasformazioni da bassa a media tensione del PCV

Coerentemente con l'ipotesi che:

a) la topologia della rete di media e bassa tensione sia radiale, per cui le infrastrutture utilizzate dal fruitore del servizio di vettoriamento siano individuabili; e

b) la minore simultaneità dell'utilizzo di tali infrastrutture da parte di utenti diversi renda poco rilevante il problema della congestione nelle ore di maggior carico del sistema,

i corrispettivi di potenza per i tratti del PCV in media e bassa tensione:

- sono riferiti alla potenza impegnata (vengono quindi espressi in lire/kW impegnato/ora);
- non sono differenziati a seconda della fascia oraria;
- dipendono dalle distanze percorse dall'energia vettoriata sulle reti[7].

Con l'articolazione dei corrispettivi in funzione delle distanze interagiscono i due vincoli, menzionati nella sezione 3.2, in base ai quali:

- ciascun tratto in bassa tensione del PCV non può eccedere 500 m;
- ciascun tratto in media tensione del PCV non può eccedere 10 km, o 20 km nel caso di consegna in AT o AAT.

Qualora la consegna avvenga in bassa o media tensione e la distanza tra punto di consegna e riconsegna sia tale da determinare la presenza di un tratto in alta-altissima tensione sul PCV, si assume che i 20 km di media tensione siano percorsi per metà nel tratto a tensione crescente e per metà in quello a tensione decrescente del PCV. Qualora la consegna avvenga in alta o altissima tensione e la distanza tra punto di consegna e riconsegna sia tale da determinare la presenza di un tratto in alta-altissi-

7 Tale previsione non riguarda ovviamente le trasformazioni di tensione.

ma tensione sul PCV, si assume che i 20 km di media tensione siano percorsi interamente nel tratto a tensione decrescente del PCV. Da questa previsione discende tra l'altro che il recupero dei costi delle reti di media tensione per l'impresa precedentemente fornitrice e successivamente prestatrice del solo servizio di vettoriamento sia assicurato indipendentemente dal fatto che il fornitore che la sostituisce immetta l'energia elettrica in media o alta-altissima tensione.

Quando la lunghezza dei tratti del PCV in bassa e media tensione sia pari a quella massima convenzionale, sul fruitore del servizio grava il costo di una rete "standard," caratterizzata dalla presenza di una cabina secondaria a 500 metri dal punto di consegna (e/o di riconsegna) in bassa tensione e da una percorso medio dell'energia lungo le reti di media tensione di 20 km. Il riferimento ad una rete "standard" presenta l'ulteriore vantaggio di fornire ai gestori delle reti lo stimolo ad eliminare le situazioni in cui la topologia di rete da luogo a costi superiori a quelli corrispondenti alla topologia standard.

1.10 Corrispettivi per l'uso del sistema

Il corrispettivo per l'uso del sistema è suddiviso in componenti intese a coprire i costi relativi a:

- servizi dinamici (o regolazione di frequenza);
- regolazione della tensione;
- dispacciamento;
- sistemi di misura;
- disponibilità di riserva di potenza.

I corrispettivi per l'uso del sistema sono applicati indipendentemente dalla configurazione del PCV in quanto si riferiscono a servizi di cui beneficiano tutti i fruitori del servizio di vettoriamento.

1.10.1 Servizi dinamici (regolazione di frequenza)

La componente del corrispettivo relativa ai servizi dinamici copre i costi sostenuti dal gestore della rete di trasmissione per assicurare il regolare funzionamento del sistema mantenendo in equilibrio continuo immissioni e prelievi di energia elettrica. Il corrispettivo è annuale e riferito alla potenza nominale netta dell'impianto (quindi espresso in lire/kW/anno).

La componente del corrispettivo per l'uso del sistema relativa ai servizi dinamici è applicata a tutti gli impianti di produzione di energia elettrica collegati in parallelo con la rete anche se l'energia elettrica da questi prodotta non viene vettoriata. Tale componente del corrispettivo costituisce l'unico onere che può essere richiesto dai gestori delle reti ai soggetti che generano energia elettrica in relazione ai servizi connessi con il collegamento in parallelo alla rete. Tale componente del corrispettivo per l'uso del sistema sostituisce quindi il "corrispettivo di parallelo," attualmente non regolamentato.

Qualora l'energia elettrica prodotta da un impianto sia in parte vettoriata, anche verso più punti di riconsegna, e in parte utilizzata nello stesso sito dell'impianto, la componente del corrispettivo per l'uso del sistema relativa ai servizi dinamici si applica una sola volta alla potenza nominale netta dell'impianto.

L'imposizione di una componente del corrispettivo a copertura dei costi di regolazione della frequenza è coerente con un regime organizzativo in cui l'equilibrio nel

caso di sbilanciamento tra carico ed immissioni di breve durata non sia assicurato dalla cooperazione di tutti i generatori attivi secondo un principio di solidarietà. Al contrario, nella disciplina prefigurata dalla deliberazione dell'Autorità, l'obbligo per i generatori di mettere a disposizione in ogni momento un certo margine di flessibilità nella potenza che possono immettere in rete non sussiste, se non nella misura in cui il gestore del sistema di trasmissione acquisti da essi tale servizio. In luogo di tale obbligo è introdotto il corrispettivo relativo ai servizi dinamici, a carico di ogni impianto in parallelo con la rete, che copre il relativo costo sostenuto dal gestore della rete. Il principio di solidarietà mantiene invece rilevanza nei rapporti tra il gestore della rete nazionale e quelli degli altri paesi i cui sistemi elettrici sono interconnessi.

1.10.2 Regolazione della tensione

La componente del corrispettivo relativa al servizio di regolazione della tensione copre i costi sostenuti dal gestore della rete di trasmissione per assicurare la stabilità della tensione nella rete; ciò è ottenuto attraverso l'immissione in rete di potenza reattiva da parte di impianti di generazione e l'utilizzo di condensatori, reattori e compensatori variabili (*static variable compensator*). Poiché si tratta di costi per lo più fissi, e di entità relativamente modesta, il corrispettivo è riferito alla potenza impegnata per ora e non è articolato nelle fasce orarie.

In termini di prima approssimazione il prelievo di energia elettrica da luogo a costi maggiori per la regolazione della tensione quanto più basso è il fattore di potenza. Il corrispettivo per la regolazione della tensione è calcolato con riferimento ad una situazione di normalità in cui il fattore di potenza alla riconsegna sia 0,9. Nel caso in cui il fattore di potenza al punto di riconsegna sia inferiore a 0,9 il segnale circa i maggiori costi causati viene inviato all'utente del servizio di vettoriamento nella forma di un aumento delle perdite di trasporto ad esso attribuite.

1.10.3 Dispacciamento

La componente del corrispettivo per l'uso del sistema relativa al dispacciamento copre i costi dell'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari.

Trattandosi di un costo comune e di entità relativamente modesta, e in assenza delle informazioni circa le elasticità della domanda necessarie a selezionare la base imponibile che minimizza le distorsioni determinate dalla sua copertura, si è scelto di utilizzare un corrispettivo proporzionale alla potenza impegnata (quindi espressa in lire/kW impegnato/ ora).

1.10.4 Misura

La componente del corrispettivo per l'uso del sistema relativa ai sistemi di misura copre i costi dei misuratori impiegati per l'accertamento delle grandezze rilevanti ai fini del calcolo dei corrispettivi di vettoriamento. Essa prende la forma di un corrispettivo annuale fissato in funzione della tensione di riconsegna per la misurazione al punto di riconsegna. Gli oneri relativi alla predisposizione delle apparecchiature di misura nel punto di consegna, che deve avvenire secondo le specifiche tecniche indicate dal gestore della rete ed approvate dall'Autorità, sono a carico del fruitore del servizio di vettoriamento.

1.10.5 Garanzia di riserva di potenza

La componente del corrispettivo per l'uso del sistema relativa alla garanzia di riser-

va di potenza copre i costi di impianto che il gestore della rete di trasmissione sostiene per assicurare la disponibilità di capacità di generazione tale da consentire il prelievo di potenza da parte del fruitore del servizio di vettoriamento al punto di riconsegna anche qualora la corrispondente e contestuale consegna di potenza venga meno. Si tratta di potenza attivata dopo l'intervallo di tempo iniziale di alcuni minuti durante il quale la capacità venuta meno viene surrogata dal contributo automatico alla regolazione della frequenza da parte dei generatori che forniscono tale servizio.

Lo scambio comporta un costo per il sistema di natura analoga a quello della riserva[8], nel senso che potenza di generazione deve essere disponibile per consentire il prelievo al punto di riconsegna quando la consegna non avviene contestualmente. La possibilità di scambiare energia elettrica, cioè di compensare differenze di segno opposto, in alcuni intervalli di tempo (dello stesso anno), tra prelievi ed immissioni di energia elettrica rende impossibile caratterizzare tali differenze se positive, nel momento in cui avvengono, come "utilizzo del servizio di riserva" piuttosto che come "utilizzo dello scambio."

La garanzia di riserva di potenza presenta per il fruitore del servizio di vettoriamento conseguenze analoghe a quelle di un contratto di assicurazione: il fruitore del servizio di vettoriamento che acquista il servizio di garanzia di riserva di potenza acquista il diritto a pagare, in fase di riconciliazione, eventuali differenze positive tra l'energia prelevata e quella immessa al corrispettivo di 3*Ct, mentre il corrispettivo applicato in assenza di garanzia di riserva di potenza è pari a 9*Ct[9].

La possibilità per gli utenti del servizio di vettoriamento e per gli autoproduttori di acquistare ad una tariffa regolata la garanzia di riserva di potenza sostituisce i cosiddetti "contratti di soccorso," e le forniture di integrazione che prima della deliberazione dell'Autorità non erano soggette a regolamentazione.

1.11 Pedaggi in energia a copertura delle perdite

All'energia consegnata per il vettoriamento e scambio sono sottratti pedaggi a copertura delle perdite, per la cui determinazione si fa riferimento alle componenti del PCV.

I pedaggi a copertura delle perdite sono proporzionali all'energia vettoriata. In tale previsione è implicita una semplificazione, in quanto in realtà le perdite aumentano in proporzione al quadrato dell'energia vettoriata; l'aderenza del pedaggio alle perdite effettive richiederebbe di applicare all'energia elettrica vettoriata coefficienti di perdita che aumentano all'aumentare del carico complessivo sui corrispondenti segmenti di rete. Il limite principale di tale meccanismo risiede nella mancanza di prevedibilità dei pedaggi per il fruitore del servizio di vettoriamento, che conoscerebbe le perdite di cui è responsabile solo ex-post, dipendendo queste dall'utilizzo della rete da parte di altri soggetti. Inoltre una tale attribuzione ai fruitori del servizio di vettoriamento delle responsabilità in fatto di perdite non sarebbe coerente con il riferimento ad un percorso convenzionale dell'energia, in generale diverso da quello in cui le perdite si verificano.

Le modalità di calcolo dei pedaggi sono coerenti con le diverse assunzioni circa la topologia delle reti in alta-altissima tensione e in media e bassa tensione.

---

8 Tale onere è trasferito agli utenti del servizio di scambio attraverso i coefficienti di scambio.

9 Ct è il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, come successivamente modificata e integrata.

1.11.1 Perdite sul segmento del PCV in alta-altissima tensione

Per il segmento del PCV in alta-altissima tensione all'energia elettrica consegnata viene sottratta una frazione che varia a seconda della regione in cui si trova il punto di consegna.

Idealmente i coefficienti di perdita alla consegna dovrebbero trasmettere al fruitore del servizio di vettoriamento un segnale delle maggiori perdite cui la sua consegna da luogo nel sistema di trasmissione. Tale grandezza tuttavia varia sia tra diversi nodi all'interno della stessa regione sia nel tempo, per cui esigenze di semplificazione del meccanismo e prevedibilità dei pedaggi hanno condotto alle seguenti previsioni:

- i coefficienti sono fissati dall'Autorità per un periodo di almeno tre anni;
- uno stesso coefficiente di perdita si applica a tutti i nodi situati nella stessa regione;
- lo stesso coefficiente si applica in tutte le ore dell'anno;
- i coefficienti vigenti al momento della stipulazione di un contratto di vettoriamento si applicano per tutta la sua durata, anche qualora nel frattempo intervenga un aggiornamento.

L'allontanamento del criterio dell'aderenza dei pedaggi alle perdite, che il riferimento unificato alle reti di alta e di altissima tensione comporta, è mitigato dalla previsione che qualora la distanza della componente in alta-altissima tensione del PCV sia inferiore a 40 chilometri, i pedaggi sono ridotti in proporzione alla minore distanza.

Seppure con le imperfezioni dovute all'utilizzo di medie tra le situazioni di diversi punti della rete e di periodi diversi, i coefficienti di perdita dovrebbero contribuire a rendere conveniente la localizzazione di nuovi impianti di generazione in aree geografiche caratterizzate da eccesso di domanda, riducendo nel tempo i trasferimenti di energia tra zone in surplus e zone in deficit energetico, costosi in termini sia di perdite sia di dimensionamento delle infrastrutture di trasmissione.

I coefficienti di perdita nel punto di riconsegna dell'energia elettrica dal sistema di alta-altissima tensione dovrebbero essere determinati secondo una logica analoga a quella dei coefficienti di perdita nei punti di consegna; tuttavia:

- è plausibile che le scelte di localizzazione dei consumatori di energia elettrica siano meno sensibili ai segnali forniti dai coefficienti di perdita di quelle dei generatori;
- anche nel caso delle perdite vi è una esigenza di coerenza della disciplina del vettoriamento con il trattamento implicitamente riservato agli utenti serviti con contratti di fornitura, analoga a quella che sussiste per i corrispettivi di potenza.

Per questi motivi la copertura delle perdite medie ai punti di riconsegna è stata ottenuta incrementando i coefficienti di perdita relativi ai punti di consegna. L'incremento è stato effettuato in modo da mantenere inalterate le proporzioni tra i coefficienti di perdita alla consegna precedentemente determinati.

1.11.2 Perdite sul segmento del PCV in media e bassa tensione

Coerentemente con quanto assunto in materia di corrispettivi di potenza, le perdite su linee in media e bassa tensione sono determinate in modo proporzionale alla lunghezza delle corrispondenti distanze.

I pedaggi per la copertura delle perdite di trasporto sulle reti di media e bassa tensione sono pari a quelli registrati a consuntivo dall'Enel nel 1997. Poiché i flussi di potenza sulla reti nazionali vanno prevalentemente da livelli di tensione maggiori a

livelli di tensione inferiori, in generale la consegna di potenza in media o bassa tensione, nell'ambito del vettoriamento, avverrà in "controflusso" e quindi avrà l'effetto di attenuare le perdite riducendo la potenza che deve essere trasferita dai livelli di tensione superiori. Per questa ragione alla porzione a tensione crescente del PCV non sono attribuite perdite.

1.11.3 Maggiorazione delle perdite in funzione del fattore di potenza

Il fattore di potenza (cos ϕ) dipende dal rapporto tra energia attiva ed energia reattiva prelevate dalla rete. I limiti al fattore di potenza sono fissati, nell'ambito delle norme tecniche, nell'art. 5 del provvedimento. Per quanto concerne la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata un fattore di potenza di 0,9 è accettato come normale nel sistema elettrico interconnesso europeo. La riconsegna di energia elettrica con un fattore di potenza inferiore a tale livello causa maggiori perdite di trasporto dell'energia e contestualmente una maggior caduta della tensione.

Nella nuova regolamentazione del vettoriamento il costo della deviazione del fattore di potenza dal livello normale viene trasferito sul fruitore del servizio di vettoriamento nella forma di un aumento del pedaggio a copertura delle perdite, con le seguenti approssimazioni:

- l'aumento è riferito esclusivamente al tratto del PCV che termina nel punto di riconsegna;
- l'aumento è applicato nella forma di una quota costante dell'energia prelevata.

L'aumento è espresso in termini di percentuale di perdite aggiuntive per centesimo di scostamento del fattore di potenza medio mensile da 0,9, nel caso la riconsegna avvenga in alta o altissima tensione e in termini di percentuale di perdite aggiuntive per km per centesimo di scostamento del fattore di potenza medio mensile da 0,9, qualora la riconsegna avvenga in media o bassa tensione. I valori delle maggiori perdite corrispondenti allo scostamento del fattore di potenza da 0,9 sono stati determinati con riferimento a linee ideali con caratteristiche analoghe a quelle reali.
In particolare, nel caso di riconsegna in alta o altissima tensione, è stato considerata una linea a 220 kV di lunghezza pari a 130 km, con resistenza R=0,028 ohm/km, reattanza X=0,4 ohm/km e capacità 8,6 nF/km. Nel caso di riconsegna in media tensione una linea a 20 kV, in configurazione aerea con sezione 150 mm^2, con resistenza R=0,226 ohm/km, reattanza X=0,35 ohm/km e capacità 10 nF/km. Nel caso di bassa tensione si è fatto riferimento ad una linea a 380 V, in cavo con tre conduttori da 150 mm^2 con resistenza R=0,206 ohm/km. In ciascun caso è stato ipotizzato un caricamento pari a quello che, con fattore di potenza 0,9, fornisce perdite medie uguali a quelle che sono state registrate nel 1997 dall'Enel per lo stesso livello di tensione. Il coefficiente di maggior perdita, in funzione delle deviazioni del fattore di potenza da 0,9 e fino a 0,7, è stato quindi posto pari ad un ventesimo della differenza percentuale tra le perdite lungo la linea ideale in caso di fattore di potenza 0,9 e di fattore di potenza 0,7.

1.11.4 Esempi di determinazione delle perdite

Esempio a

Si consideri un vettoriamento con consegna in alta tensione in Lombardia, riconsegna in bassa tensione e distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna pari a km 50. Si assuma inoltre che il prelievo avvenga con fattore di potenza pari a 0,85.

Il PCV è composto da un tratto in alta-altissima tensione di lunghezza km 29,5, un tratto in media tensione di lunghezza pari a km 20 e un tratto in bassa tensione di lun-

ghezza pari a m 500.

Per ciascun kWh consegnato il pedaggio in energia a copertura delle perdite è pari a 1-c+s, con:

$c=[1-(29,5/40)*(1-0,98)]*[0,99]*[0,99873^{20}]*[0,981]*[1-0,5*(1-0,9254)]$

$s=[0,5*5*0,00225]$.

Esempio b

Si consideri un vettoriamento con consegna e riconsegna in media tensione, distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna di km15,4 e fattore di potenza al prelievo di 0,80.

Il PCV è composto da un solo tratto in media tensione di km 15,4 e il pedaggio in energia per kWh è pari a 1-c+s con:

$c=[0,99873^{15}*(1-0,4*(1-0,99873))]$

$s=[15,4*10*0,00003]$.

1.12 Aggiornamento dei corrispettivi e dei pedaggi

1.12.1 Aggiornamento dei corrispettivi di potenza e dei corrispettivi per l'uso del sistema

L'aggiornamento dei corrispettivi di potenza e dei corrispettivi per l'uso del sistema avviene secondo il metodo del *price-cap*. All'inizio di ogni anno tali corrispettivi subiscono una variazione percentuale pari alla differenza tra il tasso di inflazione registrato nell'anno precedente ed un coefficiente fissato dall'Autorità con separato provvedimento per un periodo almeno triennale. Tale coefficiente trasferisce automaticamente agli utenti del servizio di vettoriamento, nella forma di una riduzione dei prezzi medi in misura prefissata, gli incrementi di produttività nella gestione della rete. Riduzioni dei costi, al netto dell'inflazione, in termini percentuali superiori a tale coefficiente non danno luogo nel periodo almeno triennale ad ulteriori riduzioni dei corrispettivi di vettoriamento e quindi si traducano, per i gestori delle reti, in maggiori profitti. Simmetricamente riduzioni dei costi, al netto dell'inflazione, in termini percentuali inferiori al coefficiente si traducono in perdite per i gestore delle reti.

Nell'aggiornamento dei corrispettivi si tiene conto anche di:

a) recuperi di qualità del servizio rispetto a standard prefissati per un periodo almeno triennale;

b) costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;

c) costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

1.12.2 Aggiornamento dei pedaggi a copertura delle perdite

I pedaggi a copertura delle perdite sono aggiornati a cadenza almeno triennale dall'Autorità.

Poiché è possibile che i coefficienti di perdita relativi al tratto in alta ed altissima tensione esercitino una influenza sulle scelte di localizzazione degli impianti di generazione, le cui implicazioni economiche si realizzano in periodi dell'ordine dei decenni, gli aggiornamenti di tali pedaggi non si applicano ai contratti di vettoriamento in corso al momento dell'aggiornamento.

Tale previsione è finalizzata a:

a) rendere certo per l'utente del servizio di vettoriamento il valore del pedaggio che sarà applicato per tutta la durata del contratto;

b) potenziare l'incentivo per i generatori a collocarsi in aree del territorio caratterizzate da deficit di capacità produttiva rispetto alla domanda, in quanto un pedaggio a copertura delle perdite prossimo a uno che segnala la situazione deficitaria di un area, viene applicato al generatore che vi si insedi anche se nell'intervallo di validità del contratto di vettoriamento tale situazione deficitaria viene meno.

1.13 Riconciliazione dell'energia elettrica consegnata e riconsegnata e scambio

Il vettoriamento si caratterizza per la simultaneità dell'immissione in rete e prelievo dalla rete dell'energia elettrica vettoriata. La simultaneità tra consegna e riconsegna di energia elettrica nell'esecuzione di un contratto di vettoriamento viene accertata nella cosiddetta fase di "riconciliazione". Nella disciplina introdotta dalla deliberazione dell'Autorità la simultaneità tra consegna e riconsegna viene determinata su base oraria: per il calcolo della differenza rilevante ai fini della riconciliazione si utilizzano, per ciascuna ora fissa, l'energia elettrica consegnata, al netto dei pedaggi a copertura delle perdite, e quella riconsegnata. Sono quindi implicitamente considerati come simultanei le immissioni e i prelievi di energia elettrica che avvengono nella medesima ora fissa.

Si realizza uno scambio di energia elettrica in presenza di eccessi di consegna, al netto dei pedaggi, rispetto alla riconsegna in alcune ore fisse ed eccessi di riconsegna rispetto alla consegna in altre ore fisse. Nel caso di vettoriamenti da più punti di consegna sono rilevanti le differenze, in ciascuna ora, tra il complesso dell'energia elettrica immessa in tutti i punti di consegna e il complesso dell'energia elettrica prelevata in tutti i punti di riconsegna. In fase di riconciliazione gli eccessi di consegna, a partire da quelli che si verificano nello ore di maggior carico del sistema (fascia oraria F1), sono compensati, al netto dei pedaggi, dagli eccessi di riconsegna, al netto dei pedaggi. All'energia immessa in eccesso si applicano coefficienti di scambio che riflettono il costo di generazione dell'energia elettrica nelle diverse fasce orarie. I coefficienti di scambio sono diversi a seconda della tipologia di impianto che immette nella rete energia elettrica per il vettoriamento. Condizioni più favorevoli sono accordate agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e, anche se in misura inferiore, agli altri impianti alimentati da fonti rinnovabili e da quelli alimentati da fonti assimilate a quelle rinnovabili[10].

Le compensazioni a titolo di scambio avvengono su base annuale. Qualora, dopo la compensazione a titolo di scambio permanga una differenza tra energia elettrica consegnata, al netto dei pedaggi a copertura delle perdite, ed energia elettrica riconsegnata, si applica a tale differenza:

a) se positiva, il trattamento previsto in ore piene per le eccedenze di energia elettrica dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 ottobre 1997, n. 108/97, quantificando la suddetta differenza con riferimento alla fascia oraria F1;

b) se negativa, un corrispettivo pari a nove volte il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici, di cui all'articolo

---

10 Definiti dall'art. 1, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10 purché, nel caso di impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili, sia soddisfatta la condizione tecnica per l'assimilabilità prevista dal titolo I del provvedimento CIP n. 6/1992.

6, comma 6.5 della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, come successivamente modificata ed integrata, quantificando la suddetta differenza con riferimento alla fascia oraria F4. Si applica un corrispettivo pari a tre volte il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici qualora sia stata richiesto il servizio di garanzia di riserva di potenza.

A titolo di esempio, si consideri ad esempio il caso di un vettoriamento in cui l'impianto che consegna l'energia elettrica vettoriata sia alimentato da fonte convenzionale, per il quale sia stato acquistato il servizio di riserva di potenza e in cui, dopo l'applicazione del pedaggio per le perdite e dopo la compensazione a titolo di scambio con differenze di segno opposto registrate in altre ore fisse della stessa fascia (che avviene applicando il coefficiente di scambio 0,60), residuino le seguenti eccedenze di consegna rispetto alla riconsegna: +30 MWh in F1, +12 MWh in F2, -20 MWh in F3 e - 40MWh in F4. La compensazione riguarda in primo luogo il surplus di 30 MWh in F1, che viene utilizzato per compensare i 20 MWh di deficit in F3; residuino 30-20/0,79= 4,7 MWh, che si compensano con 4,7*1,07=5,0 MWh di deficit in F4. Al termine della compensazione del surplus in F1 restano quindi da compensare le seguenti differenze: 0 in F1, +12 MWh in F2, 0 in F3, -35 MWh in F4. Dopo la compensazione del surplus in F2 residuano –(35 – 12*1,00)= -23 MWh non compensati in F4, per i quali è dovuto al gestore della rete un corrispettivo pari a tre volte il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici, di cui all'articolo 6, comma 6.5 della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 come successivamente modificata ed integrata.

Si consideri, come secondo esempio, un vettoriamento con le stesse caratteristiche di quello precedente ma in cui, dopo la compensazione a titolo di scambio tra differenze di segno opposto registrate in ore fisse della stessa fascia, residuino le seguenti eccedenze di consegna rispetto alla riconsegna: +30 MWh in F1, +12 MWh in F2, - 20 MWh in F3 e - 8MWh in F4. La compensazione riguarda in primo luogo il surplus di 30 MWh in F1, che viene utilizzato per compensare i 20 MWh di deficit in F3; residuano 30-20/0,79= 4,7 MWh, che si compensano con 4,7*1,07=5,0 MWh di deficit in F4. Al termine della compensazione del surplus in F1 restano quindi da compensare le seguenti differenze: 0 in F1, +12 MWh in F2, 0 in F3, -3 MWh in F4. Dopo la compensazione del surplus in F2 residuano +(12 – 3/1,00)= +9 MWh non compensati in F2; il cui equivalente in F1, pari a +9*0,92, riceve un corrispettivo pari a quello previsto in ore piene per le eccedenze di energia elettrica dalla deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, e successive modifiche ed integrazioni.[11]

Da un punto di vista generale va enfatizzato il limite generale che rende la disciplina dello scambio introdotta dalla deliberazione dell'Autorità un sostituto altamente imperfetto di un meccanismo di determinazione del valore dell'energia elettrica basato sul mercato. Nella disciplina della riconciliazione viene di fatto operata una valorizzazione dell'energia consegnata e riconsegnata in momenti diversi. Tale valorizzazione:

- è "relativa" per l'energia oggetto di compensazione, per la quale il provvedimento stabilisce i rapporti di scambio tra kWh immessi in ciascuna ora e kWh prelevati in ciascuna altra ora;

---

11 Si noti che la quantificazione dei saldi risultanti dalle compensazioni tra le fasce avviene utilizzando i coefficienti della tabella 11 della deliberazione n. 13/99, indipendentemente dalla tipologia di impianto che consegna l'energia elettrica per il vettoriamento.

- è assoluta per l'energia elettrica residua dopo la compensazione, per la quale il provvedimento stabilisce un prezzo di "cessione" degli eccessi di consegna e uno di "integrazione" dei deficit di consegna.

Entrambe le valutazioni, nella disciplina della deliberazione dell'Autorità, sono imposte amministrativamente, ove invece in un meccanismo di mercato sarebbero determinate, istante per istante, dalla interazione tra domanda e offerta. Ad esempio il rapporto di scambio di una consegna avvenuta al momento t1, rispetto ad una riconsegna della stessa quantità nel momento t2, sarebbe pari al rapporto P1/P2, dove P1 e P2 sono i prezzi di mercato che si determinano rispettivamente al momento t1 e t2.

Per questa ragione la disciplina introdotta con la deliberazione dell'Autorità deve essere considerata come transitoria, in vista dell'organizzazione di un vero e proprio mercato dell'energia elettrica all'ingrosso.

1.14 Vettoriamento internazionale

La deliberazione dell'Autorità disciplina temporaneamente i vettoriamenti internazionali, in attesa che la materia sia disciplinata a livello comunitario.

Nel caso di vettoriamenti internazionali per i quali il punto di consegna o il punto di riconsegna sia localizzato sul territorio nazionale, il percorso convenzionale rilevante per la determinazione dei corrispettivi di potenza e dei pedaggi in energia è determinato in base alla distanza, misurata in linea d'aria, tra, rispettivamente, il punto di consegna o il punto di riconsegna ed il più vicino punto del rilevante confine dello Stato italiano, oltre che, come nel caso generale, alle tensioni di consegna o riconsegna. I corrispettivi e le perdite sono determinati come nel caso di vettoriamento nazionale, con l'eccezione del corrispettivo di potenza relativo al segmento in alta-altissima tensione del PCV[12] che è ridotto del 50% rispetto a quello applicato nel vettoriamento nazionale.

Nel caso di vettoriamenti internazionali che interessino reti nazionali, per i quali né il punto di consegna né il punto di riconsegna sia localizzato sul territorio nazionale non si applicano corrispettivi di potenza e per l'uso del sistema. Si applica esclusivamente il pedaggio in energia a copertura delle perdite, riferito ad una distanza pari alla minima distanza in linea d'aria tra i rilevanti confini dello Stato italiano.

La riduzione del 50% del corrispettivo di potenza nel caso di vettoriamento internazionale con consegna o riconsegna in Italia e la sua non applicazione nel caso di solo "transito" sulle reti italiane sono finalizzati a rendere coerente, seppure con i limiti di una soluzione non coordinata su scala internazionale, il trattamento economico applicato in Italia ad un vettoriamento internazionale con quello applicato alla stessa transazione negli altri paesi coinvolti[13].

1.15 Maggiorazioni

Una distorsione analoga a quella che si determinerebbe qualora i corrispettivi e i pedaggi di vettoriamento fossero inferiori a quelli implicitamente gravanti sugli utenti finali forniti a tariffe regolate si originerebbe qualora solo questi ultimi fosse-

---

12 Le interconnessioni della rete nazionale con le reti estere si assumono tutte in alta-altissima tensione.

13 Questa soluzione è per altro in linea con la soluzione recentemente proposta dai regolatori italiano, spagnolo e portoghese e da un comitato composto di membri dell'UCPTE.

ro chiamati a sostenere il costo dei cosiddetti oneri di sistema, attualmente coperti attraverso componenti inglobate nella parte A della tariffa e relativi:

- alla reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari;
- alla copertura dei contributi riconosciuti alle imprese fornitrici-acquirenti a fronte di acquisti di energia elettrica prodotta da operatori terzi e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-fornitrici sull'energia elettrica prodotta dai loro impianti che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate.

Nella prospettiva dell'apertura del mercato l'esentare le forniture realizzate attraverso contratti di vettoriamento e scambio dalla contribuzione a tali oneri, come avveniva nella disciplina in vigore prima della deliberazione dell'Autorità, determinerebbe distorsioni potenzialmente rilevanti, in quanto il ricorso al mercato libero da parte di un numero crescente di clienti idonei potrebbe essere motivato non da un minor costo della fornitura bensì dall'esenzione del pagamento delle componenti tariffarie applicate invece alle forniture "a tariffa". Inoltre nel medio periodo l'assottigliamento del segmento dei clienti vincolati renderebbe problematica la copertura degli oneri di sistema attraverso i sovrapprezzi gravanti solo su tali clienti. La concentrazione degli oneri di sistema sui clienti che non hanno accesso al mercato libero è stata inoltre ritenuta non desiderabile dal punto di vista equitativo.

Per questo motivo nella disciplina introdotta dalla deliberazione dell'Autorità sono previste maggiorazioni ai corrispettivi di vettoriamento di livello pari a quelle applicate agli utenti finali con caratteristiche di riconsegna analoghe a quelle del cliente fruitore del servizio di vettoriamento, così che la partecipazione alla copertura degli oneri di sistema sia neutrale rispetto alla scelta di ricorrere alla fornitura a tariffe regolate o attraverso vettoriamento.

Le aliquote applicabili sono uguali a quelle delle componenti A2 e A3 della parte A delle tariffe di fornitura agli utenti finali, che entrano in vigore a partire dal 1 marzo 1999, come anticipato nella deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 1998 n.161/98. La nuova struttura riferisce le maggiorazioni corrispondenti alle componenti A2 e A3 della parte A della tariffa alla potenza impegnata e all'energia prelevata, ove in precedenza il riferimento era esclusivamente all'energia prelevata. Il trasferimento di parte dell'onere relativo alle componenti A2 e A3 dall'energia alla potenza impegnata è desiderabile in termini di efficienza allocativa se, come è plausibile, la nuova base imponibile non è più elastica di quella su cui precedentemente gravava l'intero onere. I livelli delle maggiorazioni e delle componenti A2 e A3 sono stati determinati in modo da mantenere invariato il gettito complessivo rispetto a quello ottenibile con le aliquote precedentemente in vigore, con riferimento alle previsioni di domanda di energia elettrica per categorie di utenti per il 1998 fornite dall'Enel. I livelli delle aliquote riferite alla potenza impegnata e all'energia prelevata sono stati determinati in base alle ore di utilizzazione medie delle categorie di utenti alle quali si applica la nuova struttura binomia.[14] Per ciascuna componente è stato allocato il 75% dell'onere sulla potenza e il 25% sull'energia, una proporzione analoga a quella che attualmente sussiste tra la componente fissa e la componente variabile dei costi di fornitura del servizio elettrico.

Le maggiorazioni saranno incassate dal gestore della rete di trasmissione, che funge da agente esattore, e versati alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Nel caso in cui l'energia vettoriata non transiti sulla rete di trasmissione, bensì sulla rete di distri-

---

14 Sono escluse dall'applicazione dei nuovi corrispettivi le forniture in bassa tensione per usi domestici, in alta tensione per la produzione di alluminio primario, alle Ferrovie dello Stato, per i quantitativi di energia per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4 comma 2 del D.P.R. 22 maggio 1963, n.730, nonché le forniture di cui al comma 2.4 della deliberazione 26 giugno 1997 n. 70.

buzione, i sovrapprezzi saranno incassati dal gestore di quest'ultima rete e quindi versati alla stessa Cassa conguaglio.

Peraltro, la decorrenza dell'applicazione delle maggiorazioni ai corrispettivi di vettoriamento è rinviata a successiva deliberazione dell'Autorità, da assumersi in relazione ai decreti legislativi previsti dall'art. 36 della legge 24 aprile 1998, n. 128.

1.16 Schema di contratto tipo e contratti in deroga

La deliberazione proposta prevede che l'Autorità approvi, entro sessanta giorni dalla sua entrata in vigore, uno schema di contratto-tipo per la prestazione del servizio di vettoriamento. Lo schema di contratto tipo recepirà, specificandole al livello di dettaglio più appropriato, le disposizioni contenute nella deliberazione proposta. Sarà comunque possibile, per motivate esigenze e previa autorizzazione da parte dell'Autorità, stipulare contratti in deroga rispetto alle condizioni previste dagli articoli da 5 a 12 e dall'articolo 15 della deliberazione proposta, o anche difformi dallo schema di contratto-tipo.

L'Autorità, qualora il contratto in deroga o difforme dallo schema di contratto-tipo contrasti con l'esigenza di garantire libertà di accesso alla rete e suo uso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio, può rifiutarne l'approvazione, ovvero subordinarla a modifiche delle clausole contrattuali. Se l'Autorità non si pronuncia entro trenta giorni dalla domanda di autorizzazione, l'autorizzazione si intende tacitamente accordata.

APPENDICE A: CRITERI UTILIZZATI PER LA DETERMINAZIONE DELLA STRUTTURA E DEL LIVELLO DEI CORRISPETTIVI, DEI PEDAGGI A COPERTURA DELLE PERDITE PER IL VETTORIAMENTO E DEI COEFFICIENTI DI SCAMBIO

A.1 Corrispettivi di potenza per il segmento in alta-altissima tensione del PCV

I corrispettivi di potenza per il segmento di alta-altissima tensione del PCV sono riferiti alla potenza impegnata e differenziati per fascia oraria. L'articolazione nelle fasce orarie è stata determinata facendo riferimento alla nozione teorica di *peak-load pricing*. Da tale nozione possono essere derivati immediatamente correlati empirici nel caso in cui la domanda sia variabile nel tempo ma in modo perfettamente prevedibile. In questo caso i prezzi efficienti sono quelli che consentono il recupero di tutti i costi fissi dell'infrastruttura condivisa nei periodi in cui essa è utilizzata pienamente; coerentemente con tale principio il prezzo efficiente da applicare nelle fasce orarie in cui il sistema di trasmissione è utilizzato ad un livello inferiore rispetto alla piena capacità rifletterebbe i soli costi variabili e sarebbe pertanto, nel caso in esame, pressoché nullo.

Tale soluzione non è teoricamente ottimale ne' praticamente attuabile nel caso del vettoriamento. Dal punto di vista teorico, essendo la domanda variabile in maniera non completamente prevedibile le reti sono dimensionate per garantire l'integrità del sistema, in modo che in condizioni normali il pieno utilizzo della capacità di fatto non si verifichi in alcun istante di tempo.

Dal punto di vista pratico, avendo le punte di domanda una durata limitata, i prezzi da applicare nelle ore di punta per la copertura di tutti i costi, secondo il principio del peak-load pricing, risulterebbero elevati e fornirebbero forti incentivi a spostare l'utilizzo delle reti per il vettoriamento nelle ore definite come non di punta ai fini tariffari. Come risultato le punte di carico effettive si sposterebbero nelle fasce orarie che a fini tariffari sono definite come non di punta, rendendo impossibile la copertura dei costi delle reti e dando luogo ad inefficienza nell'utilizzo delle stesse. Una soluzione potrebbe consistere nella definizione ex-post di quali ore siano di punta e quali non di punta; il fruitore del servizio di vettoriamento verrebbe a conoscere solo alla fine, ed esempio, di ogni anno, quanto del suo vettoriamento è avvenuto in ore di punta e quanto nelle ore non di punta. A rendere impraticabile tale soluzione è l'incertezza in merito ai corrispettivi che essa implica per i fruitori del servizio di vettoriamento.

Nella determinazione dei corrispettivi di potenza fissati dalla deliberazione dell'Autorità si è:

i) fatto riferimento ai prezzi che si determinerebbero secondo il criterio del peak-load pricing nel caso di domanda perfettamente prevedibile;

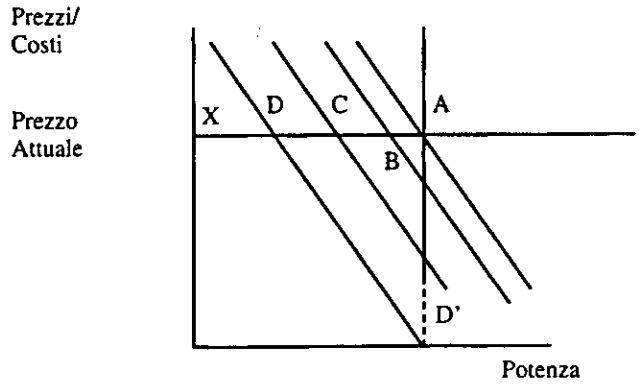
ii) assunto come riferimento ai fini della determinazione dei corrispettivi di potenza un livello di capacità produttiva pari al picco della domanda nell'anno 1997 e si è assunto che tale livello sia quello ottimale;

iii) assunto che la domanda di vettoriamento sia (localmente) lineare con stessa pendenza in tutte le fasce orarie e che al presente i consumatori ricevano un segnale di costo dei servizi di trasmissione e distribuzione uniforme nelle fasce orarie;

iv) fatto riferimento alle fasce orarie attualmente vigenti per le forniture multiorarie agli utenti finali.

Queste semplificazioni sono illustrate nella Figura A.1

Figura A.1



Le informazioni utilizzate individuano i punti A, B, C, D, che corrispondono al livello massimo della domanda in ciascuna delle quattro fasce orarie. Il riferimento al livello massimo di carico in ogni fascia è coerente con l'utilizzo di fasce che coprono un numero elevato di ore. Per l'applicazione del criterio di "peak-load pricing" con domanda nota è necessario stabilire il livello di capacità produttiva disponibile; con l'assunzione 2 tale livello è stato fissato pari alla potenza corrispondente al punto A. Le funzioni di domanda nelle fasce, di ciascuna delle quali era noto solo un punto, sono state stimate in ipotesi di linearità e di identicità delle pendenze; è stato inoltre assunto che la domanda che si osserverebbe nelle ore di più basso carico, qualora in tali ore fosse applicato un corrispettivo di vettoriamento pari a zero, fosse pari alla domanda che si osserva, ai prezzi attualmente in vigore, nella fascia di punta.

Quest'ultima ipotesi determina un secondo punto della curva di domanda nella fascia di minor carico, indicato con D' nella Figura A.1, che, insieme alle altre assunzioni, determina completamente il sistema di domanda. I pesi che ripartiscono nelle diverse fasce i costi di ammortamento e la remunerazione del capitale investito sono pari a 0, per la fascia F4 e ai rapporti *AX/AX*, *BX/AX*, e *CX/AX*[15] nella Figura A.1, - dopo un loro aggiustamento per tenere conto della diversa lunghezza delle fasce, - rispettivamente per le fasce F1, F2, e F3. Gli altri costi sono stati ripartiti uniformemente tra le fasce.

L'ampiezza delle fasce dovrebbe evitare rilevanti spostamenti del picco del carico come risposta all'articolazione dei corrispettivi, fermi restando gli incentivi all'appiattimento della curva di carico forniti da tale articolazione.

I corrispettivi di potenza sono stati determinati in modo da assicurare la neutralità per il proprietario delle reti, ai fini della copertura dei costi di potenza di trasmissione e distribuzione, del prestare il servizio di vettoriamento o la fornitura del servizio elettrico. Ottenere tale neutralità richiede la conoscenza del rapporto tra potenza impegnata e potenza effettivamente vettoriata, in quanto il fornitore integrato che perda un utente finale, diventandone il prestatore del servizio di vettoriamento, subisce un

15 Ciascuna coppia di lettere indica la lunghezza del segmento compreso tra i due punti cui le lettere si riferiscono.

mancato ricavo pari al prodotto tra la tariffa applicata a quel soggetto come utente finale – per la componente relativa al costo di trasmissione e distribuzione – e la potenza impegnata per la fornitura da quell'utente; mentre realizza un ricavo per la prestazione del servizio di vettoriamento pari al prodotto tra il corrispettivo di potenza e la potenza impegnata per il vettoriamento. La previsione che sia possibile differenziare l'impegno di potenza di vettoriamento ora per ora e che la riconciliazione tra energia consegnata e riconsegnata avvenga su base oraria suggeriscono che le due grandezze, potenza impegnata per il vettoriamento e potenza effettivamente vettoriata, saranno molto vicine; per questo si è assunto, ai fini della determinazione dei corrispettivi, un rapporto tra potenza impegnata e effettivamente vettoriata di 1.1: si assume cioè che un kW per ora di fornitura ad un utente finale perso dal fornitore integrato corrisponda a 1.1 kW per ora di capacità di vettoriamento da questo prestati al fornitore sostitutivo.

Tutti i corrispettivi di potenza sono stati corretti per sterilizzare l'effetto, in termini di minore gettito per i fornitori del servizio di vettoriamento, delle agevolazioni concesse agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, cui si applicano corrispettivi di potenza ridotti del 30%, e agli impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili, cui si applicano corrispettivi di potenza ridotti del 10%. A questo fine è stato ipotizzato che il 2% dell'energia elettrica vettoriata sia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e il 10% da fonti rinnovabili programmabili; le quote ipotizzate corrispondono alle quote della produzione di energia elettrica nazionale relative a tali fonti nel 1997. Sono stati sterilizzati anche gli effetti in termini di minore gettito della riduzione del corrispettivo di potenza relativo al segmento in AT-AAT del PCV per le lunghezze inferiori a 40 km, ipotizzando che tale riduzione riguardi il 5% della energia vettoriata.

A.2 Corrispettivi di potenza per i segmenti in media e bassa tensione e per le trasformazioni del PCV.

I corrispettivi di potenza per i segmenti in media e bassa tensione e per le trasformazioni del PCV, per le ragioni illustrate nel testo della relazione, sono riferiti alla potenza impegnata e, per i segmenti di rete, alla lunghezza dei tratti del PCV.

Per ottenere la neutralità, ai fini della copertura dei costi delle reti in media e bassa tensione, per i gestori delle reti integrati nella fornitura, tra il prestare il servizio di vettoriamento per l'approvvigionamento di un utente e il fornire in proprio il servizio elettrico a quello stesso utente è stato necessario riferirsi alla distanza media percorsa dall'energia elettrica sulle reti di media e di bassa tensione.

Il corrispettivo di potenza per le distanze percorse sui tratti in media (bassa) tensione del PCV, espresso in lire/kW impegnato/ora/km, è ottenuto quindi come rapporto tra i costi riconosciuti delle reti di media (bassa) tensione e il prodotto tra la distanza media percorsa dall'energia elettrica sulle reti di media (bassa) tensione e l'energia elettrica transitata nel 1997 sulle reti di media (bassa) tensione, aumentato del 10% per tenere conto delle differenze attese tra la potenza impegnata e l'energia elettrica vettoriata. I dati relativi all'energia disponibile sulla reti di alta-altissima, media e bassa tensione nel 1997, pari rispettivamente a 237,5, 186 e 107 TWh sono stati forniti dall'Enel. La lunghezza massima convenzionalmente percorsa dall'energia elettrica sulle reti di media tensione è stata assunta pari a 20 km, sulla base della stima che il valore medio di tale distanza è pari a 16 km. La lunghezza massima convenzionalmente percorsa dall'energia elettrica sulle reti di bassa tensione è stata assunta pari a 1 km, sulla base della stima che il valore medio di tale distanza è pari a 0,5 km. Il maggior rapporto tra valore massimo convenzionale e valore medio, nel

caso della bassa tensione, riflette la maggiore variabilità della distanza effettivamente percorsa nelle reti di bassa tensione.

Un problema di neutralità analogo si presenta rispetto alle trasformazioni di tensione. In generale il percorso dell'energia fornita agli utenti finali serviti dalle società produttrici-distributrici va dalle tensioni maggiori a quelle inferiori. Nel caso di vettoriamento tuttavia è presumibile che almeno parte delle consegne avverrà in media tensione. Quindi per ogni kW di fornitura finale perduto dal fornitore integrato in favore di un altro fornitore con contratto di vettoriamento, il primo subirà un mancato ricavo corrispondente ai costi di una catena di trasformazioni dalla alta-altissima tensione alla tensione di riconsegna; al contrario incasserà, come corrispettivi di potenza per il servizio di vettoriamento, corrispettivi su una catena di trasformazioni che in alcuni casi va dalla media tensione alla alta-altissima tensione per poi ridiscendere alla tensione di riconsegna. Come correttivo nel calcolo dei corrispettivi di potenza è stato attribuito a ciascun kW per ora impegnato un costo, per le trasformazioni MT/AT-AAT e AT-AAT/MT il 50% del costo riconosciuto per kW trasportato.

Come precedentemente argomentato, una distorsione rispetto alla neutralità del vettoriamento ai fini della copertura dei costi delle reti di trasmissione e distribuzione di imprese integrate nella fornitura del servizio elettrico agli utenti finali deriverebbe se, nella determinazione dei corrispettivi, non si tenesse conto del fatto che in generale il percorso dell'energia fornita agli utenti finali dalle società produttrici-distributrici va dalle tensioni maggiori a quelle inferiori, mentre nel caso di vettoriamento è presumibile che almeno parte delle consegne avverrà in media tensione. Di ciò si è tenuto conto prevedendo che la lunghezza dei tratti in media tensione del PCV sia al massimo di 20 km, sia nel caso in cui la consegna avvenga in media tensione sia nel caso in cui avvenga in alta-altissima tensione.

A.3 Costi riconosciuti ai fini della determinazione dei corrispettivi di potenza

I corrispettivi di potenza per tutti i segmenti del PCV sono stati fissati dall'Autorità in modo da garantire la copertura dei costi riconosciuti relativi alle infrastrutture interessate dal vettoriamento. Nella determinazione di tali costi sono stati considerati i dati patrimoniali ed economici delle imprese che possiedono infrastrutture inerenti al vettoriamento[16], distinguendo le componenti inerenti alla gestione caratteristica del servizio elettrico da quelle relative alle gestioni finanziaria, accessoria e straordinaria. Le attività della gestione finanziaria sono quelle finalizzate al reperimento delle varie forme di capitale necessario per finanziare l'attività aziendale nonché all'investimento delle risorse liquide. Le attività della gestione accessoria riguardano quelle operazioni svolte con una certa continuità ma che non costituiscono l'oggetto specifico dell'attività aziendale. Le attività della gestione straordinaria riguardano quelle operazioni che non costituiscono l'oggetto specifico dell'attività aziendale e che hanno carattere di eccezionalità.

Di seguito sono descritti i criteri impiegati per la determinazione:

a) dei costi relativi alla gestione caratteristica delle infrastrutture utilizzate per la fornitura del servizio di vettoriamento;

---

16 Tali infrastrutture riguardano le linee AAT, le stazioni di trasformazione AAT/AT, le linee di AT, le cabine di trasformazioni AT/MT, le linee MT, le stazioni di trasformazione MT/BT e le linee BT.

b) della remunerazione appropriata del capitale investito nelle attività della gestione caratteristica;

c) dei valori dei parametri rilevanti per la determinazione dei costi riconosciuti e dei corrispettivi tariffari.

A.3.1 Costi delle infrastrutture utilizzate per il vettoriamento

I costi della gestione caratteristica possono essere distinti in costi direttamente attribuibili alle infrastrutture del vettoriamento e costi comuni. I costi comuni corrispondono ai costi relativi alla gestione caratteristica non direttamente attribuibili ad una singola attività elettrica (generazione, trasmissione e fornitura) o non direttamente attribuibili alle infrastrutture oggetto dei corrispettivi di potenza per il vettoriamento.

I costi comuni sono pari a circa il 20% dei costi direttamente attribuiti. I costi comuni sono stati ripartiti in:

- costi inerenti alla funzione tecnica (circa il 60% dei costi comuni)
- costi inerenti alla funzione amministrativa (circa il 40% dei costi comuni)

La parte dei costi comuni inerente alla funzione tecnica riguarda principalmente: l'attività di ricerca e sviluppo, l'attività di ingegneria e costruzioni, l'attività dei servizi immobiliari, l'attività dei servizi informatici, l'attività di servizi tecnici e le telecomunicazioni[17]. Tale quota dei costi comuni è stata attribuita considerando, per ogni singola attività, il criterio di attribuzione utilizzato dalle imprese e, in mancanza di questo, la quota del capitale investito che ciascuna tipologia di infrastrutture costituisce.

La parte dei costi comuni inerente alla funzione amministrativa riguarda tutte le attività legate all'amministrazione della società, alla gestione del personale, ai servizi legali ed è stata attribuita in base ai costi operativi di ciascuna tipologia di infrastrutture.

A.3.2 Remunerazione sul capitale investito relativo alla gestione caratteristica: valore del capitale

Generalmente la valutazione del capitale investito di una impresa viene effettuata attraverso il calcolo del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Questo approccio non può peraltro essere utilizzato ai fini tariffari nel caso di una impresa soggetta a regolamentazione dei prezzi. Si genererebbe infatti una circolarità in quanto le tariffe sarebbero determinate in base ad un valore del capitale investito che dipenderebbe a sua volta dal sentiero temporale delle tariffe. Si noti incidentalmente che tale circolarità non sussiste in assenza di regolazione dei prezzi; in tal caso infatti l'interazione tra le imprese ed i consumatori determina il sentiero dei prezzi che a sua volta determina il valore del capitale investito, ovvero il valore "di mercato" dell'impresa.

Nella prassi regolatoria la circolarità tra tariffe e valore del capitale dell'impresa è interrotta attraverso il riferimento, per la determinazione del capitale investito, al costo di rimpiazzo del capitale fisico dell'impresa, in luogo del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Il riferimento al costo di rimpiazzo trova giustificazione nella teoria economica. Il valore attuale dei flussi di cassa futuri di una impresa può essere infatti scomposto nella somma del costo di rimpiazzo del capitale fisico e di una rendita che, in un mercato perfettamente competitivo, sarebbe nulla. Il riferimento al

---

17 Le attività sopra elencate sono state distinte come dichiarate dall'Enel, le altre imprese tendono comunque a distinguere le strutture comuni tecniche rispetto alle altre strutture comuni.

costo di rimpiazzo del capitale per determinare il valore dell'impresa è quindi appropriato nella misura in cui la regolamentazione si propone di riprodurre l'esito che si otterrebbe in un mercato competitivo e di evitare qualsiasi rendita all'impresa regolata.

Il capitale investito per la fornitura del servizio di vettoriamento è stato fissato ad un valore pari alla somma delle attività dell'impresa, immobilizzazioni e capitale circolante netto, al netto delle poste passive rettificative. Il valore del capitale investito relativo alle attività comuni è stato attribuito a ciascuna tipologia di infrastrutture utilizzate per il vettoriamento sulla base di criteri omogenei rispetto a quelli utilizzati nell'attribuzione dei costi comuni. Nonostante i valori di riferimento per la determinazione del capitale investito della gestione caratteristica siano i valori contabili del 1997, anche considerando che tutte le imprese prese in esame hanno effettuato delle rivalutazioni negli ultimi anni, è ragionevole ritenere che da un lato le rivalutazioni e dall'altro il decremento del valore dei cespiti per obsolescenza tecnologica risultino in valori di bilancio dei cespiti che possono considerati a tutti gli effetti come di rimpiazzo[18].

A.3.2 Remunerazione sul capitale investito relativo alla gestione caratteristica: tasso di remunerazione del capitale

Il tasso di remunerazione del capitale investito relativo alla gestione caratteristica è stato determinato in modo da permettere all'impresa di coprire i costi relativi alle modalità ritenute ottimali di finanziamento degli impieghi effettuati nello svolgimento della sua attività tipica.

Nel seguito si fa riferimento alla seguenti variabili:

k_E= costo reale dei mezzi propri

E = entità dei mezzi propri

k_D= costo reale del debito

D = entità del debito

CI= capitale investito (pari a D+E)

t = aliquota fiscale effettiva dell'impresa

R = ricavi da riconoscere nella fissazione dei corrispettivi di potenza

C = costi operativi

RO= R-C= reddito operativo

CMePRF = tasso reale di remunerazione del capitale investito relativo alla gestione caratteristica, corretto per tenere conto della fiscalità

Per la determinazione del costo dei mezzi propri (k_E) è stato fatto riferimento al Capital Asset Pricing Model (CAPM) secondo cui la remunerazione di un'attività caratterizzata da rischio può essere scomposta nel rendimento di attività prive di rischio e in un premio per il rischio[19]:

$k_E = r_f + \beta^* (r_m - r_f)$

---

18 Lo stesso criterio utilizzato per la determinazione del valore del capitale investito per la determinazione dei corrispettivi di vettoriamento è stato impiegato nella delibera 25 marzo 1998, n. 28/98 per la rideterminazione delle modificazioni tariffarie adottate con i provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 14 dicembre 1993, n. 15 e 29 dicembre 1993, n. 17.

19 In particolare gli investitori devono essere remunerati solo per il rischio sistematico, ovvero quella parte del rischio di mercato non eliminabile attraverso la diversificazione del portafoglio.

dove:

r_f = rendimento reale di un'attività priva di rischio;

$(r_m - r_f)$ = premio per il rischio

β = parametro che misura la rischiosità "sistematica" dell'investimento. Nel CAPM, la rischiosità "sistematica" di un investimento è determinata sulla base del grado di covarianza del rendimento dell'investimento con i rendimenti medi del mercato.

Il costo del debito (k_D) corrisponde al tasso mediamente applicato sul mercato per i portatori di capitale non di rischio dell'azienda. Tale costo è corretto per tenere conto del regime fiscale in vigore in Italia, in cui gli oneri finanziari sono completamente deducibili dalla base imponibile dell'imposta sul reddito.

Per la determinazione del rendimento riconosciuto è stata utilizzata la seguente equazione che esprime l'uguaglianza tra ricavi e costi dell'impresa, comprensivi della remunerazione del capitale e delle imposte:

$$R = C + k_e * E + k_d * D + t * (RO - k_d * D) \qquad (1)$$

in cui l'ultimo termine, relativo alle imposte, tiene conto della deducibilità degli interessi passivi dal reddito imponibile dell'impresa.

Esprimendo il reddito operativo come differenza tra i ricavi ed i costi relativi alla gestione caratteristica (R-C) e con alcune semplici manipolazioni, la precedente equazione può essere riscritta come:

$$R = C + CI * \left(\frac{k_e}{1-t} * \frac{E}{E+D} + k_d * \frac{D}{E+D} \right) \qquad (2)$$

Quindi il costo medio del capitale riconosciuto corretto per tenere conto degli effetti delle imposte risulta pari a:

$$CMePRF = \left(\frac{k_e}{1-t} * \frac{E}{E+D} + k_d * \frac{D}{E+D} \right) \qquad (3)$$

I ricavi determinati secondo la formula (2) consentono la copertura dei costi riconosciuti nell'anno base e l'ottenimento di un rendimento pari a CMePRF in assenza di inflazione. L'adeguamento successivo dei prezzi in base all'inflazione al netto di un incremento di produttività prefissato (metodo cosiddetto del price-cap) consente alle imprese che forniscono servizi di vettoriamento, ceteris paribus, l'ottenimento di un rendimento reale uguale, superiore o inferiore a CMePRF in corrispondenza di incrementi di produttività rispettivamente pari, superiori o inferiori a quello prefissato.

A.3.4 Parametri rilevanti per determinazione dei costi riconosciuti e dei corrispettivi tariffari

Ai fini della determinazione dei corrispettivi di potenza i dati di costo utilizzati dall'Autorità sono tratti dal consuntivo del bilancio di esercizio del 1997 dell'Enel[20], verificati e confrontati con i dati delle infrastrutture relative al vettoriamento delle altre imprese.

---

20 Le modalità di determinazione dei costi riconosciuti ai fini del calcolo dei corrispettivi di potenza sono riportate nell'appendice B.

I valori dei parametri di riferimento per la determinazione del costo medio ponderato del capitale sono:

$k_g = 3.47\%$

$k_D = 3.10\%$

t = 38%

D / (D+E) = 28.54%

Il *costo dei mezzi propri* è stato determinato considerando:

- r_f: 1.74%. Corrisponde al rendimento dei titoli di Stato a scadenza 3 anni, pari al 3.14%[21], corretto per tenere conto della previsione di inflazione del 1999, pari a 1.4%[22].
- $(r_m - r_f)$: 4%. Il premio per il rischio viene determinato in base a dati storici riferiti a lunghi periodi. Per l'Italia, molto spesso si sono registrati rendimenti sul mercato azionario inferiori rispetto a quelli dei titoli di Stato e, quindi, l'esperienza italiana non può considerarsi come rilevante. Sul mercato internazionale, il premio per il rischio è tipicamente compreso tra il 3% e il 5%.
- β: 0.43 Si è considerato il valore β di società elettriche operanti nella trasmissione[23], nella distribuzione e vendita[24], nonché di imprese integrate[25]. Il valore β delle società operanti nella trasmissione è stato modificato per sterilizzare gli effetti della differente struttura finanziaria delle imprese prese come riferimento rispetto a quella ritenuta ottimale.

Il costo dei mezzi propri è stato corretto per tenere conto degli oneri tributari a carico dell'impresa e risulta pari al 5.57%.

Nella determinazione del *rapporto di indebitamento ottimale*, si è fatto riferimento alla struttura finanziaria tipica delle imprese elettriche quotate, caratterizzata da una quota di indebitamento mediamente inferiore rispetto a quello media attuale delle imprese soggette a regolamentazione.

Il *costo del debito* è stato determinato considerando il tasso mediamente applicato dall'Enel per l'emissione dei prestiti obbligazionari, pari al 4.5%, poiché questa viene considerata la modalità di finanziamento del debito più vicina al mercato. In termini reali tale tasso è pari a 3.1%.

Il livello del costo medio ponderato del capitale risulta quindi pari, in termini reali, al 4,9%.

A.4 Criteri per la determinazione del livello e della struttura dei corrispettivi per l'uso del sistema

I corrispettivi per l'uso del sistema sono stati fissati dall'Autorità in modo da garantire la copertura dei costi relativi ai servizi dinamici, alla regolazione di tensione, al dispacciamento, al sistema di misura e alla disponibilità di riserva di potenza di cui beneficiano tutti i fruitori del servizio di vettoriamento. I criteri utilizzati per la determinazione del livello di tale corrispettivi sono differenziati a seconda del tipo di servizio analizzato e per tutti i servizi è stata considerata una quota di spese generali[26].

---

21 Fonte: Congiuntura IRS-gennaio 1999, IRS, Milano.

22 Fonte: Il sole 24 ore, 13.2.1999, tabella "Rendimenti effettivi dei titoli di stato per scadenza."

23 Fonte Bloomberg. Beta National Grid (UK):0.56 , beta Electrabel (Belgio):0.33.

24 Fonte Bloomberg. Beta Southern Electric (UK): 0,66, beta EVN (Austria):0.75.

25 Fonte Bloomberg. Beta Endesa (Spagna): 0.82, beta Scottish Power (UK): 0.96, beta Iberdrola (Spagna): 0.82; beta Edp (Portogallo): 0.50.

26 La quota delle spese generali corrisponde ai costi di struttura tecnica e amministrativa necessari per il funzionamento del servizio. Tale quota è stata ipotizzata uguale alla quota dei costi non direttamente attribuibili utilizzata per il calcolo dei corrispettivi di potenza per le infrastrutture del vettoriamento e dello scambio.

A.4.1 Servizi dinamici (regolazione di frequenza) e garanzia di riserva di potenza

La determinazione dei corrispettivi per i servizi dinamici e la garanzia di riserva di potenza è stata effettuata considerando il costo della tipologia di impianto di generazione più adatta a fornire tali servizi. È stato considerato un costo complessivo di capacità pari a 600.000 lire per kW, riferito ad un impianto turbogas con potenza 39 MW.

Il costo annuale è stato determinato calcolando un ammortamento a quote costanti per 20 anni ad un tasso pari al 6.9%, un livello dei costi di manutenzione pari al 3% del costo dell'impianto ed aggiungendo a tale valore il costo delle spese generali.

Il livello del corrispettivo per i servizi dinamici è stato determinato ipotizzando che il 3% dell'attività dell'impianto venga dedicata al servizio di regolazione di frequenza.

Il livello della garanzia di riserva di potenza è stato determinato considerando una probabilità di ricorso al servizio pari al 15%.

Nella determinazione dei corrispettivi per i servizi dinamici e la garanzia di riserva di potenza è stato utilizzato un metodo differente da quello impiegato per la determinazioni degli altri corrispettivi ed illustrato nella sezione A.3. In particolare il costo di rimpiazzo degli impianti di generazione che forniscono tali servizi è stato stimato in base ad informazioni raccolte dai costruttori di tali impianti, invece che sulla base dei dati contabili dell'Enel, unico soggetto che al presente fornisce tali servizi. Il riferimento ai dati contabili è stato considerato inadeguato in quanto nell'attività di generazione sono concentrati i costi che potrebbero rivelarsi "stranded" come conseguenza della liberalizzazione, in particolare quelli collegati ad un eventuale eccesso di potenza di generazione. Per questo motivo il dato contabile può non essere un indicatore affidabile del costo effettivo di fornitura del servizio di regolazione della frequenza e di riserva di potenza.

A.4.2 Regolazione della tensione

I corrispettivi per la regolazione della tensione sono stati calcolati considerando il costo del maggiore dimensionamento dei generatori e trasformatori delle macchine, dei mezzi statici, dei variatori e del sistema di regolazione.

I costi relativi al maggior dimensionamento dei generatori e dei trasformatori delle macchine risultano pari a 315 miliardi di lire mentre quelli relativi ai mezzi statici ed ai variatori risultano essere pari a 330 miliardi di lire[27].

Per tali oneri di capitale è stata calcolata la rata annuale di ammortamento a quote costanti per 20 anni e considerando un tasso pari al 6.9%.

Il costo annuale è stato determinato considerando, quindi, questo ammortamento nonché il costo annuale della regolazione. A tali costi sono state aggiunte le spese generali.

A.4.3 Misura

I costi relativi agli apparecchi di misura sono differenziati a seconda del livello di tensione di riconsegna. Il costo del gruppo di misura è stato stimato, anche attraverso una analisi di mercato, pari a 52.750.000 per l'alta tensione, a 8.750.000 per la media tensione e a 1.200.000 per la bassa tensione. Tale costo è comprensivo degli oneri di installazione e, per le tensioni superiori alla bassa tensione, dei riduttori di corrente e di tensione (TA e TV).

---

27 Tali costi sono stati calcolati sulla base di stime effettuate dall'Enel

Al fine di determinare il costo annuo è stata calcolata la rata di ammortamento a quote costanti per 20 anni ad un tasso del 5%. Inoltre sono stati aggiunti i costi commerciali relativi alla lettura dei contatori ed alla fatturazione nonché la quota delle spese generali.

A.4.4 Dispacciamento

Al fine di determinare i costi del dispacciamento si è fatto riferimento ai costi riconosciuti relativi a tale servizio attualmente sostenuti dall'Enel. Le modalità e i criteri di calcolo dei costi riconosciuti sono analoghi a quelli della determinazione dei corrispettivi di potenza.

A.5 Pedaggi per la copertura delle perdite di trasporto sulle reti in alta-altissima tensione

I pedaggi sono stati determinati in base ai risultati di simulazioni, condotte dall'Enel secondo le indicazioni dell'Autorità, delle perdite derivanti dalla consegna (riconsegna) di una quantità incrementale di potenza in ciascun nodo di consegna (riconsegna) sulle reti a 380 e 220 kV. Le indicazioni ottenute da tali simulazioni possono essere sintetizzate come segue:

- la variabilità in diversi periodi del giorno delle perdite incrementali è sensibilmente minore della variabilità delle stesse tra aree geografiche;
- le perdite incrementali per i nodi situati nella stessa area geografica sono sufficientemente omogenee da giustificare l'utilizzo dello stesso coefficiente su una scala regionale o sovraregionale.

Per i motivi illustrati nel testo di questa relazione, i coefficienti di perdita sono differenziati solo per punto di consegna. Il coefficiente relativo a ciascun punto di consegna è ottenuto a partire della somma di due componenti:

- la perdita incrementale media per la consegna sulle reti ad altissima tensione (380 e 220 kV) nella zona in cui il nodo di consegna è situato;
- una componente che riflette le perdite incrementali medie per la consegna nelle reti di alta tensione nella zona; non essendo a disposizione stime dei valori zonali delle perdite risultanti dall'immissione nei nodi di alta tensione, il valore medio nazionale è stato per il 50% attribuito uniformemente alle varie aree geografiche e per il 50% differenziato nella stessa proporzione dei coefficienti di perdita relativi all'immissione nel sistema ad altissima tensione.

La somma così ottenuta è quindi moltiplicata per 0,5 per assicurare la copertura delle perdite complessive attraverso l'applicazione dei coefficienti. Questi hanno quindi:

- una articolazione che riflette le perdite incrementali nei punti del sistema di trasmissione in altissima tensione onde fornire segnali alla corretta localizzazione degli impianti di generazione, rispetto alla domanda e date le caratteristiche del sistema di trasmissione;
- un livello medio tale da assicurare la copertura delle perdite complessive.

A.6 Coefficienti di scambio

I rapporti di scambio stati determinati in base ai rapporti tra i costi variabili di generazione medi nelle diverse fasce orarie per l'Enel. Tali rapporti sono stati quindi uniformemente ridotti:

- del 2% per i rapporti di scambio applicati nel caso di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili[28];
- del 30% per i rapporti di scambio applicati nel caso di energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili[29] e da fonti assimilate;
- del 40% per i rapporti di scambio applicati nel caso di energia elettrica prodotta dai restanti impianti.

Queste riduzioni sono finalizzate a compensare il gestore del sistema, in quanto controparte nello scambio di energia elettrica rispetto ai soggetti fruitori del servizio di vettoriamento dei costi di potenza di generazione, disincentivando al contempo il ricorso allo scambio da parte di quelle tipologie di impianto in grado di modulare le proprie immissioni in rete in funzione del profilo di carico degli utenti serviti. Tale previsione è motivata dal riconoscimento della ineliminabile imperfezione di un meccanismo di scambio, come quello introdotto dalla deliberazione dell'Autorità, basato su rapporti fissati amministrativamente, rispetto ad un meccanismo basato su un prezzo dell'elettricità all'ingrosso determinato continuamente sul mercato, come quello che dovrebbe risultare dalla revisione in corso dell'assetto del settore elettrico nazionale.

---

28 Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili sono quelli che utilizzano l'energia del sole, del vento, delle maree, del moto ondoso o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso agli impianti ad acqua fluente.

29 Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili sono quelli che utilizzano le risorse geotermiche, l'energia derivante dalla trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali, nonché l'energia idraulica, esclusi in quest'ultimo caso gli impianti ad acqua fluente.

APPENDICE B: COSTI RICONOSCIUTI AI FINI DEL CALCOLO DEI CORRISPETTIVI DI POTENZA DEL VETTORIAMENTO

I dati di riferimento per la determinazione dei corrispettivi di potenza di trasmissione e di distribuzione per il vettoriamento sono stati elaborati sulla base dei dati di consuntivo 1997 dell'Enel, desunti dalla raccolta dati che è stata effettuata dall'Autorità nel corso del 1998[30].

Ai fini della fissazione dei corrispettivi di potenza si è proceduto a determinare i costi riconosciuti al netto della remunerazione del capitale investito e il capitale investito della gestione caratteristica su cui applicare la remunerazione calcolata secondo le modalità descritte nell'Appendice A.

In particolare, la determinazione dei corrispettivi di potenza implica:

- l'esclusione di tutte le componenti che non si riferiscono all'attività elettrica;
- la riattribuzione di parte delle attività comuni che non sono direttamente attribuibili alle infrastrutture che interessano il vettoriamento;
- la determinazione del costo riconosciuto e del capitale investito per ciascuna delle parti in cui è distinto il percorso convenzionale: linee di bassa tensione, trasformazioni BT/MT, linee di media tensione, trasformazioni AAT-AT/MT, linee AAT, trasformazioni AAT/AT, linee AT)[31].

I corrispettivi così determinati sono stati infine confrontati con quelli riferibili ai costi degli altri gestori delle infrastrutture oggetto del vettoriamento.

B.1 Determinazione dei costi riconosciuti al netto della remunerazione del capitale investito per ciascuna delle parti del percorso convenzionale

I costi riconosciuti al netto della remunerazione del capitale investito corrispondono:

- ai costi diretti relativi alla gestione caratteristica, pari alle risorse esterne (tipicamente personale, materiali e forniture, e altre risorse), agli ammortamenti economici tecnici e agli accantonamenti e svalutazioni;
- a una quota parte dei costi comuni relativi alla gestione caratteristica dell'impresa;
- al netto dei ricavi compensativi[32], relativi all'attività caratteristica dell'impresa.

Di conseguenza, ai fini della determinazione dei corrispettivi di potenza non sono state considerate le componenti positive e negative relative alla gestione straordinaria, perché legate ad eventi eccezionali e non ripetibili nel tempo.

La parte dei costi relativa alle componenti finanziarie, tributarie, agli ammortamenti aggiuntivi e all'utile di esercizio non è stata riconosciuta direttamente ma viene coperta attraverso la remunerazione del capitale investito.

---

30 La raccolta dati è stata effettuata presso l'Enel ed un campione di 13 aziende municipalizzate. I dati sono stati richiesti con una disaggregazione per attività elettriche (generazione, trasmissione e fornitura) e altre attività non elettriche (nucleare, servizio di illuminazione pubblica, altre attività non elettriche). Inoltre, per ciascuna attività elettrica è stata richiesta una ulteriore disaggregazione dei dati. Ad esempio, per la trasmissione i dati sono stati richiesti distinti in linee, stazioni di trasformazione, dispacciamento, ecc.

31 A tal fine, i dati dell'Enel sono stati rielaborati in modo da poter determinare, per ciascuna voce delle infrastrutture del vettoriamento, i costi direttamente attribuibili e la quota parte della riattribuzione dei costi comuni (intesi come la parte dei costi comuni all'intera attività elettrica e riattribuiti alle fasi elettriche e la parte dei costi relativi ad una attività elettrica ma non direttamente attribuibili ad una singola voce). Lo stesso calcolo è stato effettuato ai fini della definizione del capitale investito di ciascuna voce delle infrastrutture del vettoriamento.

32 Questi ricavi sono, ad esempio, i contributi di allacciamento, i proventi diversi, ecc.

Per quanto riguarda i costi comuni, si è proceduto a riattribuire:

- i costi non direttamente attribuibili a nessuna attività elettrica. Tali costi, relativi alla gestione caratteristica, corrispondono a 2.564.475 milioni di lire e sono stati attribuiti con il criterio del costo pieno, tenendo presente che, poiché anche il capitale investito di tali attività comuni è stato riallocato, la remunerazione sul capitale investito viene riconosciuta anche su queste attività. I costi sono stati riattribuiti considerando i pesi utilizzati dall'Enel per la riattribuzione di parte delle attività comuni. La parte non riattribuita dall'Enel è stata riallocata considerando il peso dei costi diretti operativi[33] di ciascuna attività, poiché si ipotizza che i costi non riallocati riguardino in modo principale i costi della corporate, legati prevalentemente alla gestione amministrativa ed operativa.
- i costi così attribuiti a ciascuna delle attività sono stati ulteriormente riattribuiti alle singole voci delle infrastrutture del percorso convenzionale utilizzando i pesi del capitale investito per la parte riattribuita dall'Enel, poiché si ritiene che questi costi riguardino principalmente la gestione degli impianti; per la parte riallocata in base ai costi diretti si è utilizzato, per le ragioni sopra esposte, il peso dei costi diretti;
- i costi direttamente attribuibili ad una attività elettrica ma non attribuibili alle singole voci delle infrastrutture del percorso convenzionale[34]. Tali costi, per quanto riguarda la trasmissione, sono stati riallocati in base al capitale investito, poiché si ritiene che riguardino costi relativi alla gestione degli impianti. Per la fornitura, tenuto conto che tale attività comprende sia la distribuzione che la vendita, i costi non direttamente attribuibili alle singole voci delle infrastrutture interessate dal vettoriamento sono stati ulteriormente distinti, sulla base delle informazioni trasmesse dall'Enel, tra le strutture relative alla funzione tecnica e quelle relative ai costi amministrativi ed operativi. I costi relativi alle prime strutture, pari al 45% dei costi comuni, sono stati riattribuiti utilizzando il peso del capitale investito mentre quelli relativi alle seconde utilizzando il peso dei costi diretti.

Il totale dei costi direttamente attribuibili a ciascuna delle parti del percorso convenzionale e quelli riattribuiti secondo quanto sopra esposto, al netto dei ricavi compensativi, viene evidenziato nella tabella B.1:

33 Al netto degli acquisti di combustibile e degli acquisti di energia.

34 Nella raccolta dei dati, per ciascuna attività elettrica, era stata lasciata la possibilità di compilare una colonna relativa alle strutture comuni della attività, denominate Strutture comuni della trasmissione e Strutture comuni della fornitura.

Tabella B 1

PERCORSO CONVENZIONALE	Costi diretti (milioni di lire)	Costi riattribuiti (milioni di lire)	Ricavi compensativi (milioni di lire)	Totale (milioni di lire)
Linee AAT-AT e trasf. AT/AAT (*)	898.484	574.456	51.800	1.421.140
Linee AAT (1)	*153.574*	*104.786*	*7.158*	*251.202*
Trasf. AAT/AT	*299.454*	*132.011*	*12.916*	*418.549*
Linee AT(2)	*169.873*	*307.589*	*19.840*	*457.662*
Staz. di smistamento	*9.717*	*4.956*	*419*	*14.254*
Struttura trasm (3)	*265.866*	*25.114*	*11.467*	*279.513*
Linee MT (4)	980.887	1.166.117	205.844	1.941.160
Linee BT (5)	1.359.431	1.574.449	832.132	2.101.748
Trast. AAT-AT/MT (6)	330.154	481.657	24.865	786.946
Trasf. MT/BT	400.948	483.393	30.566	853.775

(*) Il totale dei costi riconosciuti è stato corretto per dedurre la quota parte dei costi, pari a 45.470 milioni di lire che sono stati riconosciuti per i corrispettivi per l'uso del sistema relativamente alla regolazione di tensione.
(1) Comprendono anche le linee a 220 kV inserite dall'Enel nella fornitura
(2) Comprendono anche le linee AT inserite dall'Enel nella fornitura
(3) Comprende costi non direttamente attribuibili alle singole voci ma relative alla sola trasmissione
(4) Comprende anche le sezioni MT e i centri satelliti
(5) Comprende la parte di illuminazione pubblica relativa alle reti ma non quella relativa al servizio di gestione di illuminazione pubblica. Comprende inoltre le prese utenti.
(6) Comprende anche le trasformazioni AAT/MT inserite dall'Enel nella trasmissione

B.2 Determinazione del capitale investito per ciascuna delle parti del percorso convenzionale

Il capitale investito determinato per ciascuna delle parti del percorso convenzionale corrisponde:

- alle immobilizzazioni materiali direttamente attribuibili. In particolare, per gli impianti elettrici tali valori corrispondono alla differenza tra il valore lordo ed il fondo ammortamento economico tecnico. Non è stato considerato il fondo ammortamento aggiuntivo perché questa voce è una posta del patrimonio netto;
- alle immobilizzazioni finanziarie relative alla sola gestione caratteristica;
- alle immobilizzazioni immateriali;
- al capitale circolante netto, pari alla differenza tra attività correnti e passività correnti. In particolare, non sono stati considerati i rapporti creditori e debitori nei confronti della Cassa conguaglio per il settore elettrico, poiché tali rapporti hanno natura non continuativa e sono relative a voci non inerenti alla determinazione dei corrispettivi del vettoriamento;
- al netto delle poste passive rettificative, pari ai fondi rischi e oneri ed al trattamento di fine rapporto;
- alla quota parte del capitale investito delle attività comuni riattribuito a ciascuna voce delle infrastrutture del percorso convenzionale. I criteri di riattribuzione del capitale investito delle attività comuni sono stati del tutto analoghi a quelli utiliz-

zati per la riattribuzione dei costi comuni relativi alla gestione caratteristica.
Il totale del capitale investito direttamente attribuibile a ciascuna delle parti del percorso convenzionale e quello riattribuito viene evidenziato nella tabella B.2:

Tabella B 2

PERCORSO CONVENZIONALE	Capitale investito direttamente attribuibile (milioni di lire)	Capitale investito riattribuito (milioni di lire)	Capitale investito totale (milioni di lire)
Linee AAT-AT e trasf. AT/AAT	9.051.424	-1.204.737	7.846.687
Linee AAT (1)	*2.665.840*	*-490.865*	*2.164.975*
Trasf. AAT/AT	*3.446.196*	*-663.127*	*2.783.069*
Linee AT(2)	*2.668.037*	*-14.972*	*2.673.065*
Staz. di smistamento	*133.202*	*-25.737*	*107.465*
Struttura trasm (3)	*128.149*	*-10.035*	*118.114*
Linee MT (4)	7.321.505	18.838	7.340.343
Linee BT (5)	9.672.132	22.453	9.694.585
Trasf. AAT-AT/MT (6)	3.621.235	-13.900	3.607.335
Trasf. MT/BT	3.069.405	8.290	3.077.695

(1) Comprendono anche le linee a 220 kV inserite dall'Enel nella fornitura
(2) Comprendono anche le linee AT inserite dall'Enel nella fornitura
(3) Comprende costi non direttamente attribuibili alle singole voci ma relative alla sola trasmissione
(4) Comprende anche le sezioni MT e i centri satelliti
(5) Comprende la parte di illuminazione pubblica relativa alle reti ma non quella relativa al servizio di gestione di illuminazione pubblica. Comprende inoltre le prese utenti.
(6) Comprende anche le trasformazioni AAT/MT inserite dall'Enel nella trasmissione

È stato quindi possibile calcolare il livello di remunerazione di ciascuna delle infrastrutture del percorso convenzionale, pari al prodotto del capitale investito e del tasso di remunerazione, pari al 4,9%, determinato secondo quanto evidenziato nell'Appendice A.
La tabella B.3 evidenzia i costi riconosciuti che sono stati utilizzati ai fini del calcolo dei corrispettivi di potenza del vettoriamento.

Tabella B 3

PERCORSO CONVENZIONALE	Costi riconosciuti direttamente (milioni di lire)	Remunerazione (milioni di lire)	Totale costi riconosciuti (milioni di lire)
Linee AAT-AT e trasf. AT/AAT (*)	1.421.140	382.134	1.803.274
Linee AAT (1)	*251.202*	*105.434*	*356.636*
Trasf. AAT/AT	*418.549*	*135.535*	*554.084*
Linee AT(2)	*457.662*	*130.178*	*587.800*
Staz. Di smistamento	*14.254*	*5.234*	*19.488*
Struttura trasm (3)	*279.513*	*5.752*	*285.265*
Linee MT (4)	1.941.160	357.475	2.298.635
Linee BT (5)	2.101.748	472.126	2.573.874
Trasf. AAT-AT/MT (6)	786.946	175.677	962.623
Trasf. MT/BT	853.775	149.884	1.003.659

(*) Il totale dei costi riconosciuti al netto della remunerazione sul capitale investito è stato corretto per dedurre la quota parte dei costi, pari a 45.470 milioni di lire che sono stati riconosciuti per i corrispettivi per l'uso del sistema relativamente alla regolazione di tensione.
(1) Comprendono anche le linee a 220 kV inserite dall'Enel nella fornitura
(2) Comprendono anche le linee AT inserite dall'Enel nella fornitura
(3) Comprende costi non direttamente attribuibili alle singole voci ma relative alla sola trasmissione
(4) Comprende anche le sezioni MT e i centri satelliti
(5) Comprende la parte di illuminazione pubblica relativa alle reti ma non quella relativa al servizio di gestione di illuminazione pubblica. Comprende inoltre le prese utenti.
(6) Comprende anche le trasformazioni AAT/MT inserite dall'Enel nella trasmissione

APPENDICE C: DEFINIZIONI E ABBREVIAZIONI PRINCIPALI

C1 Definizioni

Le seguenti definizioni sono state utilizzate nella deliberazione dell'Autorità:

a) il vettoriamento è il servizio di trasporto dell'energia elettrica da uno o più punti di consegna ad uno o più punti di riconsegna;

b) lo scambio è la modalità di riconciliazione tra energia elettrica consegnata ed energia elettrica riconsegnata, applicata nel caso in cui la consegna e la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata non avvengano simultaneamente;

c) il punto di consegna è il punto in cui l'energia elettrica vettoriata viene immessa in rete;

d) il punto di riconsegna è il punto in cui l'energia elettrica vettoriata viene prelevata dalla rete;

e) l'energia elettrica vettoriabile è la massima quantità di energia elettrica che può essere vettoriata in un dato periodo di tempo, senza eccedere in alcun momento il limite della potenza impegnata;

f) la bassa tensione (BT) è una tensione nominale tra le fasi non superiore a 1 kV;

g) la media tensione (MT) è una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e non superiore a 35 kV;

h) l'alta tensione (AT) è una tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e non superiore a 150 kV;

i) l'altissima tensione (AAT) è una tensione nominale tra le fasi superiore a 150 kV;

j) le fasce orarie F1, F2, F3 e F4, nel caso di riconsegna in media o bassa tensione, sono le fasce definite dal titolo II, comma 2), paragrafo b), punto 1), del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/1990;

k) le fasce orarie F1, F2, F3 e F4, nel caso di riconsegna in altissima o alta tensione, sono le fasce definite dal titolo II, comma 2), paragrafo b), punto 2), del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/1990;

l) il sistema elettrico nazionale è il complesso degli impianti di produzione, delle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei servizi ausiliari e dei dispositivi di interconnessione e dispacciamento ubicati sul territorio nazionale;

m) la trasmissione è l'attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad altissima ed alta tensione;

n) la distribuzione è l'attività di trasporto e di trasformazione di energia elettrica sulle reti di distribuzione a media e bassa tensione;

o) il produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica, indipendentemente dalla proprietà dell'impianto di produzione;

p) la rete di trasmissione nazionale è il complesso delle stazioni di trasformazione e delle linee elettriche di trasmissione ad altissima ed alta tensione sul territorio nazionale gestite unitariamente;

q) il gestore della rete di trasmissione nazionale è la persona giuridica responsabile della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale, indipendentemente dalla proprietà della rete stessa;

r) il gestore della rete è la persona fisica o giuridica responsabile della gestione della rete di trasmissione nazionale, di una porzione della stessa o di una rete di distribuzione, indipendentemente dalla proprietà della rete stessa;

s) il dispacciamento è l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione nazionale e dei servizi ausiliari;

t) i servizi ausiliari sono i servizi necessari per la gestione di una rete;

u) il dispositivo di interconnessione è l'apparecchiatura per collegare le reti elettriche;

v) gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili sono quelli che utilizzano l'energia del sole, del vento, delle maree, del moto ondoso o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso agli impianti ad acqua fluente;

w) gli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili sono quelli che utilizzano le risorse geotermiche, l'energia derivante dalla trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali, nonché l'energia idraulica, esclusi in quest'ultimo caso gli impianti ad acqua fluente;

x) gli impianti alimentati da fonti assimilate sono quelli che utilizzano fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia, come definite all'articolo 1, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, per i quali risulta soddisfatta la condizione tecnica per l'assimilabilità prevista dal titolo I del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6/1992 e successive modificazioni e integrazioni;

y) il cliente idoneo è la persona fisica o giuridica che, ai sensi 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, e per effetto dei decreti legislativi previsti dall'articolo 36 della legge 24 aprile 1998, n. 128, ha la capacità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero, anche al fine della rivendita ad altri clienti o acquirenti;

z) l'ora fissa è il periodo di 60 minuti primi avente inizio al minuto 00 di un'ora;

aa) il periodo di 15 minuti primi fissi è un periodo di 15 minuti primi avente inizio al minuto 00, o al minuto 15, o al minuto 30, o al minuto 45, di un'ora.

C2 Abbreviazioni

La presente relazione tecnica contiene le seguenti abbreviazioni.

Autorità:	Autorità per l'energia elettrica e il gas;
Direttiva 96/92/CE:	direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
Enel:	Enel Spa;
Legge n. 9/91:	legge 9 gennaio 1991, n. 9;
Provvedimento CIP n. 6/92:	provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n.6;
PVC:	percorso convenzionale dell'energia vettoriata.

APPENDICE D: ELENCO DEI SOGGETTI CHE HANNO PRESENTATO OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 24 NOVEMBRE 1998

La presente appendice elenca in ordine alfabetico i soggetti che hanno presentato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas osservazioni scritte al documento per la consultazione del 24 novembre 1998 recante uno schema di provvedimento per la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento e scambio dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete entro la data del 15 dicembre 1998.

1) Abi
2) Acciai speciali Terni Spa
3) Aei
4) Agac
5) Aicep
6) Aim
7) Albini Danilo
8) Alcoa Spa
9) Ambiente Italia
10) Amga
11) Aper
12) Assocarta
13) Associazione industriale bresciana e Assoenergia
14) Cec
15) CGIL-CISL-UIL
16) Cogena
17) Confindustria
18) Dipartimento Energia dell'Università degli studi di Pavia
19) Elettrostudio
20) Enea
21) Enel Spa
22) Energia per l'industria
23) Federacciai
24) Federelettrica
25) Italcementi Spa
26) Pangeo Srl
27) Regione autonoma Valle d'Aosta.
28) Savener Spa
29) Sondel Spa
30) Unapace
31) Zecca Srl

Relazione tecnica alla delibera 25 febbraio 1999, n. 24

PRESUPPOSTI E FONDAMENTI PER L'AGGIORNAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 26 GIUGNO 1997, N. 70/97 E PER LA MODIFICA DELLA MEDESIMA DELIBERAZIONE

1. Introduzione

Il provvedimento proposto prevede:

- la determinazione delle aliquote delle componenti tariffarie A2 e A3, secondo la struttura prevista dall'articolo 4 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 dicembre 1998, n. 161/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 304 del 31 dicembre 1998 (di seguito: deliberazione n. 161/98);

- l'aggiornamento della parte B della tariffa ai sensi dell'articolo 7, comma 7.1 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), tenendo anche conto dell'esigenza di conguagliare la differenza tra la quota di aliquota, pari in media a 0,69 L/kWh, introdotta, a titolo di acconto, dalla deliberazione dell'Autorità n. 161/98 e quella, pari in media a 0,42 L/kWh, a copertura del maggior fabbisogno derivante, per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 1999, dagli adeguamenti del costo unitario riconosciuto dei combustibili per effetto del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 11 del 15 gennaio 1999;

- la modificazione della disciplina relativa alla determinazione del prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, di cui all'Allegato n. 1 della deliberazione n. 70/97, individuando le tipologie di carbone da assumere come riferimento per tale determinazione; specificando le modalità di computo degli indici di mercato relativi al carbone, all'olio combustibile e al gas naturale, in relazione alle modificazioni delle aliquote delle accise sugli oli minerali e delle aliquote dell'imposta sui consumi di carbone, disposte ai sensi dell'articolo 8, comma 5, della legge 23 dicembre 1998, n. 448.

2. Determinazione delle componenti tariffarie A2 e A3 della tariffa

Come previsto dalla deliberazione dell'Autorità n. 161/98, a decorrere dall'1 marzo 1999, per le forniture diverse da quelle:

- in bassa tensione per usi domestici;

- in alta tensione per la produzione di alluminio primario, di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 15 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996;

- alle Ferrovie dello Stato per i quantitativi di energia per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 22 maggio 1963, n. 730;

- di cui all'articolo 2, comma 2.4, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97,

le componenti tariffarie A2 e A3 includono un'aliquota riferita alla potenza impegnata ed un'aliquota riferita all'energia elettrica fornita, al fine di tener conto di entrambi i parametri che caratterizzano le forniture di energia elettrica, distribuendo il relativo onere tra gli utenti sulla base di una più completa caratterizzazione della fornitura.

Per ciascuna componente è stato allocato il 75% dell'onere sulla potenza e il 25% sull'energia, in una proporzione simile a quella che attualmente sussiste tra la componente fissa (di potenza) e la componente variabile (di energia) dei costi di fornitura del servizio elettrico.

I valori delle aliquote riferite alla potenza impegnata e all'energia prelevata sono stati determinati in base alle ore di utilizzazione media complessiva delle classi di utenza alle quali si applica la nuova struttura binomia, in modo da mantenere invariato il gettito complessivo rispetto a quello ottenibile con le aliquote precedentemente in vigore, con riferimento alle previsioni per il 1998 della domanda di energia elettrica per classi di utenza. Applicando tali criteri, le aliquote delle componenti tariffarie A2 e A3 risultano determinate come riportato nella tabella 1.

Tabella 1 – Aliquote delle componenti A2 e A3 per classi di utenza

CLASSI DI UTENZA	Componente A2		Componente A3	
	L/kW/mese	L/kWh	L/kW/mese	L/kWh
BASSA TENSIONE (forniture per usi agricoli e altri usi)	1085	2,0	1526	2,8
MEDIA TENSIONE 4) Tutti gli usi	1085	2,0	1526	2,8
ALTA TENSIONE (escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7) di cui alla tabella 1 allegata alla deliberazione dell'Autorità n. 70/97)	1085	2,0	1526	2,8

Come previsto dalla deliberazione dell'Autorità n. 161/98, nel caso di forniture di energia elettrica con diverso impegno di potenza in distinti periodi dell'anno, l'aliquota riferita alla potenza impegnata si applica, in ciascun mese, al livello massimo della potenza impegnata nel mese.

Nel caso di forniture regolate da tariffe biorarie o multiorarie, per l'applicazione dell'aliquota riferita alla potenza impegnata si fa riferimento, in ciascun mese, alla potenza impegnata equivalente. Questa viene calcolata sulla base delle potenze impegnate in ciascuna fascia oraria, utilizzando le seguenti espressioni:

- nel caso di forniture regolate da tariffe biorarie:

$$PE = 0{,}432\ PP + 0{,}568\ PV$$

dove PP e PV sono le potenze impegnate, rispettivamente, nelle ore piene e nelle ore vuote, come definite al titolo II, punto 1), lettera a) del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/1990 (di seguito: provvedimento CIP n. 45/90);

- nel caso di forniture regolate da tariffe multiorarie:

$$PE = 0{,}059\ P1 + 0{,}207\ P2 + 0{,}143\ P3 + 0{,}591\ P4$$

dove P1, P2, P3 e P4 sono le potenze impegnate, rispettivamente, nelle ore di punta, nelle ore di alto carico, nelle ore di medio carico e nelle ore vuote, come definite al titolo II, punto 2), lettera b) del provvedimento CIP n. 45/90.

3. Aggiornamento della parte B della tariffa

Per il secondo bimestre (marzo – aprile) 1999, la parte B della tariffa viene aggiornata:

- in conseguenza delle variazioni nel prezzo dei combustibili sui mercati internazionali;

- per prevedere la copertura dei maggiori costi della produzione di energia elettrica derivanti dalla variazione delle accise applicate ai combustibili utilizzati.

Infatti, a decorrere dall'1 gennaio 1999, la parte B della tariffa, oltre a riflettere i prezzi dei combustibili sui mercati internazionali ed i costi di trasporto, include una quota a copertura dei maggiori costi dei combustibili derivanti dalle variazioni delle accise a questi applicabili, come previste dall'articolo 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448.

3.1 Aggiornamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili riconosciuto dell'energia elettrica prodotta con impianti termoelettrici

Per il secondo bimestre (marzo – aprile) 1999, il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, è diminuito del 2,37% rispetto al corrispondente valore del primo bimestre

1999, così come adeguato dalla deliberazione dell'Autorità 12 febbraio 1999, n. 9/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 43 del 22 febbraio 1999 (di seguito: deliberazione n. 9/99), passando da 18,000 a 17,573 L/Mcal.

Questa diminuzione riflette sia andamenti differenziati dei prezzi in dollari Usa dei combustibili sui mercati internazionali, sia un apprezzamento della lira nei confronti del dollaro Usa, il cui rapporto di cambio ha mostrato un valore medio per il quadrimestre ottobre 1998 – gennaio 1999 pari a 1651,669 L/US$, inferiore dell'1,85% rispetto al valore di 1682,841 L/US$ medio per il quadrimestre agosto – novembre 1998 utilizzato in occasione del precedente aggiornamento.

In particolare, gli indici relativi al carbone, all'olio combustibile e al gas naturale hanno registrato le seguenti variazioni:

- l'indice del carbone nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,1672, è passato da 14.650 a 14,590 L/Mcal (-0,4%). La diminuzione è riconducibile sia al rapporto di cambio del dollaro Usa verso la lira che ad una leggera flessione delle quotazioni in dollari su tutti i principali mercati di approvvigionamento, che ha più che compensato l'imposta sui consumi che è passata da 0,642 a 0,807 L/Mcal per effetto delle nuove aliquote determinate dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, con decorrenza 16 gennaio 1998;

- l'indice dell'olio combustibile nel paniere, a cui è attribuito un peso pari a 0,6045, è passato da 17,674 a 17,309 L/Mcal (- 2,1%), di cui 0,131 L/Mcal per l'aumento dell'accisa prevista dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999. La diminuzione è dovuta al calo delle quotazioni degli oli di riferimento espresse in dollari, in particolare durante il mese di novembre;

- l'indice del gas naturale, a cui è attribuito un peso pari a 0,2283, è passato da 21,314 a 20,458 L/Mcal (-4,0%), di cui 0,105 L/Mcal per l'aumento dell'accisa prevista dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999. 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 pertanto a 40,242 L/kWh, contro le 41,220 L/kWh del primo bimestre 1999, come adeguato dalla deliberazione dell'Autorità n. 9/99 sopra richiamata, stante il valore di 2290 kcal/kWh attribuito al consumo specifico.

3.2 Aggiornamento delle aliquote della parte B della tariffa

Poiché la variazione del costo riconosciuto dei combustibili ha superato i due punti percentuali, di cui all'articolo 7, comma 7.1 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, si procede all'aggiornamento della parte B della tariffa, con decorrenza dall'1 marzo 1999.

L'aggiornamento della parte B della tariffa per il secondo bimestre (marzo – aprile) 1999 riflette:

- la riduzione del costo riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti ter-

moelettrici, che include le modificazioni delle aliquote delle accise sugli oli minerali e delle aliquote dell'imposta sui consumi di carbone, coke di petrolio e orimulsion utilizzati nella produzione di energia elettrica, secondo quanto previsto dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999. L'aliquota media della parte B della tariffa viene determinata moltiplicando il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici (Ct) per la quota di energia elettrica ammessa, che, a sua volta, è definita come rapporto tra la quantità di energia ammessa ai contributi' (articolo 6 della deliberazione dell'Autorità 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) e la quantità di energia assoggettata alla parte B della tariffa (articolo 2 della deliberazione n. 70/97). Per il 1999 questa quota risulta stimabile come pari a 0,9940;

- l'esigenza di conguagliare la differenza, pari in media a –0,27 L/kWh, tra la quota di aliquota introdotta, a titolo di acconto, dalla deliberazione dell'Autorità n. 161/98 pari, in media, a 0,69 L/kWh, e quella di 0,42 L/kWh risultante, per il primo bimestre 1999, dall'adeguamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili per effetto del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, di cui all'articolo3, comma 3, della deliberazione dell'Autorità n. 9/99;

La diminuzione dell'aliquota media della parte B della tariffa, da 41,24 L/kWh a 39,73 L/kWh (-3,66%), può essere scomposta nelle seguenti componenti:

- una diminuzione, da 41,24 L/kWh a 40,97 L/kWh, dovuta al minor effetto delle modificazioni delle aliquote delle accise sui combustibili, così come stabilite dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, che comportano, per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 1999, una maggiore incidenza fiscale pari, in media, a 0,42 L/kWh , inferiore quindi rispetto al valore di 0,69 L/kWh fissato, a titolo di acconto, dall'articolo 3, comma 3, della deliberazione dell'Autorità n. 161/98;

- una diminuzione, da 40,97 L/kWh a 40,00 L/kWh, dovuta alla variazione del costo unitario riconosciuto Ct pari a –2.37%;

- una diminuzione, da 40,00 L/kWh a 39,73 L/kWh, dovuta alla quota di conguaglio di –0,27 L/kWh di cui sopra.

La risultante diminuzione del 3,66% si applica alle aliquote della parte B relative a tutte le categorie di utenza, ad eccezione di:

- forniture per uso domestico nelle abitazioni di residenza anagrafica con potenza impegnata fino a 3 kW e per livelli di consumo mensile fino a 150 kWh, già caratterizzate da aliquote della parte B della tariffa significativamente inferiori rispetto a quelle applicabili alle altre forniture per usi domestici, per le quali l'aliquota della parte B della tariffa rimane invariata;

---

1 Energia prodotta da impianti termoelettrici, energia importata, energia elettrica prodotta da terzi e ceduta all'Enel e alle imprese produttrici-distributrici autorizzate al ritiro, sia sotto forma di produzione dedicata che di eccedenze di energia elettrica, nonché energia elettrica che le imprese produttrici-distributrici producono ed immettono nella rete pubblica a mezzo di impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991 e già realizzati o in corso di realizzazione alla data del 22 febbraio 1997.

- altre forniture per usi domestici, per le quali l'aliquota della parte B della tariffa viene ridotta di un ammontare tale da far diminuire del 3,66% l'onere complessivo della parte B della tariffa per l'utenza domestica;

- forniture per la produzione di alluminio primario, per le quali il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995 prevede che le eventuali variazioni in diminuzione dei sovrapprezzi, ora incluse nella parte B della tariffa, non siano applicate fino a che non sia stato raggiunto il trattamento previsto per le forniture normali.

La tabella 2 riassume le modifiche alle aliquote di tariffa per le diverse classi di utenza disposte dal provvedimento nella parte illustrata nelle sezioni 2 e 4 della presente relazione.

4. Modifica ed integrazione della disciplina relativa alla determinazione del prezzo del paniere dei combustibili fossili sui mercati internazionali

Ai fini della determinazione del prezzo del paniere di combustibili fossili, come definito nell'Allegato 1 della deliberazione dell'Autorità n.70/97, l'indice di mercato per il carbone Pcarbone incide per il 16,72%, mentre nella media ponderata P_{FOB} delle quotazioni dei prezzi Fob, espresse in US$/t, dei carboni importati dai diversi Paesi (Stati Uniti, Sud Africa, Cina, Polonia, Colombia e Venezuela), il prezzo del carbone di provenienza nordamericana P_{FOB}^{USA} incide per il 51,8%.

In base alla deliberazione dell'Autorità n.70/97, il prezzo P_{FOB}^{USA} viene a sua volta determinato come media mensile aritmetica delle quotazioni settimanali Fob dei seguenti carboni: Usa Hampton Roads (12500 Btu, 1% S, 10% Ash), Usa Baltimore (12500 Btu, 1% S, 10% Ash), Usa Gulf Coast (12500 Btu, 1% S, 12% Ash).

Dal momento che:

- dal 19 agosto 1997 uno dei tipi di carbone assunto a riferimento tra quelli provenienti dagli Stati Uniti d'America, e precisamente il tipo "Baltimore (12500 Btu, 1% S, 10% Ash)", non risulta più quotato e, quindi, non viene più riportato dalla pubblicazione *Coal Week International*;

- nell'incertezza circa il ritorno della quotazione, vista anche la notevole stabilità su valori di 40,0 US$/t (Low) e 40,9 US$/t (High) delle quotazioni precedenti, nella determinazione del prezzo medio del paniere combustibili per i periodi successivi si è assunto tale livello come quotazione per il carbone di provenienza Baltimore (12500 Btu, 1% S, 10% Ash);
- ad una situazione di relativa stabilità dei prezzi del carbone, in particolare di quello di provenienza americana, potrebbe in prospettiva subentrare una dinamica più accentuata, anche in relazione all'andamento dei prezzi dei prodotti petroliferi che, nel medio-lungo termine, finiranno per influenzare le quotazioni del carbone da vapore;

si ritiene opportuno, a decorrere dall'1 marzo 1999, determinare il prezzo P_{FOB}^{USA} come media mensile delle quotazioni settimanali Fob dei soli carboni quotati Usa Hampton Roads (12500 Btu, 1% S, 10% Ash) ed Usa Gulf Coast (12500 Btu, 1% S, 12% Ash).

Dal punto di vista quantitativo, ai fini della determinazione del prezzo del paniere di combustibili fossili, l'utilizzo di tale nuovo sistema di riferimento per il carbone di provenienza nordamericana presenta differenze trascurabili rispetto ai valori precedentemente utilizzati per la determinazione del prezzo PFOBUSA includendo anche la quotazione del carbone do provenienza Usa Baltimore. Inoltre, in assenza di altre quotazioni di carboni esportati dalla East Coast aventi poteri calorifici e contenuti di zolfo pari a quelli del tipo Baltimore (12500 Btu, 1% S, 10% Ash), il criterio proposto evita di prendere in considerazione quotazioni di riferimento ricostruite attraverso fattori di correzione complessi ed arbitrari.

Tabella 2 – Aliquote in vigore dal 1 marzo 1999 rispetto a quelle in vigore nel 1° bimestre gennaio-febbraio 1999

Valori in lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	1° bimestre Gennaio-Febbraio 1999			2° bimestre 1999 Marzo-Aprile 1999				
	Comp.ti inglobate nella parte A	Parte B	Totale	Comp.ti inglobate nella parte A		Parte B	Totale	
	L/kWh	L/kWh	L/kWh	L/kWh mese	L/kWh	L/kWh	L/kWh mese	L/kWh
BASSA TENSIONE								
1) Fornitura per usi domestici								
a) fino a 3kW con tariffa per residenti e fino a 150 kWh di consumo	19,9	20,2	40,1	0	19,9	20,2	0	40,1
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	19,9	70,6	90,5	0	19,9	67,4	0	87,3
2) Forniture per usi agricoli	19,9	48,9	68,8	2611	4,8	47,1	2611	51,9
3) Altri usi	19,9	52,5	72,4	2611	4,8	50,6	2611	55,4
MEDIA TENSIONE								
4) Tutti gli usi	18,8	35,6	54,4	2611	4,8	34,3	2611	39,1
ALTA TENSIONE								
5) Tutti gli usi, escluso quanto previsto per la classe di utenza 6) e 7)	18,4	34,1	52,5	2611	4,8	32,9	2611	37,7
6) Alluminio primario	7,5	5,7	13,2	0	,5	5,7	0	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)	5,3	3,3	8,6	0	5,3	3,2	0	8,5

Relazione tecnica alla delibera 25 febbraio 1999, n. 26

PRESUPPOSTI PER L'ADEGUAMENTO PERIODICO (PER IL BIMESTRE MARZO – APRILE 1999) DELLE TARIFFE DEI GAS PROVENIENTI DA METANO E DISTRIBUITI A MEZZO RETE URBANA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 23 APRILE 1998, N. 41/98

1. Con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 23 aprile 1998, n. 41 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 2 maggio 1998 (di seguito: deliberazione n. 41/98) è stata introdotta una nuova disciplina di adeguamento periodico delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana, la cui applicazione deve essere estesa sino al 30 aprile 1999. Ciò in considerazione che l'Autorità, con delibera 25 febbraio 1999 n. 25/99, ha prorogato al 15 marzo il termine entro cui potranno essere presentate dai soggetti interessati osservazioni e proposte sul documento di consultazione recante: "Criteri per l'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nei servizi di fornitura dei gas attraverso reti urbane";

2. L'adeguamento periodico delle tariffe è disciplinato sia dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 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 13 marzo 1997, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 28 aprile 1997, che dalla predetta deliberazione n. 41/98. In base al soprarichiamato provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi, le tariffe dei gas per usi civili provenienti da metano sono aggiornate qualora la media del prezzo del gasolio nel semestre precedente, alla data di aggiornamento, differisca di almeno 11 L/kg, in aumento o in diminuzione, rispetto al prezzo del gasolio di riferimento, che è pari alla media del semestre precedente all'ultima variazione registrata.

   Come indicatore del prezzo del gasolio, in base alla deliberazione dell'Autorità n. 41/98, si considera quello che ha registrato la variazione più favorevole all'utente, tra i due seguenti:

   - prezzo del gasolio risultante dalla quotazione CIF Med, base Genova – Lavera (di seguito CIF Med) ;

   - prezzo del gasolio per uso riscaldamento rilevato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: MICA).

   Le tariffe del gas per usi civili, diverse dalle tariffe T1, variano di 0,5869 L/mc per ogni L/kg di variazione del prezzo del gasolio, considerando l'indicatore con la variazione più favorevole all'utente.

3. Ai fini dell'adeguamento che entrerà in vigore dall'1 marzo 1999, sono stati verificati i seguenti valori medi dei suddetti indicatori, espressi in L/kg:

INDICATORE	Prezzo di riferimento	Media semestrale 24 agosto 1997 23 febbraio 1998	Differenza
CIF Med	186,80	179,78	- 7,02
MICA	430,42	430,37	- 0,05

Dalla tabella sopra riportata gli indicatori CIF Med e MICA comportano una variazione inferiore, in valore assoluto, alla franchigia di 11 L/kg e quindi le tariffe nel bimestre marzo – aprile 1999 rimarranno invariate.

Relazione tecnica alla delibera 14 aprile 1999, n. 42

PRESUPPOSTI PER L'ADOZIONE DI DIRETTIVA PER LA TRASPARENZA DEI DOCUMENTI DI FATTURAZIONE DEI CONSUMI DI GAS DISTRIBUITO A MEZZO DI RETE URBANA

1. Premessa

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha ricevuto numerose segnalazioni in cui utenti e consumatori lamentano la scarsa comprensibilità del documento di fatturazione (di seguito: bolletta) attraverso cui vengono fatturati i consumi di gas distribuito a mezzo rete urbana. La Divisione consumatori e utenti dell'Autorità ha proceduto ad un esame comparativo della forma e del contenuto delle bollette emesse da 70 soggetti esercenti il servizio di distribuzione, per un totale di circa 6,5 milioni di utenti e di 9,2 miliardi di metri cubi (mc) di gas erogato, rilevando problemi per quanto concerne la comprensibilità e la completezza della bolletta.

L'Autorità intende pertanto adottare una direttiva in tema di trasparenza delle modalità di fatturazione dei consumi di gas distribuito a mezzo rete urbana, servizio in cui la mancanza di normative specifiche sulla fatturazione, l'elevato numero di operatori, la loro eterogeneità e la variabilità delle condizioni di fornitura, definite nelle convenzioni con i Comuni concedenti, hanno contribuito ad una significativa diversità e varietà delle bollette ricevute dagli utenti.

2. Contesto normativo

Tra le finalità generali della legge 14 novembre 1995, n.481 (di seguito: legge n. 481/95) vi è la tutela degli interessi dei consumatori e degli utenti dei servizi di pubblica utilità nei settori dell'elettricità e del gas.

Le norme che regolano l'emissione ed il contenuto delle bollette, per quanto riguarda il servizio gas, sono attualmente solo quelle relative alla fatturazione in generale (titolo II, art.21 e titolo VI art.73 del decreto del Presidente della Repubblica 26 ottobre 1972, n.633 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n.292 dell'11 novembre 1972, il decreto del Ministero delle finanze 16 dicembre 1980 (pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.349 del 22 dicembre 1980). Non sono state definite norme specifiche, come invece è avvenuto per il servizio elettrico, con l'eccezione delle modalità di attribuzione agli utenti delle variazioni tariffarie (provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi, 9 dicembre 1988, n.24, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 292, del 14 dicembre 1988).

La legge n.481/95 tutela il diritto dei consumatori e degli utenti ad essere informati sui doveri e sui diritti riguardanti i servizi di fornitura dell'energia elettrica e del gas. L'art.2 comma 12 della legge n.481/95 alla lettera h) stabilisce che l'Autorità "emana le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei sogget-

ti esercenti i servizi medesimi", ed alla lettera l) che l'Autorità "pubblicizza e diffonde la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte di utenti intermedi e finali".

Le bollette, per il contenuto che le contraddistingue, rappresentano uno strumento di diffusione delle informazioni che interessa tutti gli utenti. Pertanto il miglioramento della leggibilità e completezza delle bollette è riconducibile alle finalità della legge n.481/95.

3. Gli obiettivi della direttiva

La direttiva proposta per quanto concerne la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di gas distribuito a mezzo di rete urbana, si propone di integrare la normativa già in vigore sulla fatturazione e di stabilire criteri di trasparenza aggiuntivi ed obbligatori per i soggetti esercenti il servizio di distribuzione.

La direttiva definisce i requisiti di base che tutti gli esercenti il servizio dovranno rispettare nella fatturazione ai propri utenti. Sono interessati a questa direttiva tutti i soggetti esercenti che distribuiscono gas a mezzo rete urbana per usi civili, cioè destinato alla cottura cibi e produzione acqua calda, al riscaldamento domestico e centralizzato e agli altri usi compresi quelli industriali ed artigianali fino a 200.000 mc/anno.

L'intervento dell'Autorità ha l'obiettivo di garantire che vengano trasmesse le informazioni fondamentali per la garanzia dei diritti degli utenti. I soggetti esercenti restano tuttavia liberi di fornire informazioni aggiuntive rispetto a quelle obbligatoriamente richieste e di scegliere il formato ritenuto più adatto per comunicarle. Nessun vincolo di formato è previsto in questa direttiva.

La direttiva proposta non richiede ai soggetti esercenti modifiche che comportino una nuova definizione delle condizioni del rapporto di utenza; ha invece l'obiettivo di imporre che i contenuti di tale rapporto siano chiaramente specificati. Ne consegue che la direttiva prescinde sia dalla metodologia tariffaria adottata, sia dalle differenze oggi esistenti nelle condizioni di erogazione del servizio tra i diversi soggetti esercenti, che potranno essere oggetto di successivi interventi dell'Autorità. La direttiva è dunque compatibile con l'ordinamento tariffario e non modifica le attuali condizioni di erogazione del servizio.

Gli obiettivi della direttiva proposta dall'Autorità sono stati resi noti ai soggetti esercenti e alle associazioni dei consumatori e degli utenti attraverso il documento di consultazione "Linee guida in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di gas distribuito attraverso rete urbana" diffuso in data 23 settembre 1998. I soggetti interessati hanno fornito suggerimenti sui singoli punti e sui tempi di attuazione della direttiva. Non sono state sollevate obiezioni sostanziali sull'impostazione o sulla fattibilità della direttiva, né sugli eventuali costi da sopportare in seguito alla sua adozione.

Rispetto al documento per la consultazione, tenuto conto delle osservazioni e dei suggerimenti ricevuti, la direttiva che l'Autorità intende emanare contiene alcune significative modifiche:

- le informazioni da riportare in bolletta sono suddivise, in informazioni obbligatorie da riportare su tutte le bollette, informazioni da riportare almeno una volta all'anno e informazioni da riportare in occasioni particolari;
- sono cambiate le modalità di fatturazione dei corrispettivi relativi a interventi su richiesta dell'utente;
- è stato escluso l'obbligo di indicare la situazione dei pagamenti precedenti per gli esercenti che fatturano con periodicità inferiore al bimestre;
- è stato eliminato l'obbligo di riportare indicazione del documento ufficiale in cui sono pubblicate le tariffe dell'esercente;
- sono richiamate le previsioni normative relative all'Euro e alla protezione dei dati personali;
- viene introdotta la possibilità per gli esercenti di richiedere all'Autorità una proroga motivata (fino a novanta giorni) dei tempi di attuazione.

4. I contenuti della direttiva

4.1 Informazioni da riportare su tutte le bollette

Le informazioni da riportare in bolletta sono suddivise in due gruppi: informazioni obbligatorie da riportare sulla bolletta; informazioni da riportare almeno una volta all'anno e informazioni da riportare in particolari occasioni (variazioni tariffarie, situazioni di morosità, altro). È previsto che le informazioni relative alle modalità di pagamento e alla sospensione della fornitura per l'utente moroso (titolo II) e le altre informazioni all'utente (titolo III), possano essere riportate, totalmente o in parte, su fogli diversi da quelli che documentano i consumi, nel rispetto delle periodicità previste.

Sulla bolletta devono essere riportate le informazioni che consentono all'utente di valutare il livello dei propri consumi ed i diritti e doveri connessi al rapporto di fatturazione.

Le informazioni obbligatorie sulla bolletta riguardano pertanto la fatturazione dei consumi, le modalità di pagamento, la possibilità di richiedere informazioni sulla correttezza della fatturazione, la situazione dei pagamenti relativi alle bollette precedenti (con esclusione delle fatturazioni con periodicità mensile, dal momento che le attuali modalità di accertamento dell'avvenuto pagamento non consentono l'acquisizione dell'informazione in tempo utile), i costi sostenuti dall'utente in caso di ritardato pagamento, i tempi minimi di distacco in caso di morosità, i recapiti del servizio di pronto intervento. Fanno parte di questo gruppo le informazioni relative agli aggiornamenti tariffari e alle caratteristiche della fornitura.

L'esigenza di trasparenza ha indotto l'Autorità a privilegiare la semplificazione delle unità di misura e l'omogeneizzazione dei codici che individuano gli usi per cui il gas viene fatturato e a separare le voci fatturate a seconda che si riferiscano ai consumi, alle imposte o ad altre voci di costo. Viene previsto che i tassi di interesse e le penalità il cui pagamento è richiesto agli utenti morosi siano esplicitamente dichiarati dagli esercenti in bolletta, senza la possibilità di introdurre riferimenti con un contenuto generico o che rinviino ad altri documenti come il contratto o il regolamento di utenza. Deve essere indicato anche il numero minimo di giorni che può intercorrere tra il mancato pagamento ed il distacco della fornitura per morosità, onde rendere esplicito il rischio di sospensione della fornitura che il mancato pagamento comporta.

Per quanto riguarda le modalità di pagamento la direttiva prevede che sia data la possibilità all'utente di pagare i corrispettivi dovuti per interventi volti alla riparazione

di guasti, alle verifiche dei misuratori, agli spostamenti dei misuratori o per altri interventi a richiesta dell'utente separatamente dal pagamento dei consumi. L'utente ha due possibilità di esercitare questa opzione: la prima al momento della richiesta del lavoro e la seconda al momento del pagamento della fattura, se ha inizialmente optato per il pagamento in bolletta.

4.2 Informazioni da riportare periodicamente o in situazioni particolari

Le informazioni da riportare sulla bolletta almeno una volta all'anno riguardano aspetti del rapporto di utenza essenziali, ma non strettamente connessi alla fatturazione. La direttiva dell'Autorità fa rientrare in questo gruppo sia le informazioni relative all'esistenza di un eventuale copertura assicurativa, gratuita per l'utente, contro eventi lesivi che abbiano origine a valle del contatore e sia il richiamo alla Carta dei servizi. In entrambi i casi deve essere messo a disposizione dell'utente un numero telefonico a cui richiedere maggiori informazioni.

Infine una serie di informazioni è riservata ai soli utenti morosi e riguarda le modalità di comunicazione dell'avvenuto ritardato pagamento e le procedure che il soggetto esercente segue prima di procedere alla sospensione della fornitura per morosità.

Tenendo conto del fatto che alcuni soggetti esercenti il servizio gas provvedono altresì alla fornitura di altri servizi (elettricità, acqua, rifiuti, ecc.) e che alcuni di essi fatturano congiuntamente i consumi relativi ai diversi servizi, si è ritenuto opportuno consentire all'utente di pagare eventualmente in modo separato i servizi di gas. I soggetti esercenti multiservizio, che fatturano congiuntamente, devono segnalare nella bolletta agli utenti la possibilità del pagamento disgiunto indicandone tempi e modalità.

Tenuto conto che le modifiche richieste potranno comportare aggiustamenti nel "software" connesso alla fatturazione e alla impostazione grafica della bolletta, i soggetti esercenti il servizio di distribuzione del gas metano a mezzo rete urbana hanno un tempo massimo di centottanta (180) giorni per adeguare i loro documenti di fatturazione. Per motivate esigenze relative all'adeguamento dei sistemi informativi, potrà essere formulata dagli esercenti una richiesta di proroga, da inviare all'Autorità entro centoventi (120) giorni dalla pubblicazione della direttiva, per un periodo non superiore a novanta (90) giorni. La proroga è considerata concessa, se l'Autorità non avrà dato comunicazione avversa al soggetto esercente entro trenta (30) giorni dal ricevimento della richiesta.

Relazione tecnica alla delibera 22 aprile 1999, n. 54

PRESUPPOSTI PER L'AGGIORNAMENTO (PER IL BIMESTRE MAGGIO – GIUGNO 1999) DELLA TARIFFA ELETTRICA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 26 GIUGNO 1997, N. 70/97

1. Introduzione

Per il terzo bimestre (maggio – giugno) 1999 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 26 giugno 1997, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (di seguito: deliberazione n. 70/97), come modificata dalla deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 1999, n. 24/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 48 del 27 febbraio 1999 (di seguito: deliberazione n. 24/99), ha registrato una variazione inferiore al 2%. Non si deve quindi aggiornare la parte B della tariffa ai sensi dell'articolo 7, comma 7.1, della deliberazione dell'Autorità n 70/97. Va peraltro notato che il valore medio unitario della parte B della tariffa, stimato all'articolo 2, comma 2, della deliberazione dell'Autorità n. 24/99 in misura pari a 39,73 L/kWh, include una quota di conguaglio pari, in media, a –0,27 L/kWh come previsto dal comma 3 del medesimo articolo.

È dunque necessario un provvedimento di aggiornamento della parte B della tariffa elettrica che tenga conto della soppressione della quota di conguaglio di cui sopra, dovendosi ritenere completato il conguaglio per cui tale quota era stata introdotta dall'articolo 2, comma 3, della deliberazione dell'Autorità n. 24/99.

2. Aggiornamento della parte B della tariffa

La variazione del costo riconosciuto dei combustibili non ha superato i due punti percentuali, di cui all'articolo 7, comma 7.1 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97. L'aggiornamento della parte B della tariffa elettrica per il terzo bimestre (maggio – giugno) 1999 risponde alla sola esigenza di sopprimere la quota di conguaglio pari in media a –0,27 L/kWh, introdotta dall'articolo 2, comma 3, della deliberazione dell'Autorità n. 24/99. La quota di conguaglio era determinata dalla differenza tra la quota di aliquota introdotta, a titolo di acconto, dall'articolo 3, comma 3, della deliberazione dell'Autorità n. 161/98 in misura pari in media a 0,69 L/kWh, e la quota di aliquota di 0,42 L/kWh risultante, per il primo bimestre 1999, dall'adeguamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili per effetto del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, di cui all'articolo 1 della deliberazione dell'Autorità 12 febbraio 1999, n. 9/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 43 del 22 febbraio 1999.

Il valore medio unitario nazionale della parte B della tariffa elettrica aumenta pertanto, per effetto della soppressione della quota di conguaglio di cui sopra, da 39,73 a 40,00 L/kWh.

L'aumento dello 0,68% che ne consegue si applica alle aliquote della parte B relative a tutte le categorie di utenza, ad eccezione delle:

- forniture per uso domestico nelle abitazioni di residenza anagrafica con potenza impegnata fino a 3 kW e per livelli di consumo mensile fino a 150 kWh, già caratterizzate da aliquote della parte B della tariffa significativamente inferiori rispetto a quelle applicabili alle altre forniture per usi domestici, nei confronti delle quali la deliberazione dell'Autorità n. 24/99 non aveva disposto il conguaglio;

- altre forniture per usi domestici, per le quali l'aliquota della parte B della tariffa viene incrementata di un ammontare tale da far accrescere dello 0,68% l'onere complessivo della parte B della tariffa per l'intera utenza domestica;

- forniture per la produzione di alluminio primario, per le quali la deliberazione dell'Autorità n. 24/99 non aveva disposto il conguaglio.

Le aliquote delle componenti tariffarie A2 e A3 non subiscono variazioni e rimangono inalterate rispetto ai valori fissati dalla tabella e della deliberazione dell'Autorità n. 24/99.

La tabella 1 riportata di seguito riassume le modifiche alle aliquote della parte B della tariffa elettrica per le diverse classi di utenza.

Tabella 1 – Componenti inglobate della parte A e parte B della tariffa per tutte le utenze, con esclusione di quelle di cui all'articolo 2, comma 2.4 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97

CLASSI DI UTENZA	Comp.ti inglobate nella parte A		Parte B	Importo totale inglobate in tariffa	
	L/kW/mese	L/kWh	L/kWh	L/kW/mese	L/kWh
BASSA TENSIONE 1) Fornitura per usi domestici					
a) fino a 3kW con tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	0	19,9	20,2	0	40,1
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	0	19,9	68,0	0	87,9
2) Forniture per usi agricoli	2611	4,8	47,4	2611	52,5
3) Altri usi	2611	4,8	50,9	2611	55,7
MEDIA TENSIONE 4) Tutti gli usi	2611	4,8	34,5	2611	39,3
ALTA TENSIONE 5) Tutti gli usi	2611	4,8	33,1	2611	37,9

Regimi speciali:

Alle forniture in alta tensione per la produzione di alluminio primario, di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, si applica un'aliquota delle componenti inglobate della parte A della tariffa pari a 7,5 L/kWh ed un aliquota della parte B della tariffa pari a 5,7 L/kWh.

Alle forniture alle Ferrovie dello Stato, relativamente ai quantitativi di energia per usi di trazione, in eccesso ai limiti previsti dall'articolo 4, comma 2, del d.P.R. 22 maggio 1963, n. 730, si applica un'aliquota delle componenti inglobate della parte A della tariffa pari a 5,3 L/kWh ed un'aliquota della parte B della tariffa pari a 3,2 L/kWh

Delibera 24 novembre 1998, n.144

CODICE ETICO DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Articolo 1 Definizioni

Nel presente codice

a) per Autorità si intende l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;

b) per Collegio si intendono il Presidente e i due Membri dell'Autorità;

c) per ufficio si intendono le aree, le divisioni, i servizi o comunque qualsiasi unità organizzativa che compone la struttura dell'Autorità;

d) per responsabile dell'ufficio si intende la persona che ne è preposta alla direzione;

e) per dipendenti si intendono tutti i dipendenti di ruolo dell'Autorità, coloro che siano titolari di contratto di lavoro a tempo determinato, coloro che operano presso l'Autorità in posizione di comando o distacco da pubbliche amministrazioni, nonché coloro che siano titolari di un rapporto di collaborazione coordinata e continuativa o di altro rapporto che comporti prestazione di opera anche temporanea presso gli uffici dell'Autorità;

f) per legge si intende la legge 14 novembre 1995, n. 481, istitutiva dell'Autorità;

g) per Regolamento del personale si intende il Regolamento del personale e ordinamento della carriere approvato con delibera dell'Autorità 18 dicembre 1996, n.07/96.

Articolo 2 Ambito di applicazione

1. Le disposizioni del presente codice etico si applicano a tutti i dipendenti come definiti nell'art. 1, lettera e) del codice stesso.
2. Le disposizioni contenute negli articoli 4, 5, 6, 7, 9 e 11 si applicano, in quanto compatibili, anche ai componenti del Collegio dell'Autorità, che a questi fini intrattengono rapporti direttamente con il Garante di cui all'art. 12.

Articolo 3 Disposizioni di carattere generale

1. Le disposizioni del presente codice individuano i principi guida del corretto comportamento dei componenti del Collegio e dei dipendenti dell'Autorità, tenendo conto delle sue peculiari funzioni che richiedono una privilegiata accentuazione rispetto ai valori in genere assunti dall'etica pubblica, dei canoni dell'imparzialità, dell'indipendenza, della riservatezza e della trasparenza.
2. Le disposizioni del presente codice etico hanno carattere monitorio e non contengono previsioni sanzionatorie.
3. Copia del presente codice etico viene consegnata al dipendente all'atto dell'assunzione in servizio, della sottoscrizione del contratto a tempo determinato, del comando o distacco presso l'Autorità o della sottoscrizione del contratto di collaborazione coordinata e continuativa o di altro contratto che comporti prestazione di opera anche temporanea presso gli uffici dell'Autorità:

Articolo 4 Principi generali di comportamento

1. Il dipendente, consapevole delle funzioni assegnate dalla legge all'Autorità, svolge i propri compiti con la massima diligenza e disponibilità e assume lealmente le connesse responsabilità.
2. Il dipendente conserva e accresce il proprio patrimonio professionale, impegnandosi nell'aggiornamento delle sue conoscenze nei settori di competenza dell'Autorità.
3. Il comportamento del dipendente è tale da stabilire rapporti di fiducia e collaborazione tra l'Autorità e i soggetti a qualsiasi titolo interessati all'attività da essa svolta. A tale fine, sia nelle comunicazioni scritte che in quelle verbali, manifesta rigore e cortesia, usando un linguaggio semplice e motivando le risposte.
4. Il dipendente non utilizza a fini privati le informazioni, anche non riservate, e i documenti di cui dispone per ragioni di ufficio; non fornisce notizie in merito a questioni in corso di valutazione presso l'Autorità e si astiene dal manifestare opinioni o giudizi su argomenti sui quali l'Autorità si debba pronunciare.
5. Nell'uso dei beni di cui dispone per ragioni di ufficio, il dipendente si comporta in modo da poter sempre giustificare tale uso come conforme al corretto esercizio della propria attività professionale.
6. Il dipendente collabora a mantenere un ambiente di lavoro sicuro, ordinato e salubre, riferisce al responsabile dell'ufficio pratiche o condizioni insicure, disordinate o malsane.

Articolo 5 Imparzialità

1. Il dipendente opera con imparzialità, evita trattamenti di favore, respinge pressioni e prende le proprie decisioni nella massima trasparenza.
2. Nello svolgimento dei suoi compiti il dipendente:
   a) non assume impegni, non dà indicazioni, né fa promesse o propone rassicurazioni in ordine a questioni che rientrano nelle competenze dell'Autorità;
   b) non partecipa ad incontri informali riguardanti questioni che rilevano ai fini delle attività degli uffici dell'Autorità, se a ciò non espressamente autorizzato; in ogni caso non discute con soggetti operanti nei settori di competenza dell'Autorità di procedimenti in corso presso la stessa Autorità se non in presenza di almeno un altro funzionario;
   c) mantiene un comportamento imparziale in occasione di esami o di concorsi pubblici nonché in occasione di procedimenti di valutazione del personale o di trasferimenti.
3. Il dipendente evita di assumere incarichi di rappresentanza in associazioni, fondazioni, altri uffici pubblici di qualsiasi natura, ivi compresi gli incarichi elettivi o di rappresentanza nei partiti politici, qualora da ciò possano derivare obblighi, vincoli o aspettative tali da potere interferire con l'esercizio delle funzioni dell'Autorità.
4. Il Presidente e i Membri, che si trovino nelle situazioni di cui al precedente comma 2, lettera b) ne informano il Collegio anche al fine di decidere con quali modalità convenga procedere.

Articolo 6 Conflitto di interesse
Obbligo di dichiarazione e di astensione

1. Il dipendente non assume decisioni nè svolge attività che riguardano le sue funzioni in situazioni, anche solo apparenti, di conflitto di interessi.
2. Oltre a quanto previsto dall'art. 2, comma 31 della legge, il dipendente informa per iscritto il responsabile dell'ufficio di rilevanti interessi che egli, il coniuge, i parenti entro il secondo grado o i soggetti conviventi abbiano, per quanto di sua conoscenza, nei settori di competenza dell'Autorità. Su motivata richiesta del Garante di cui all'art.12, il dipendente fornisce informazioni sulla propria situazione patrimoniale e tributaria.
3. Qualora il dipendente abbia contatti con soggetti operanti nei settori di competenza dell'Autorità che siano potenzialmente destinatari di interventi della stessa, in vista di realizzare un nuovo rapporto di lavoro o forme di collaborazione o consulenza, ne informa tempestivamente il responsabile dell'ufficio quando possano verificarsi situazioni anche di solo apparente conflitto di interessi.
4. Il dipendente si astiene dal partecipare all'adozione di decisioni o ad attività dell'Autorità, in procedimenti a carattere individuale, che possano coinvolgere, per quanto di sua conoscenza, direttamente o indirettamente interessi propri , del coniuge, di parenti entro il secondo grado o di soggetti conviventi. L'obbligo vale anche nel caso in cui, pur non essendovi un effettivo conflitto di interessi, la partecipazione del dipendente all'adozione della decisione o all'attività possa ingenerare sfiducia nell'indipendenza e nell'imparzialità dell'Autorità.
5. Il dipendente si astiene in ogni altro caso in cui sussistano gravi ragioni di opportunità o di convenienza.
6. Il dipendente, ove ricorrano i presupposti di cui ai commi 4 e 5, ne dà comunicazione scritta al responsabile dell'ufficio, che decide sull'astensione. Nelle situazioni che riguardano il Presidente e i Membri dell'Autorità, la comunicazione va data al Collegio, che decide sull'astensione.
7. Per almeno due anni dalla cessazione del rapporto di lavoro con l'Autorità, i dipendenti, aventi qualifica di dirigenti non intrattengono, direttamente o indirettamente, rapporti di lavoro, di collaborazione o di consulenza con soggetti operanti nei settori di competenza dell'Autorità, né assumono funzioni di amministratore o di sindaco delle stesse.

Articolo 7 Riservatezza

1. Fuori dai casi previsti dalla normativa vigente, il dipendente non fornisce notizie riservate in merito a procedimenti avviati presso l'Autorità, né rilascia informazioni su provvedimenti dell'Autorità prima che questi siano formalmente deliberati e comunicati alle parti.
2. Il dipendente consente l'accesso alle informazioni a coloro che ne hanno titolo, nei limiti consentiti dal segreto d'ufficio, da disposizioni legislative o regolamentari e dagli obblighi di riservatezza.

Articolo 8 Rapporti con gli organi di stampa e altri mezzi di telecomunicazione

1. Il dipendente, ove non espressamente autorizzato, si astiene da ogni dichiarazione pubblica che non tuteli l'immagine dell'Autorità.
2. Il dipendente non sollecita la pubblicità, o anche la semplice divulgazione, in qualunque forma, di notizie che riguardano procedimenti avviati presso l'Autorità .
3. Il dipendente non intrattiene rapporti con organi di stampa, o con altri mezzi di informazione, ove non espressamente autorizzato. Nel caso sia destinatario di richieste di informazioni o chiarimenti da parte di organi di .stampa o radiotelevisivi, ne informa tempestivamente il responsabile dell'ufficio.

Articolo 9 Regali e altre utilità

1. Il dipendente non accetta, neanche in occasione di festività, per sé o per altri, regali o altre utilità aventi valore economico da soggetti operanti nei settori di competenza dell'Autorità, ad eccezione dei regali d'uso, purché di modico valore.
2. Il dipendente che, indipendentemente dalla sua volontà, riceve dai soggetti di cui al comma precedente doni o altre utilità di non modico valore, ne dà tempestivamente comunicazione scritta al responsabile dell'ufficio e provvede alla loro immediata restituzione per il tramite del Servizio amministrazione e personale dell'Autorità.
3. Il dipendente non accetta denaro, nè altre utilità, se non di modico valore, per la partecipazione a convegni, seminari, dibattiti o manifestazioni similari. L'ospitalità, anche sotto forma di rimborso delle spese di viaggio e soggiorno, è ammessa nei limiti in cui sia riconosciuta agli altri partecipanti. In ogni caso tali rimborsi dovranno essere dichiarati al Servizio amministrazione e personale dell'Autorità al fine del riconoscimento e del calcolo delle spese di missione.

Articolo 10 Attività collaterali

1. Oltre a quanto previsto dall'art. 2, comma 31, della legge e dall'art. 17 del Regolamento del personale, il dipendente non svolge comunque attività che contrastino con l'adempimento dei compiti di ufficio o che in qualsiasi modo possano recare nocumento all'immagine dell'Autorità.
2. Il dipendente interviene in tale qualità a convegni, seminari, dibattiti o manifestazioni similari solo qualora gli stessi siano adeguatamente qualificati dal punto di vista istituzionale, tecnico o scientifico e riguardino materie di specifico interesse per l'attività dell'ufficio. In situazioni del genere, il dipendente ha cura di precisare il carattere personale delle opinioni espresse.
3. Il dipendente che ha intenzione di pubblicare su riviste o altri organi di stampa studi o articoli che abbiano ad oggetto materie di competenza dell'Autorità, ne informa il Direttore generale, avendo cura di precisare nel testo il carattere personale delle opinioni espresse.

Articolo 11 Comportamento nella vita sociale

1. Il dipendente non si avvale della posizione che ricopre nell'Autorità per ottenere utilità che non gli spettano. A tal fine evita di dichiarare o di lasciare intendere la propria posizione in tutti i casi in cui ciò non risponda ad esigenze obiettive.
2. Il dipendente non intrattiene con chi abbia interesse per i provvedimenti dell'Autorità rapporti tali da compromettere la sua indipendenza e imparzialità di giudizio.
3. Il dipendente non procede ad operazioni finanziarie che coinvolgano soggetti che siano potenzialmente destinatari di provvedimenti dell'Autorità. In particolare non utilizza per gli stessi fini informazioni delle quali sia venuto a conoscenza in ragione del suo rapporto di lavoro presso l'Autorità.

Articolo 12 Garante del codice etico

1. L'Autorità designa una persona di notoria indipendenza, da individuarsi tra coloro che esercitano o abbiano esercitato le funzioni di magistrato delle giurisdizioni superiori, tra i professori ordinari di università in materie giuridiche, ovvero tra gli avvocati dopo venticinque anni di esercizio, con l'incarico di Garante della corretta applicazione del presente codice etico. Il Garante del codice etico risponde a quesiti sull'interpretazione delle disposizioni contenute nel codice e contribuisce alla cura e alla risoluzione di casi; riferisce al Presidente in ordine a situazioni anomale eventualmente riscontrate. A richiesta del Presidente, il Garante rende pareri sulla correttezza dei comportamenti di quanti operano nell'Autorità.
2. Il Garante dura in carica due anni e può essere confermato una sola volta. Il Garante per l'esercizio delle sue funzioni si avvale della collaborazione, tecnica e di documentazione, degli uffici dell'Autorità.

Articolo 13 Disposizioni finali

1. Il presente codice etico entra in vigore dalla data di approvazione da parte dell'Autorità. Il Garante può formulare al Collegio proposte di modifica o integrazione che l'Autorità si riserva di approvare.
2. Il codice etico viene pubblicato nel Bollettino dell'Autorità.

Roma, 25-28 novembre 1998

CONFERENZA NAZIONALE ENERGIA E AMBIENTE

COMUNICAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS ALLA CONFERENZA NAZIONALE ENERGIA E AMBIENTE

I mutamenti del contesto economico e istituzionale

Il decennio che è intercorso dal 1987, anno della prima *Conferenza nazionale* dell'energia, ha visto il succedersi di mutamenti profondi del contesto in cui si collocano le attività e le politiche in campo energetico. Lo stesso scenario macroeconomico del settore energetico è mutato: i dati più eclatanti sono la lunga flessione, tuttora in atto, dei prezzi internazionali e il manifestarsi di eccessi di offerta sui mercati delle fonti primarie.

Sviluppi allora non facilmente prevedibili hanno radicalmente mutato gli equilibri globali, interessando i rapporti politico-strategici, le relazioni economiche e il quadro istituzionale. Con un'inevitabile forzatura imposta dall'esigenza di sintesi, i tre fenomeni di maggiore portata innovativa sono stati probabilmente il superamento della contrapposizione fra blocchi, la globalizzazione dei sistemi economici, il mutamento del ruolo e della natura degli stati nazionali.

Ciascuno di questi sviluppi ha concorso a mutare i termini di riferimento per le politiche del settore energetico. Il "dividendo della pace" ha posto a disposizione della politica economica risorse prima destinate a scopi difensivi, permettendo di guardare con maggiore attenzione alla domanda di tutela dell'ambiente che nel frattempo si è andata rafforzando nella società civile; nello stesso tempo ha fatto emergere il problema della preoccupante condizione ambientale del sistema produttivo dei paesi in via di transizione, prima che la recente crisi economica ne attenuasse in parte la gravità. La globalizzazione dei mercati, favorita dai progressi tecnologici e organizzativi nei sistemi di comunicazione, di trasporto e in quelli finanziari, ha accentuato la pressione concorrenziale sull'economia, fino a lambire settori produttivi, come quelli energetici, tradizionalmente meno esposti al confronto competitivo perché protetti da assetti monopolistici. La ridefinizione del ruolo dello Stato, attuata sia con il rafforzamento dei compiti di regolazione dei rapporti economici rispetto a quelli allocativi, sia con l'emergere di nuovi livelli di governo sul piano sovranazionale e regionale, ha fatto sorgere nuovi soggetti di riferimento per le politiche energetiche. Ne sono esempi significativi il rafforzamento del ruolo svolto dalla Commissione europea a tutela e a sostegno della concorrenza nei servizi pubblici e, in Italia, la devoluzione alle autonomie locali di compiti amministrativi in materia energetica, prevista dalle innovazioni normative che attuano il decentramento di molte funzioni di governo.

In Europa questi sviluppi hanno trovato un'espressione specifica nel processo di integrazione europea e nel passaggio alla moneta unica. In Italia, le vicende del processo di risanamento del bilancio pubblico hanno condizionato la ridefinizione del ruolo dell'operatore pubblico nell'economia: mentre le politiche di risanamento finanziario degli anni novanta hanno permesso di rispettare l'impegno assunto dall'Italia a partecipare all'Unione monetaria fin dal suo avvio, più debole è stata la ridefinizione del ruolo del settore pubblico nell'economia. In particolare, nei servizi di pubblica utilità, tradizionalmente forniti in condizioni monopolistiche, alla trasformazione istituzionale degli enti di gestione e successivo avvio della loro privatizzazione ha fatto riscontro un'azione meno intensa in favore della liberalizzazione delle condizioni di esercizio di quei servizi, che costituisce la condizione per aprire al mercato i settori che li producono.

Privatizzazione e liberalizzazione dei servizi pubblici sono tuttavia interventi distinti, che appartengono a livelli decisionali profondamente diversi. Le scelta di mutare l'assetto proprietario di un'impresa pubblica è una decisione di politica economica che può avere finalità diverse nel tempo e nei singoli contesti nazionali: la riforma dei meccanismi di governo delle imprese, l'efficienza dei mercati finanziari, la riduzione del debito pubblico. La liberalizzazione è invece una scelta che si giustifica sul piano del merito tecnico-economico; essa è favorita dal mutamento delle condizioni tecnologiche che ha interessato in diversa misura i settori di pubblica utilità: dalle telecomunicazioni, dove l'impulso innovativo della tecnologia è stato dirompente, fino ai servizi a rete, come i sistemi energetici e di trasporto, in cui l'innovazione tecnologica si è concentrata in singoli segmenti.

In materia ambientale nell'ultimo decennio si è assistito all'affermarsi di una dimensione globale o transnazionale dei problemi. Fenomeni quali l'effetto serra, le piogge acide, il buco dell'ozono, la deforestazione, l'inquinamento degli oceani, la riduzione della biodiversità hanno assunto, nella percezione della comunità scientifica, dei *policy makers* e di ampi settori dell'opinione pubblica un orizzonte mondiale. A questo mutamento di prospettiva ha concorso sia una crescente e diffusa sensibilità ambientale nei paesi più sviluppati, sia la possibilità di destinare risorse pubbliche e private prima destinate a scopi militari, frutto del clima di distensione internazionale.

L'affermarsi di una dimensione globale dei mercati energetici e dei problemi ambientali impone un'esigenza di coordinamento a vari livelli. L'orizzonte internazionale fa sorgere la necessità di una regolazione sovranazionale come sostituto imperfetto di un "governo mondiale" per i problemi ambientali; la natura di "bene pubblico" delle risorse naturali e i conseguenti incentivi al *free riding* rendono opportuno il coordinamento fra stati nazionali, autonomie locali, soggetti istituzionali e politiche di intervento.

Nello stesso tempo, sul piano istituzionale, è cresciuto il ruolo di indirizzo delle autorità indipendenti nella promozione all'apertura delle reti elettriche e del gas. In molti contesti nazionali, la liberalizzazione del settore si è accompagnata alla nascita di nuove autorità di regolazione: l'istituzione di un'autorità indipendente per la regolazione dei servizi dell'energia elettrica e del gas ha allineato l'Italia a tendenze in atto dalla fine degli anni ottanta in molti paesi industrializzati. Dopo gli Stati Uniti, pionieri della riforma con la creazione delle *Public Utility Commissions* e del corrispondente organo federale di regolazione del settore energetico (FERC), i paesi anglosassoni, latino-americani e nordeuropei sono stati fra i primi ad adottare, alla fine dello scorso decennio, nuovi istituti di regolazione. Al diretto controllo governativo, attuato attraverso uno o più ministeri o commissioni interministeriali, si sono sostituiti nuovi soggetti di regolazione dotati di differenti gradi di indipendenza e autonomia, che spesso hanno affiancato gli organi preposti alla tutela della concorrenza.

In Europa, nuovi modelli di regolazione nel settore energetico si riscontrano nel maggior parte dei paesi. Costituiscono fino a oggi eccezioni la Francia, la Germania, l'Olanda e il Belgio, che mantengono strutture di tipo tradizionale. L'Italia, con gli Stati Uniti, è uno dei pochi paesi in cui si è compiuta la scelta di attribuire a un'unica autorità di regolazione la competenza sia per il settore elettrico, sia per quello del gas; Spagna e Regno Unito stanno seguendo questo indirizzo e sono prossimi a unificare i soggetti di regolazione del settore energetico; anche la Francia appare intenzionata a mutare, dal 1999, il proprio assetto di controllo del settore elettrico (*cfr.* il prospetto seguente).

I regolatori indipendenti nel settore energetico

PAESE	Data di istituzione	Settore di competenza	Soggetto di regolazione
Argentina	1990	Elettricità Gas	ENRE *Entitade Nacional de Regulacion de Electricidad* ENERGAS
Cile	1982	Energia	CNE *Comisión Nacional de Energia*
Australia New South Wales Victoria	1992 1993	Tutti i servizi di pubblica utilità	IPART - *Independent Pricing and Regulatory Tribunal* *Office of the Regulator General*
Canada **Alberta** **British Columbia**	 1995 1980	 Energia Energia	 *Alberta Energy and Utilities Board* *British Columbia Utilities Commission*
Finlandia	1995	Elettricità	SAHKOMARKKINAKESUS *Electricity Market Authority*
Gran Bretagna	1989	Elettricità	OFFER, *Office of Electricity Regulation*
	1986	Gas	OFGAS, *Office of Gas Regulation*
	1998	Elettricità e gas	*Regolatore unico dal gennaio 1999*
Italia	1995	Elettricità e gas	Autorità per l'energia elettrica e il gas
Norvegia	1990	Energia e acqua	NVE *Norges Vassdrags-og Energiverk*
Portogallo	1995	Elettricità	ERSE *Entitade Regulatora do Sector Eléctrico*
Spagna	1994	Elettricità	CNSE *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico*
	1998	Energia (elettricità, gas e idrocarburi)	CNE *Comisión Nacional de Energia*, a partire dal gennaio 1999
Svezia	1991	Elettricità	NUTEK
Stati Uniti	1987	Energia Servizi di pubblica utilità	FERC (organo federale), *Federal Energy Regulatory Commission* *Public Utilities Commission* (organi statali)

L'Autorità di regolazione: le riforme tariffarie e il ruolo dei consumatori

È in questo contesto, quello della promozione della concorrenza e dell'efficienza, che va collocata in Italia la nascita delle autorità indipendenti di regolazione settoriale, avvenuta con la legge n. 481 del 1995. Esse operano laddove il mercato non è ancora in grado di garantire pienamente l'interesse collettivo per l'esistenza di distorsioni o vincoli che ne limitano il normale funzionamento. L'indipendenza implica che esse agiscono assumendo le proprie decisioni solamente in base alla legge e ai propri istituti regolamentari, senza interventi diretti da parte del Governo ma in collaborazione con esso, nel quadro degli obiettivi di politica economica definiti a livello nazionale e comunitario.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha il compito di attuare le finalità indicate legge n. 481 del 1995. Tra queste vi sono quelle di "*garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza*" nei settori regolati, nonché di "assicurare adeguati livelli di qualità" nella loro fornitura. Le finalità indicate dalla legge istituiva devono essere perseguite assicurando "*la fruibilità e la diffusione* [dei servizi] *in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, ...*". Al sistema tariffario dell'energia elettrica e del gas è inoltre richiesto di "*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*".

Gli obiettivi primari delle autorità e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in particolare vengono perseguiti con gli strumenti innovativi di regolazione di cui esse dispongono: tariffe, livelli di qualità del servizio, condizioni di accesso e di uso delle reti. Questi strumenti possono essere riassunti nella formula della regolazione incentivante, ovvero orientata a determinare la ricerca dell'efficienza attraverso il contenimento dei costi di produzione delle imprese regolate. Lo strumento del *price cap* ne costituisce un classico esempio. Definito dalla legge istitutiva come "*limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo pluriennale*", nella sua formulazione più semplice questo metodo pone un limite alla crescita annua delle tariffe regolate pari alla differenza fra tasso programmato d'inflazione e aumento della produttività conseguibile dall'impresa regolata. Esso pertanto incentiva l'impresa regolata a conseguire risparmi di costo per tradurli in maggiori profitti.

L'Autorità opera con pienezza di poteri dall'aprile del 1997. Completata la fase di prima attuazione, la sua attività si è svolta su diversi piani di intervento. Un primo insieme di interventi, di natura contingente, è stato finalizzato a sciogliere i nodi rimasti irrisolti del precedente contesto di regolazione e favorire la definizione di basi coerenti e trasparenti propedeutici alla definizione di un nuovo assetto tariffario. Un secondo insieme di misure, di natura più strutturale, è stato rivolto al disegno di nuovi ordinamenti tariffari, della promozione della concorrenza e della qualità del servizio. Un terzo insieme di azioni è consistito nella raccolta sistematica di dati e informazioni su aspetti del sistema energetico nazionale poco approfonditi nel precedente quadro di regolazione, tra cui quelli relativi alla qualità e sicurezza del servizio e alla tutela dei consumatori.

In futuro, l'attività dell'Autorità sarà orientata a favorire una transizione ordinata verso un assetto concorrenziale attraverso la definizione di nuovi ordinamenti tariffari. Nel settore dell'energia elettrica, il disegno tariffario sarà coerente con la separazione in fasi verticali del servizio (generazione, trasmissione e vettoriamento, distribuzione e vendita). Prossimi interventi riguarderanno la disciplina dei corrispettivi di vettoriamento e dei servizi di rete per i produttori di energia elettrica. Verrà successivamente varata anche la riforma delle tariffe di fornitura, introducendo forme di flessibilità per gli esercenti nella determinazione delle tariffe compatibilmente con

il mantenimento dell'unicità a livello nazionale della tariffa; verranno ridotte le categorie di utenza e introdotta una diversa definizione delle fasce di consumo; saranno modificati i limiti di consumo e le condizioni di accesso alla cosiddetta *fascia sociale*; verrà definito un sistema di perequazione fra le aree territoriali e saranno previste le modalità di riconoscimento in tariffa degli investimenti volti a innalzare la qualità del servizio. Criterio guida per le variazioni delle tariffe sarà quello del *price cap*. Il nuovo ordinamento tariffario lascerà spazio al mercato ogni volta questo sia possibile, ribaltando logiche basate sul "rimborso a piè di lista" in favore dell'aderenza ai costi minimi di produzione; saranno trasmessi segnali corretti all'utente finale, anche attraverso il ricorso a misure rivolte al controllo attivo della domanda.

Nel servizio del gas naturale è allo studio una riforma tariffaria basata su criteri di trasparenza, di riequilibrio territoriale e contabile e sull'applicazione del *price cap*. I primi interventi normativi potrebbero riguardare i criteri di determinazione delle tariffe di vettoriamento attraverso le reti ad alta pressione, la struttura delle tariffe dei gas distribuiti a mezzo delle reti urbane e le modalità di indicizzazione delle tariffe stesse per la parte riferibile alle componenti della materia prima e agli altri combustibili fossili. In una fase successiva verrà affrontata la riforma delle componenti riferibili ai costi di trasporto sostenuti nella distribuzione primaria. Il nuovo sistema distinguerà fra i segmenti destinati a rimanere in condizioni di monopolio tecnico e quelli potenzialmente apribili al confronto concorrenziale, ispirandosi ai principi contenuti nella direttiva europea. Riconoscendo in tariffa i costi efficienti comprensivi della remunerazione del capitale investito e di un'adeguata considerazione della qualità del servizio reso, il nuovo sistema tenderà a superare i limiti del sistema attuale: scarsa trasparenza della formazione dei prezzi, modesto rilievo delle spese di manutenzione della rete e dei costi di gestione, forte differenziazione territoriale delle tariffe in assenza di corrispondenti divari nei costi di erogazione.

Per entrambi i settori regolati dall'Autorità verranno introdotte forme di separazione amministrativa e contabile delle attività nelle aziende verticalmente o orizzontalmente integrate, verranno rivisti i meccanismi di incentivo alle energie rinnovabili, gli standard di qualità per il servizio elettrico e del gas naturale (collegandoli in parte alla struttura tariffaria) e i rimborsi automatici ove tali standard non siano rispettati. Si introdurranno procedure di conciliazione e arbitrato per favorire la composizione delle controversie degli esercenti con gli utenti e i consumatori attraverso soluzioni stragiudiziali. Verranno definite forme di riconoscimento in tariffa di investimenti capaci di promuovere l'uso efficiente delle risorse energetiche. Saranno formulate proposte al Governo per la ridefinizione degli schemi di concessione.

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. La presenza stessa dell'Autorità permette di dare rappresentanza e di unificare interessi diffusi, quelli dei consumatori e degli utenti, che in Italia hanno tradizionalmente goduto di una debole visibilità istituzionale. Per perseguire questi obiettivi con efficacia, la legge n. 481/95 pone a disposizione all'Autorità vari strumenti 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 tutela degli interessi dei consumatori e degli utenti si basa anche sul 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. Queste procedure sono funzionali agli interventi di natura regolamentare, quali l'emanazione di direttive volte a modificare le condizioni generali del rapporto di utenza. Trasparenza procedurale, promozione della qualità del servizio, disciplina delle modalità di conciliazione e arbitrato sono riferimenti fondamentali per l'azione dell'Autorità a tutela dei consumatori e utenti.

Energia, ambiente e uso efficiente delle risorse

I temi ambientali e dell'uso efficiente delle risorse sono al centro delle riflessioni della *Conferenza nazionale*. Essi costituiscono anche un riferimento fondamentale per l'azione dell'Autorità, nel quadro degli obiettivi stabiliti dal Governo e dal Parlamento. La legge istitutiva affianca le finalità di tutela dell'ambiente, di uso corretto delle risorse e di carattere sociale ai fini primari della regolazione: promozione della concorrenza, dell'efficienza e della qualità del servizio. In particolare la legge obbliga il regolatore a tenere conto delle finalità di "*tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse*" nella fissazione delle tariffe.

L'Autorità ritiene che la tutela dell'ambiente debba essere collocata nel quadro della transizione del settore energetico verso strutture concorrenziali e di mercato. Si richiede in primo luogo attraverso l'ampliamento del numero dei soggetti operanti sul lato dell'offerta: ciò comporta benefici ambientali nella misura in cui i nuovi entranti sono dotati delle tecnologie più efficienti. La maggiore efficienza potrà tradursi in un uso più razionale delle fonti primarie, a parità di resa finale del servizio. Riflettendo un'impostazione moderna e attenta alle compatibilità ambientali, il rafforzamento della qualità del servizio potrà cogliere il mutamento di preferenze dei consumatori in favore dell'impiego di tecnologie a minore impatto ambientale o comunque "più pulite".

Nel favorire una maggiore tutela ambientale un ruolo cruciale è affidato ai meccanismi concorrenziali. In un assetto aperto al mercato, i prezzi riflettono correttamente le scarsità relative, compresi quelli delle risorse energetiche. Più in generale, un ambiente concorrenziale è adatto a stimolare il ricorso a strumenti flessibili nella conduzione delle politiche di tutela, quali tasse ambientali, incentivi e accordi volontari, superando il ricorso a strumenti d'impronta dirigistica, come indica l'esperienza di numerosi paesi firmatari del Protocollo di Kyoto

Il nuovo contesto offre importanti opportunità di crescita per le imprese operanti in questi mercati e in quelli ad essi collegati secondo percorsi più compatibili con la tutela dell'ambiente. Occorre promuovere l'impiego di nuove tecnologie e di fonti rinnovabili nei nuovi impianti di generazione. È necessario stimolare forme di gestione della domanda che siano coerenti con la liberalizzazione; utilizzare meccanismi di mercato per selezionare le iniziative e i sussidi da accordare a chi effettua investimenti di risanamento ambientale e di promozione dell'uso razionale dell'energia.

L'obiettivo di coniugare lo sviluppo con la salvaguardia delle risorse naturali va perseguito attraverso l'assegnazione di finalità ambientali a un ampio spettro di politiche: energetiche, fiscali e tariffarie. Relativamente a queste ultime, l'art. 36, lettera e), della legge n. 128/98 prevede che vengano incentivati "*attraverso un'adeguata politica di sostegno e di stimolo, l'uso delle energie rinnovabili e il risparmio energetico, anche con l'obiettivo di una riduzione delle emissioni di CO2*". La bozza di decreto legislativo sul riordino del settore elettrico, recentemente presentata dal Governo, stabilisce che una quota pari a un quinto dell'energia elettrica immessa in rete provenga da fonti rinnovabili e prevede la ripartizione territoriale delle risorse da destinare al loro sussidio.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas intende ricorrere a tutti gli strumenti di cui dispone per perseguire questi obiettivi sulla via della riforma dei meccanismi di regolazione tariffaria. Alcuni interventi sono già stati attuati; altri sono in via di definizione. Un primo esempio di misure con effetti favorevoli sull'efficienza energetica, è rappresentato dal provvedimento con cui nel giugno dello scorso anno è stato ridefinito il sistema di determinazione dei costi di combustibile riconosciuti alle imprese elettriche: al di là dell'aggiustamento di breve periodo, esso produrrà indirettamente effetti positivi sull'ambiente attraverso il contenimento dei consumi di

input energetici impiegati dalla generazione; un secondo esempio concerne la revisione delle modalità di riconoscimento in tariffa dei costi riferibili all'elettricità prodotta con impianti alimentati con fonti rinnovabili di nuova costruzione; azioni future riguarderanno il finanziamento attraverso meccanismi tariffari di politiche di controllo attivo della domanda.

Su un piano più generale, si può affermare che non vi è conflitto fra promozione dell'efficienza aziendale e salvaguardia dell'ambiente naturale: l'esigenza di perseguire la massimizzazione dell'efficienza tecnica, ossia di comprimere le diseconomie interne alle imprese e di ridurre i costi di produzione, si può conciliare con l'invio di corretti segnali al consumatore finale sul costo sociale dell'uso dell'energia. Occorre chiudere il divario fra costi privati e costi sociali nell'uso dell'energia di modo che i prezzi dell'energia riflettano correttamente le esternalità ambientali connesse con l'uso di tali risorse. Costi di produzione ragionevolmente bassi possono coesistere con prezzi di mercato ragionevolmente alti se l'operatore pubblico interpone un appropriato cuneo di natura fiscale o parafiscale fra di essi: il compito di ricomporre il divario fra costi sociali e costi privati che si forma nella filiera energetica spetta pertanto al sistema tributario, in particolare all'imposizione indiretta.

L'Autorità si appresta a ridisegnare la struttura delle tariffe di fornitura dell'energia elettrica; un intervento di analoga portata riguarderà in seguito le tariffe del gas naturale. È pertanto auspicabile che mutino conseguentemente anche i criteri odierni di determinazione delle imposte sull'energia. Il coordinamento fra interventi tariffari e interventi tributari è anche necessario per dare trasparenza al sistema dei prezzi dell'energia e non accrescerne la complessità, inviando all'utente segnali discordanti. La recente proposta del Governo di attribuire esplicitamente all'imposizione indiretta sull'energia finalità di tutela ambientale, introducendo una *carbon tax* e prevedendo modalità di restituzione del gettito raccolto con tale tributo, muove nella direzione corretta.

Dal lato dell'offerta possono scaturire significativi miglioramenti di efficienza. Nel settore termoelettrico occorre migliorare i rendimenti energetici e favorire con strumenti non distorsivi l'ammodernamento del parco di generazione. Il processo di liberalizzazione apre la via all'introduzione di nuovi impianti a ciclo combinato e alla graduale modifica del *mix* di fonti. Dovrà crescere il ricorso a combustibili a minor contenuto di carbonio e alle fonti rinnovabili. L'effetto combinato di questi due fattori è in grado di produrre significative riduzioni nelle emissioni di gas serra: a titolo esemplificativo, si può valutare che una sostituzione di 15.000 MW a bassa efficienza dell'attuale parco di generazione dell'Enel con impianti a ciclo combinato a gas dotati di rendimenti superiori al 50 per cento consentirebbe una riduzione dell'ordine di 23 milioni di tonnellate di CO_2, pari a oltre un quinto dello sforzo richiesto all'Italia per ottemperare agli impegni assunti a Kyoto e ad oltre il 5 per cento delle emissioni del 1990.

Anche sul versante degli impieghi dell'energia per usi finali, la promozione della concorrenza offre importanti opportunità di valorizzazione del potenziale di domanda di energia "pulita" e di risparmio energetico. Tali occasioni andranno colte sia riconoscendo esplicitamente in tariffa il costo di interventi di modulazione e razionalizzazione della domanda (*demand-side managment*) e all'uso razionale dell'energia, sia attraverso politiche mirate di informazione degli utenti. Nella legge istitutiva delle autorità di regolazione vi sono almeno tre riferimenti che richiamano questi aspetti. Un primo vincolo, a carattere generale, si coglie all'art. 1, comma 1, per il quale "*il sistema tariffario deve ... 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*". Un secondo riferimento si ritrova all'art. 2, comma 12, lettera e), che prevede che le autorità di regolazione, nel deter-

minare i livelli tariffari e il loro aggiornamento, individuino anche le modalità per consentire "*il recupero dei costi eventualmente sostenuti ... in modo da assicurare ... la realizzazione degli obiettivi generali di ... uso efficiente delle risorse*". Infine, l'art. 2, comma 19, prescrive che tra gli elementi presi in considerazione nella formula del price cap figurino anche i "costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse".

I programmi di gestione della domanda finalizzati all'uso più efficiente dell'energia elettrica, presupponendo anche lo sviluppo di un mercato dei servizi a valle del contatore, dovranno essere resi compatibili con le norme a tutela della concorrenza; al riguardo appare ragionevole prevedere la separazione amministrativa tra le attività di distribuzione e di vendita. Più in generale, gli interventi sulla produzione di energia elettrica e i suoi usi dovranno essere parte di una programmazione efficiente delle risorse, basata su stime ragionevoli e verificabili dei costi e dei benefici.

I nuovi assetti del settore elettrico

Il settore elettrico è investito, in Europa e nel mondo, da possenti spinte verso la liberalizzazione e la conseguente deregolamentazione. In Italia, il settore 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. Si tratta 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.

L'età media avanzata degli impianti di generazione, l'elevato grado di dipendenza dall'olio combustibile e la modesta presenza di impianti a tecnologia avanzata rappresentano alcuni degli elementi di debolezza del sistema elettrico nazionale che rendono possibili ampi margini di miglioramento nei rendimenti. I sussidi incrociati fra fasce di utenza e di consumo, con la presenza di estese agevolazioni, distorcono 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. Dal confronto internazionale emerge l'elevatezza dei prezzi dell'energia elettrica, al netto e al lordo delle imposte, in particolare quelli applicati alle piccole e medie imprese, all'artigianato e al settore terziario. Concorre a tale effetto anche il peso fiscale sull'elettricità, particolarmente elevato in Italia rispetto ad altri paesi europei. Ulteriori elementi di debolezza sono individuabili sul piano della tutela ambientale, dell'innovazione tecnologica e della qualità del servizio.

L'Autorità, nel recente documento *Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'attuazione 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*, ha individuato alcuni principi utili alla liberalizzazione del settore elettrico, individuandone gli obiettivi. Il documento costituisce un contributo fornito dall'Autorità in vista del riordino del sistema elettrico.

Il Governo ha in seguito definito i propri indirizzi in materia di riordino del servizio elettrico, presentando uno schema di decreto legislativo che attua nell'ordinamento i principi definiti nella direttiva europea. L'impianto che scaturisce dal decreto legislativo muta significativamente l'attuale assetto del servizio elettrico, in termini di ridimensionamento del peso dell'operatore dominante, di apertura del mercato della generazione e del ruolo delle infrastrutture trasmissive.

In linea di principio, la liberalizzazione del settore elettrico dovrà proporsi di accrescere la competitività del sistema elettrico nazionale e di garantire l'universalità, la

qualità e la sicurezza del servizio. In tale modo potrà dare un contributo alla modernizzazione del sistema economico del Paese. In estrema sintesi, le condizioni minime affinché ciò possa avvenire sono essenzialmente due: *a*) la piena *contendibilità* del mercato elettrico, attuata con la nascita di un numero adeguato di soggetti, con dimensioni non troppo differenti fra loro, sia sul lato dell'offerta (generatori e distributori), sia dal lato della domanda (clienti idonei e distributori); *b*) l'assoluta *indipendenza* del gestore della rete di trasmissione dai più rilevanti interessi presenti nel settore.

Le considerazioni svolte dall'Autorità nel documento citato riguardano aspetti specifici dell'organizzazione del sistema elettrico. Si riprendono qui alcuni aspetti di carattere generale, soffermandosi in particolare sulle finalità del riordino in relazione alla generazione, all'organizzazione della rete e del mercato, alle attività di distribuzione e vendita, al ruolo dell'acquirente unico e delle interconnessioni con l'estero.

L'Autorità ritiene che l'attività di *generazione* dell'energia elettrica debba essere libera, nel rispetto dei requisiti tecnici per l'allacciamento alla rete, dei vincoli di protezione dell'ambiente e di localizzazione, e delle finalità generali di sicurezza del sistema di generazione elettrica nazionale. L'assetto organizzativo e proprietario dovrà essere congruente con l'apertura alla concorrenza e l'ammodernamento del parco impianti, per permettere il contenimento dei costi di produzione e dell'impatto sull'ambiente. Un modesto grado iniziale di concentrazione proprietaria ne è condizione imprescindibile: esso potrà evolvere dinamicamente con l'ingresso sul mercato di nuovi operatori, allorché alti prezzi della capacità e dell'energia elettrica segnaleranno situazioni di scarsità sul mercato. La fornitura dell'elettricità ai clienti vincolati dovrà essere comunque garantita, anche attraverso gare per l'assegnazione di contratti di lungo termine per accrescere la capacità di generazione.

Un elemento qualificante il futuro assetto concorrenziale è la fissazione di condizioni paritarie per l'accesso alla rete di trasmissione da parte di tutti gli operatori interessati. Gli investimenti finalizzati a mantenere in efficienza le rete e a svilupparne la portata dovranno anche favorire il prevalere di livelli tendenzialmente uniformi di sicurezza, qualità del servizio e salvaguardia ambientale sull'intero territorio nazionale.

L'Autorità ritiene che la creazione in tempi rapidi di un *mercato all'ingrosso* dell'energia elettrica costituisca uno strumento adatto a rafforzare la concorrenza nella generazione elettrica. Il mercato dovrà operare in condizioni di trasparenza; dovrà favorire il riposizionamento degli operatori attuali e la comparsa di nuovi soggetti. La maggiore concorrenza assicurerà la minimizzazione del costo variabile della generazione, l'adattamento di medio periodo del parco di generazione elettrica e l'invio di segnali corretti gli utenti finali circa il costo dell'energia. Come suggeriscono altre esperienze di liberalizzazione, la riduzione dei costi può tradursi in un beneficio netto per i consumatori finali di energia elettrica.

La soluzione organizzativa più appropriata per il funzionamento del mercato consiste, a parere dell'Autorità, nell'introduzione di una *borsa dell'energia elettrica*, destinata a concentrare gli scambi di energia, comprese le eccedenze e l'energia importata. Nella borsa il prezzo di equilibrio dovrà essere determinato attraverso meccanismi competitivi di offerta in grado di individuare il costo variabile di generazione dell'impianto più costoso tra quelli attivati in ogni intervallo di tempo rilevante. Dal lato della domanda, sono soprattutto i criteri seguiti per attribuire la qualifica di *cliente idoneo* che determineranno l'effettiva apertura del mercato elettrico, che l'Autorità si augura essere la più ampia possibile.

Lo sviluppo di un mercato concorrenziale dovrà essere compatibile con la presenza del cosiddetto *acquirente unico*. Tale soggetto dovrà essere in grado di acquistare energia per servire i clienti vincolati e sottoscrivere contratti di lungo termine con

generatori nazionali o esteri per garantire la fornitura anche nei casi di deficit di capacità. Per la costruzione di capacità aggiuntiva appare opportuno il ricorso a procedure di gara.

La d*istribuzione* di energia elettrica ha caratteristiche tecniche ed imprenditoriali diverse da quelle dell'attività di vendita, tali da richiederne una disciplina distinta. Infatti, mentre la vendita può essere gradualmente aperta alla concorrenza in funzione dell'aumento dei clienti idonei, la distribuzione è un servizio che si svolge in condizioni di monopolio naturale locale in quanto richiede l'impiego di infrastrutture trasmissive non replicabili a tale livello. In questo segmento della filiera elettrica vanno incoraggiate l'aggregazione delle reti minori in complessi di maggiori dimensioni e l'unificazione della distribuzione nelle aree urbane servite da più imprese. La regolazione della fase di distribuzione dovrà premiare le attività di manutenzione e sviluppo della rete, indurre gli operatori a raggiungere dimensioni adeguate per lo sfruttamento delle economie di scala, assicurare la fornitura universale del servizio e il miglioramento della sua qualità. Essa dovrà prevedere forme di perequazione territoriale dei costi di distribuzione, strumento indispensabile per mantenere l'unicità territoriale della tariffa; dovrà infine consentire di privilegiare la fornitura alimentata da flussi prodotti con fonti rinnovabili. Anche l'*interconnessione* della rete di trasmissione nazionale con le reti degli altri paesi e l'accesso alle relative infrastrutture a condizioni paritarie rappresentano fattori cruciali per lo sviluppo del mercato domestico dell'energia elettrica e per la sua integrazione in quello continentale.

Il futuro assetto del settore del gas

Il servizio del gas naturale è caratterizzato da una forte concentrazione nell'approvvigionamento e nel trasporto e da un grande frazionamento nella distribuzione, dove prevalgono condizioni di monopolio locale. Anche in Italia, come in altri paesi europei, il settore si presenta in forma verticalmente integrata con la più importante impresa del settore che, attraverso le proprie partecipate, controlla l'intera filiera del gas naturale. Questo scenario potrà mutare in concomitanza con il recepimento nell'ordinamento della direttiva europea sul mercato interno del gas che potrà rappresentare l'occasione per un riordino su basi più concorrenziali.

L'assetto verticalmente integrato del settore si è accompagnato al suo forte sviluppo; la crescita dei consumi di gas ha favorito la diversificazione delle fonti energetiche e ha permesso di contenere l'impatto ambientale del sistema energetico. Con il progredire del processo di metanizzazione del territorio, la necessità di realizzare investimenti onerosi e con ritorni di lungo periodo si è però ridotta. Di conseguenza, hanno perso rilevanza molti degli argomenti utilizzati in passato per favorire il mantenimento di un assetto verticalmente integrato, mentre si è rafforzata l'attenzione a fattori di prezzo e di qualità del servizio.

Nel mutato contesto, occorre verificare la presenza dei requisiti necessari a far nascere un'effettiva competizione nel settore. Dove siano presenti caratteri di monopolio naturale e non sussistano elementi per un loro rapido superamento, si dovrà intervenire con un'appropriata regolamentazione per non ritardare il processo di apertura del mercato.

La direttiva europea imporrà la nascita di un vero mercato unico continentale, in cui la molteplicità degli attori dovrà operare su basi concorrenziali. La direttiva rappresenterà anche un'opportunità di crescita, l'occasione per una riforma degli aspetti del settore del gas naturale che non rispondono più all'attuale stadio di sviluppo del servizio in un contesto aperto. Il suo recepimento dovrà essere l'occasione per definire le funzioni dell'impresa dominante e delle sue controllate riguardo alle condizioni di accesso alla rete, al trattamento dello stoccaggio, agli obblighi di servizio pubblico. In positivo, andranno colte le opportunità di razionalizzare la fase della distribuzio-

ne e di favorire l'internazionalizzazione delle imprese operanti nel settore.

Un aspetto di grande importanza è la separazione contabile delle imprese integrate: la direttiva europea, sebbene non preveda alcuna disposizione specifica in materia di separazione verticale o orizzontale, renderà obbligatorio il mantenimento di contabilità separate per ciascuna fase della filiera produttiva (*unbundling*), sia pure con esclusione della fase della produzione, al fine di assicurare la trasparenza della gestione. Numerosi altri aspetti, tuttavia, richiedono di essere chiariti. Per l'Italia, i punti di maggiore criticità riguardano il grado di apertura del mercato, il possibile conflitto tra quest'ultimo e le soglie di idoneità previste per i clienti eleggibili, il trattamento delle clausole *take or pay*, le modalità di accesso alla rete e in particolare la scelta tra accesso regolato e negoziato.

Il recepimento delle direttiva negli ordinamenti nazionali dovrà avvenire al più tardi entro l'agosto dell'anno 2000. L'unico limite posto all'accesso dei terzi alle reti europee di gasdotti sarà il livello dei consumi di gas: i clienti che supereranno determinate soglie di consumo avranno diritto a far transitare il proprio gas sulle reti di trasporto. Avranno qualifica di clienti idonei i soggetti che al momento dell'entrata in vigore della direttiva consumeranno, per sito produttivo, più di 25 milioni di mc. annui (tale soglia scenderà a 15 e a 5 milioni dopo cinque e dieci anni, rispettivamente). L'apertura del mercato sarà dunque graduale, limitata ad un numero di clienti pur crescente nel tempo.

Per ridurre la disparità di trattamento, che nei diversi paesi potrebbe provenire dalla fissazione di soglie obbligatorie di consumo che definiscono clienti idonei, la Direttiva ha anche fissato un livello del grado di apertura del mercato oltre il quale gli ordinamenti nazionali saranno autorizzati a elevare la soglia individuale sino a rientrare entro tale livello. L'obiettivo finale minimo da raggiungere sarà l'apertura alla concorrenza di una quota significativa del mercato totale di ogni singolo paese membro entro i primi dieci anni di validità della Direttiva: prescrivendo soltanto un obbligo di risultato, essa lascia ad ogni singolo Stato la possibilità di individuare le misure più opportune per ottenere tale risultato. Per questo è stata prevista la possibilità di deroghe all'accesso dove esso contrasti con il rispetto delle clausole *take or pay* e per i paesi in cui il settore del gas naturale è ancora in fase di sviluppo.

È prevedibile che i principali vantaggi della liberalizzazione delle reti di gasdotti europei siano conseguiti dai grandi consumatori, come i generatori elettrici, che, contrattando direttamente con i produttori, sapranno erodere parte delle rendite attualmente appropriate dai trasportatori. Poche vantaggi rispetto alla situazione attuale sono da attendersi invece, almeno in orizzonte breve, per le utenze residenziali. Nei confronti di queste ultime, l'operato dell'Autorità di regolazione sarà pertanto di fondamentale importanza.

Le fonti rinnovabili

La prospettiva di innalzamento della quota dei fabbisogni di elettricità soddisfatti con l'impiego di fonti rinnovabili costituisce un'opportunità per ridurre l'impatto ambientale della generazione di elettricità. Si può valutare che la realizzazione dei programmi di incentivazione nella generazione elettrica sinora previsti possa consentire, nell'arco di un quindicennio, minori emissioni di anidride carbonica dell'ordine del 13 per cento a quelle che si verificherebbero producendo un ammontare equivalente di elettricità con fonti convenzionali. Nel contempo, tale crescita può anche favorire lo sviluppo di soluzioni tecnologiche innovative, in grado di sostenere la competitività di importanti segmenti dell'industria energetica e del suo indotto.

Come è noto, l'attuale disciplina per l'incentivazione delle fonti rinnovabili, definita principalmente dalla legge n. 9 del 1991 e regolata dal provvedimento CIP n. 6 del

1992, ha dato scarso rilievo alle previsioni di sviluppo della domanda e della pianificazione degli investimenti, sia in termini finanziari, sia in termini di composizione del *mix* di fonti rinnovabili, sia in termini di oneri a carico dell'utente finale. Il sistema si fonda sul riconoscimento del costo evitato dall'Enel e su meccanismi di rimborso *ex post*; gli incentivi alla promozione dell'efficienza sono scarsi e la natura del provvedimento che prevedeva l'inserimento delle iniziative produttive all'interno di graduatorie soggette alla verifica successiva da parte dell'Enel e del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha originato un contenzioso rilevante. Si tratta di un sistema concepito in un periodo caratterizzato da scarsità nella capacità di generazione, una situazione quindi molto diversa da quella attuale in cui sono invece presenti esuberi produttivi.

Lo schema di decreto legislativo recentemente presentato dal Governo introduce importanti elementi di novità. Viene prescritto che una quota non inferiore all'uno per cento della nuova capacità autorizzata debba essere soddisfatta con fonti rinnovabili. Viene stabilito altresì che i soggetti che alla data di entrata in vigore del decreto legislativo importino o producano più di 100 GWh su base annua, abbiano a partire dal 1 gennaio 2001 l'obbligo di immettere in rete almeno il ... per cento dell'energia su base annua prodotta da fonti rinnovabili o di acquistare l'equivalente quota da altri produttori o dall'operatore di mercato. All'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono conferite importanti funzioni tecniche e di controllo; anche tenendo conto degli orientamenti espressi dalla Commissione europea in questa materia.

Il ricorso alle fonti rinnovabili per le nuove iniziative produttive si inserirà nel quadro del programma nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra. Il ricorso, anche in tempi brevi, a procedure di asta per la costruzione di nuovi impianti di generazione a fonte rinnovabile permetterà di selezionare su basi eque e trasparenti le tipologie di impianto da incentivare, minimizzando l'entità del sussidio da porre a carico dell'utenza finale.

Successivamente potranno essere proposti altri meccanismi di mercato, come i "diritti negoziabili di emissione" e i "certificati di sostegno alle fonti rinnovabili". Tali meccanismi non sono alternativi e potrebbero anche essere utilizzati congiuntamente nel quadro di una strategia complessiva di tutela ambientale in campo elettrico.

Ricerca, sviluppo tecnologico e occupazione

La liberalizzazione del mercato elettrico e, in prospettiva, di quello del gas muterà gli equilibri produttivi e l'impiego delle risorse nei settori coinvolti. L'Autorità ritiene che un quadro normativo e istituzionale in grado di offrire garanzie di trasparenza, di stabilità e certezza circa i tempi del riordino dei settori regolati sia una condizione essenziale per accrescere la competitività del sistema energetico.

Nel settore elettrico, il rinnovo e il risanamento del parco impianti produrranno effetti positivi in termini sia di uso efficiente delle risorse nella fase della generazione, sia di riduzione delle emissioni di agenti inquinanti. Peraltro, le conseguenti opportunità di creazione di nuova occupazione potrebbero compensare, sia pure con sfasamenti temporali e... nuove qualifiche gli effetti di riduzione degli esuberi occupazionali che di norma si associano ai processi di transizione verso assetti più competitivi.

Benefici in termini occupazionali potranno determinarsi sia in forma diretta, sia indiretta. In via di principio, il guadagno di competitività ottenuto grazie alla liberalizzazione e il conseguente riduzione dei costi costituirà un'importante occasione di sviluppo per i settori legati all'energia, in grado di esercitare ricadute positive anche sulla domanda di lavoro. Programmi di ammodernamento del parco di generazione eserciteranno impatti espansivi sull'industria elettromeccanica e sul suo indotto. Analogo effetto sul settore terziario avranno le iniziative rivolte a promuovere l'uso

razionale dell'energia attraverso forme di *demand side managment*: opportunità per nuove occasioni di lavoro potranno aversi in servizi innovativi, ad elevato "valore aggiunto", come servizi di consulenza energetica a piccole e medie imprese, di impiantistica e di sicurezza, di risanamento ambientale degli impianti di produzione e di trasmissione; a loro volta, le azioni di *DSM* costituiscono una precondizione affinché la riforma tariffaria possa imprimere effetti positivi sulla domanda di energia, con il superamento di soglie artificiose presenti nell'attuale assetto dei prezzi finali dell'energia. A questi effetti si aggiungono quelli di natura indiretta via i meccanismi di attivazione intersettoriale della domanda di investimenti. Vi sono poi le ripercussioni del riordino della distribuzione, che tuttavia comporteranno soprattutto una domanda di riqualificazione professionale e territoriale del personale, con modesti effetti aggiuntivi sull'occupazione del settore.

Il contributo dell'intervento di regolazione nella risoluzione degli squilibri strutturali del paese è dunque circoscritto ma non trascurabile. Contribuendo a promuovere un ambiente competitivo, esso stimola indirettamente l'ingresso sul mercato di nuovi soggetti imprenditoriali, valorizzando potenzialità esistenti a livello locale; perseguendo con strumenti incentivanti l'obiettivo di elevare la qualità media del servizio e a favorirne il suo riequilibrio territoriale, stimola investimenti rivolti a rinnovare la capacità produttiva, le infrastrutture e a riorganizzare su basi più efficaci le reti distributive e di vendita. Con il concorso del nuovo sistema di perequazione territoriale, questi processi potranno arrecare benefici in termini di maggiore valore aggiunto alle aree più arretrate del Paese, che sono anche quelle dove i livelli qualitativi dei servizi energetici sono più insoddisfacenti.

Nel settore elettrico, il primo a essere investito dall'apertura alla concorrenza, è necessario definire un insieme di regole che valorizzi le capacità imprenditoriali dei soggetti responsabili per la produzione e l'erogazione del servizio elettrico e faciliti l'ingresso di nuovi operatori. Ulteriori misure di riordino strutturale del sistema elettrico necessarie ad assicurarne la competitività richiedono l'intervento del Parlamento, del Governo e di altre amministrazioni pubbliche. Tra queste, vanno richiamate le azioni rivolte a semplificare e razionalizzare le procedure autorizzative relative all'insediamento e all'ammodernamento degli impianti di generazione; la definizione di *standard* ambientali uniformi sul territorio; il sostegno organico alla ricerca e allo sviluppo, sia di base, sia in termini di applicazione dei risultati, da promuovere anche con l'adozione di formule di tipo consortile che vedano la partecipazione di diversi attori al progetto e alla realizzazione di soluzioni tecnologiche innovative.

Per sostenere il processo di creazione di nuove occasioni produttive nel campo energetico è necessario che la ricerca di base e applicata forniscano un costante apporto conoscitivo e propositivo. In vista di una trasformazione di mercato vi è sempre il pericolo di comportamenti miopi da parte delle imprese coinvolte nel tentativo di ottenere vantaggi economici di breve periodo: spetterà alle politiche pubbliche e alle iniziative private contrastare il rischio che l'apertura alla concorrenza si associ a una compressione delle risorse dedicate alla ricerca.

Roma, 26 gennaio 1999

INDAGINE CONOSCITIVA SUL RIASSETTO DEL SETTORE ELETTRICO

Memoria per l'audizione del 26 gennaio 1999 davanti alle Commissioni riunite industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica e Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati

Memoria presentata per l'Autorità per l'energia elettrica e il gas dal Presidente prof. Pippo Ranci

Onorevole Presidente, Onorevoli Senatori e Deputati

Ringrazio anche a nome degli altri due componenti dell'Autorità per l'energia elettrica il gas qui presenti, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba le Commissioni riunite Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica e Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati per l'opportunità offerta da questa audizione che ci consente di dare il nostro contributo ad un tema così importante come il riassetto del settore elettrico nazionale che viene discusso ai fini del recepimento e dell'attuazione nell'ordinamento legislativo e normativo nazionale della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996.

Lo schema di decreto legislativo, recante la prima attuazione della direttiva europea e approvato dal Consiglio dei ministri lo scorso 10 novembre, disciplina la transizione da una gestione diretta da parte dello Stato di molte delle attività e dei servizi relativi al settore elettrico verso un sistema orientato alla liberalizzazione, come strumento attraverso cui promuovere fondamentali recuperi sul piano dell'efficienza, del contenimento dei costi per i consumatori e gli utenti, tenendo conto degli obiettivi nazionali di difesa dell'ambiente, di uso razionale delle risorse e di carattere sociale.

Il decreto di attuazione rappresenta una tappa decisiva che pone le basi per una trasformazione del settore elettrico nazionale ormai irreversibile nel contesto europeo.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è stata in generale investita di compiti di promozione del processo di liberalizzazione e di apertura alla concorrenza, tanto attraverso le funzioni di regolazione dei servizi di pubblica utilità afferenti il settore elettrico, quanto attraverso la sua funzione di controllo della qualità e delle modalità di erogazione dei servizi. Queste attività e funzioni vengono esercitate dall'Autorità attraverso il costante rapporto di collaborazione e informazione con il Parlamento ed il Governo cui la stessa l'Autorità è chiamata al fine di assicurare un'evoluzione del settore coerente con le dinamiche tecnologiche, le condizioni di mercato, le normative europee e la politica economica del Paese.

Con riferimento all'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, è stato consegnato un documento recante "Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'attuazione 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". In questo documento sono state esposte le indicazioni ritenute più aderenti agli obiettivi posti a base della creazione del mercato elettrico interno. L'Autorità rileva che molte delle proposte formulate nel richiamato documento hanno trovato riscontro nello schema di decreto legislativo approvato dal Consiglio dei ministri.

La presente memoria muove pertanto dallo schema di decreto e contiene, secondo uno spirito costruttivo, osservazioni che possono concorrere a rendere il decreto legislativo di attuazione ancora più funzionale alle finalità per cui è stato adottato e a introdurvi elementi di flessibilità che consentano di meglio adattare e organizzare il processo di trasformazione del settore elettrico nazionale in relazione alle dinamiche economiche e tecnologiche europee. Sono peraltro condizioni indispensabili e irrinunciabili per l'avvio del processo di liberalizzazione le soglie di apertura del mercato ai clienti liberi e di dismissione di impianti di generazione elettrica del soggetto monopolista previste dallo schema di decreto legislativo. D'altro lato appare necessario, considerate le riserve e obiezioni avanzate nei confronti dello schema di decreto di attuazione della direttiva europea, mostrare come molte di queste riserve e obiezioni possano essere superate per mezzo di un efficace assetto istituzionale.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ritiene che proprio la legge 14 novembre 1995, n. 481 consenta di tutelare consumatori e utenti e gli interessi più generali del Paese, identificandola come soggetto garante complessivo del sistema elettrico e quindi come protagonista nell'applicazione del decreto, nelle successive modifiche e nella predisposizione di regolamenti, direttive e norme a contenuto specialistico.

Con queste premesse e finalità cercheremo dapprima di rappresentare l'effettivo impatto che lo schema di decreto di attuazione della direttiva 92/92/CE può produrre sulla liberalizzazione del settore elettrico. Verranno quindi offerti elementi di valutazione di alcuni punti e soluzioni proposti dallo schema di decreto con l'intento di mettere in evidenza aspetti che sembrano suscettibili di interventi integrativi o migliorativi.

1. Condizioni ed effetti della liberalizzazione

La scelta a favore della liberalizzazione del settore elettrico è oggetto della direttiva europea e del decreto legislativo di attuazione in discussione, ma già era stata indicata dal legislatore con la legge 14 novembre 1995, n.481. Il decreto si colloca quindi in un solco di decisioni assunte, cui deve essere dato seguito con coerenza e tempestività, onde rendere massimi i benefici per la collettività e minimi i costi.

Poiché il dibattito in questa sede si è esteso dalle particolari modalità tecniche della liberalizzazione ad una valutazione d'insieme circa l'opportunità della trasformazione, faremo alcune considerazioni sulla questione degli effetti positivi attesi dal processo di liberalizzazione e su certune condizioni che tale processo deve rispettare. Nell'Europa dell'Euro assumono infatti sempre maggior rilievo i fattori di competitività esterni alle imprese e costituiti dal costo, dalla qualità, e dall'affidabilità dei servizi: tra questi il servizio elettrico che per alcuni comparti produttivi presenta un'incidenza elevata sul costo globale di produzione e che in molti casi è insostituibile.

Il beneficio più atteso, e spesso discusso della liberalizzazione, è la riduzione del prezzo del servizio elettrico per i consumatori e utenti industriali e domestici. L'esperienza di liberalizzazioni realizzata in altri Paesi sembra confermare aspettative ottimistiche, purché non si attendano effetti immediati e miracolosi. Ad esempio, nel Regno Unito i prezzi dell'elettricità, rilevati al netto dell'inflazione, tra il 1990 ed il 1997 si sono ridotti del 28 % per le utenze industriali (mentre diminuivano solo del 10% nella media dell'UE); e per le utenze domestiche sono diminuiti del 9% mentre nella media UE sono aumentati del 5% (dati dell'Agenzia Internazionale dell'Energia dell'Ocse).

Studi condotti con tecniche econometriche finalizzate a precisare il termine ipotetico di confronto (che cosa sarebbe successo in assenza di liberalizzazione), forniscono valutazioni complessive in linea con quella esposta.

Nei primi anni dopo la liberalizzazione si è visto prevalentemente l'aumento dei profitti, che ha generato la sensazione di un processo squilibrato a svantaggio dell'utenza (e in parte così è stato, per le carenze di una regolazione priva di esperienza). Ma la trasformazione ha poi prodotto i suoi frutti. I piccoli utenti, rimasti vincolati fino al 1997, hanno potuto beneficiare della trasformazione realizzata negli anni precedenti e nel passaggio al mercato liberalizzato hanno conseguito nel 1998 una riduzione di prezzi del 6 %. L'esperienza spagnola, recentemente avviata, sembra fornire risultati ugualmente incoraggianti e in tempi più brevi. Conferme sui benefici della liberalizzazione vengono anche da numerosi altri paesi, specie extraeuropei, che non citeremo perché meno comparabili per le diversità nella struttura economica e settoriale.

In generale, la riduzione dei prezzi si realizza attraverso un aumento dell'efficienza, ottenuto a sua volta attraverso lo stimolo della concorrenza. Si tratta di una catena nella quale si può essere fiduciosi, a condizione che il processo di liberalizzazione sia intrapreso con chiarezza, in modo da dare certezze agli operatori, e sia vigilato accuratamente. La vigilanza è necessaria affinché siano mantenute e rafforzate le garanzie di qualità e universalità proprie del servizio pubblico, e affinché i guadagni di efficienza siano solo in parte e solo temporaneamente assorbiti da maggiori profitti, come è necessario che avvenga perché le imprese abbiano un incentivo a realizzarli, e si traducano gradualmente, ma sicuramente in riduzioni di prezzi per l'utenza. La regolazione prevista dalla legge 14 novembre 1995, n. 481 e attuata dall'Autorità consente di soddisfare le esigenze descritte.

Per la qualità del servizio l'Autorità sta definendo i livelli obbligatori, dopo aver verificato la situazione attuale e le concrete possibilità di miglioramento, nonché le procedure per mantenere uniformità di definizioni e misurazioni tra i vari esercenti. La tariffa unica nazionale verrà garantita attraverso una perequazione tariffaria per la quale l'Autorità dispone di studi, ormai in fase avanzata, sui diversi costi della generazione e della distribuzione nelle varie zone del Paese, misurati in modo sufficientemente oggettivo per non offrire riconoscimento alle eventuali inefficienze dei distributori. Poiché le differenze di costo che devono essere compensate per assicurare la tariffa unica nazionale riguardano essenzialmente la distribuzione, la perequazione tariffaria è lo strumento adeguato.

I vantaggi della liberalizzazione vanno oltre la riduzione dei prezzi. Essa consente un dispiegarsi dell'iniziativa imprenditoriale (ad esempio, nel Regno Unito la liberalizzazione ha determinato il sorgere di un centinaio di nuove imprese solo nel settore della generazione di elettricità, e di molte altre nella commercializzazione e nei servizi professionali). Tra queste ultime va compresa anche la consulenza ai consumatori al fine dell'ottimizzazione dell'uso dell'energia, con il risultato di produrre risparmi sul costo energetico e riduzioni del danno ambientale. Un ulteriore contributo della liberalizzazione alla tutela dell'ambiente viene dall'impulso che la concorrenza imprime alla costruzione di impianti nuovi, con migliori caratteristiche di efficienza energetica.

Naturalmente tutto ciò ha un costo. L'accelerazione nell'ammodernamento degli impianti implica che vecchi impianti fisicamente ancora utili siano messi fuori ser-

vizio, con un'operazione che un monopolista non avrebbe interesse a compiere; ma che è nell'interesse del Paese. Analogamente la ricerca dell'efficienza può comportare in una prima fase riduzioni immediate o locali del livello di occupazione che tuttavia un soggetto monopolista potrebbe evitare addossando agli utenti il costo dell'inefficienza. Il recupero dell'occupazione avviene attraverso la creazioni di nuovi posti di lavoro nelle nuove attività del settore, e indirettamente attraverso lo sviluppo generale indotto dall'aumento di competitività del sistema economico. Come spesso accade nelle trasformazioni dell'economia, i costi dello sviluppo sono immediatamente visibili e determinano resistenze anche legittime e comprensibili, mentre i vantaggi sono diffusi, indiretti e quantificabili solo successivamente. Essi sono tuttavia di norma maggiori, e la differenza si accentua nel tempo dato che un assetto concorrenziale è più dinamico e flessibile, e tutela meglio l'interesse complessivo del sistema rendendolo meno dipendente dai comportamenti virtuosi e dal successo di un singolo soggetto.

Le asimmetrie tra costi concentrati, visibili e immediati e vantaggi diffusi, mediati e meno identificabili, ha spesso indotto a preferire politiche difensive in quanto immediatamente più rassicuranti, ma che risultano poi insoddisfacenti quando si esaminano i risultati.

Infine una liberalizzazione può essere giudicata per i suoi effetti sulle imprese del settore che in essa sono coinvolte. Deve essere rilevato che l'Enel Spa, anche dopo le dismissioni previste dal decreto, resterebbe un'impresa elettrica di grandissime dimensioni a livello europeo (la seconda in Europa) e mondiale e che il suo punto di debolezza nel confronto competitivo è oggi costituito dalla sua totale concentrazione in un mercato nazionale protetto. Si può anche rilevare, tra l'altro, che le imprese più aggressive e profittevoli, e quindi in più rapida crescita, in Europa e nel mondo non sono né le più grandi, né quelle già in partenza verticalmente integrate.

Il futuro della maggiore impresa nazionale ha perciò una via obbligata: quella della entrata nella competizione europea e mondiale attraverso un consolidamento patrimoniale, che le dismissioni possono facilitare, e attraverso un recupero di efficienza ed un addestramento alle regole di funzionamento dei mercati competitivi, che verranno indotti in parte dalla riforma proposta e in parte dalla nuova politica tariffaria.

In altri termini un processo di liberalizzazione esplica i suoi vantaggi se è chiaramente disposto nella legislazione nazionale e se la sua realizzazione è ben delineata per tappe concatenate in modo coerente, e affidata a istituzioni autorevoli e attrezzate i cui poteri sono ben definiti e la cui continuità è assicurata. Solo in un contesto di certezze le imprese investono e si sviluppano.

2. La trasmissione dell'energia elettrica.

Condizione fondamentale per garantire l'effettività del processo di liberalizzazione nella generazione e nella vendita di energia elettrica è l'indipendenza dell'ente gestore del sistema di trasmissione nazionale. A tale fine occorre che il nuovo regime assicuri:

- garanzie di accesso alla rete di trasmissione elettrica e di uso a condizioni non discriminatorie per tutti i soggetti economici interessati (generatori, distributori, rivenditori grossisti, acquirente unico, clienti idonei);

- manutenzione e sviluppo della rete di trasmissione adeguati alle esigenze di copertura della domanda, da gestire con criteri di efficienza economica, per garantire un livello il più possibile uniforme di sicurezza e qualità del servizio, e di tutela dell'ambiente su tutto il territorio nazionale.

Di conseguenza la manutenzione e lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale, nonché il dispacciamento degli impianti di generazione e delle linee, dovranno essere affidati ad un soggetto che abbia caratteristiche di indipendenza, di efficienza e di imprenditorialità e che presti il servizio all'intero sistema. Su questa linea di impostazione si sono mossi gli altri Stati membri dell'Unione Europea.

Riguardo all'assetto proprietario del gestore della rete e all'integrazione dell'attività di trasmissione con altre fasi del sistema elettrico, con riferimento a quanto prescrive la direttiva europea, nella quale si richiede come condizione minima la separazione contabile delle attività (articolo 14) e la separazione gestionale del gestore della rete da altre attività (articolo 7, paragrafo 6), si possono riscontrare tre tipologie organizzative:

a) il gestore della rete viene isolato organizzativamente e funzionalmente all'interno della struttura verticalmente integrata mediante una separazione limitata al piano contabile e gestionale (Danimarca - regioni est: Elkraft, Francia, Germania, Irlanda);

b) il gestore della rete è una società indipendente al cui capitale partecipano soggetti attivi nella generazione (Austria, Irlanda, Olanda, Portogallo,) o nella distribuzione (Danimarca- Eltra);

c) il gestore della rete è una società indipendente dalle altre attività del sistema elettrico (Finlandia, Regno Unito, Spagna, Svezia) e le partecipazioni al capitale di operatori del mercato elettrico non possono superare soglie prestabilite.

Lo schema di decreto legislativo opera una scelta nel senso della separazione tra proprietà e gestione che trova un assetto corrispondente solo in Spagna, peraltro in una situazione nella quale sono prevenuti possibili conflitti di interesse non avendo il titolare delle rete ulteriori interessi nel settore.

Al fine di configurare un assetto minimo a garanzia delle esigenze di indipendenza di cui in premessa, l'articolo 36, lettera b), della legge n. 128/98 prevede che "il gestore della rete di trasmissione sia anche il dispacciatore, garantendo sia la funzione pubblicistica, sia la neutralità di tale servizio, al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori".

Il combinato disposto dei commi 1 e 3 dell'articolo 3 dello schema di decreto di attuazione contiene alcune previsioni che si prestano ad interventi migliorativi.

In particolare, al comma 1, nell'individuare le attività attribuite all'ente gestore della rete di trasmissione nazionale, oltre a richiamare quelle espressamente previste nella legge di delega (trasmissione e dispacciamento), ne indica una terza, la "gestione unificata della rete di trasmissione nazionale", che, stanti le definizioni di trasmissione e dispacciamento contenute nell'articolo 2 dello schema di decreto di attuazione, comprende le attività di manutenzione e sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

In questo modo, in base ai contenuti contenuta nel successivo comma 3, una delle fondamentali esplicazioni dell'attività di trasmissione, nonostante l'esplicita riserva all'ente gestore posta nella legge di delega, potrebbe essere demandata ai proprietari di porzioni della rete nazionale di trasmissione.

Tali soggetti si troverebbero di conseguenza ad operare al di fuori del sistema di convenzioni previste dall'articolo 3, comma 10, dello schema di decreto di attuazione, essendo legittimati ad assumere direttamente anche le decisioni in ordine agli interventi di manutenzione e sviluppo, con la conseguente riduzione delle garanzie di indipendenza, efficienza e imparzialità delle funzioni di trasmissione e dispacciamento.

Sembra di conseguenza necessario che nel disciplinare l'attività di trasmissione si eviti la sopra illustrata impostazione, o che comunque l'opzione prefigurata sia sottoposta ad una autorizzazione rispetto alla quale l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nella sua posizione di organismo investito della funzione di garanzia del processo di liberalizzazione, debba perlomeno rilasciare un parere obbligatorio.

3. Costituzione ed entrata in operatività dell'ente gestore della rete di trasmissione nazionale

Altre criticità sono rilevabili sul piano delle procedure aventi ad oggetto la costituzione dell'ente gestore della rete di trasmissione nazionale e la definizione degli strumenti regolamentari e convenzionali necessari per la sua entrata in operatività.

L'esame delle disposizioni dello schema di decreto legislativo mette in evidenza come la procedura di costituzione dell'ente gestore della rete di trasmissione nazionale presenti margini di miglioramento.

L'entrata in operatività dell'ente gestore della rete di trasmissione nazionale sarebbe infatti l'esito di un processo articolato in quattro fasi:

a) acquisizione delle risorse umane e materiali necessarie alla svolgimento dell'attività (articolo 3, comma 4, dello schema di decreto di attuazione);

b) nomina dell'organo di vertice investito della legale rappresentanza (articolo 3, comma 7, dello schema di decreto di attuazione);

c) definizione del regolamento in materia di organizzazione e di funzionamento (articolo 3, comma 8, dello schema di decreto di attuazione);

d) stipula delle convenzioni con i soggetti proprietari delle reti di trasmissione al fine attivare le procedure per la definizione degli interventi di manutenzione, sviluppo e gestione della rete di trasmissione nazionale (articolo 3, comma 10, dello schema di decreto di attuazione).

Nella disciplina di ciascuna delle quattro fasi, così come nella complessiva configurazione della procedura, alcuni profili richiedono precisazioni.

Con riferimento al punto a) si nota come:

– la decorrenza dei termini entro i quali la fase deve essere portata a compimento è

incerta; i sessanta giorni entro i quali deve essere effettuato il conferimento da parte dell'Enel Spa decorrono infatti dalla "costituzione" dell'ente gestore della rete di trasmissione nazionale; se si adotta l'interpretazione più plausibile della nozione di costituzione identificandola con l'approvazione del regolamento in materia di organizzazione e funzionamento (articolo 3, comma 8 dello schema di decreto di attuazione), la decorrenza del termine di sessanta giorni è incerta dal momento che per l'adozione di detto regolamento non è previsto alcun termine;

- ulteriori problemi si riscontrano anche sul terreno, ancora più delicato, del trasferimento della responsabilità delle attività di trasmissione e dispacciamento dall'Enel Spa all'ente gestore della rete di trasmissione nazionale; l'articolo 3, comma 4, prevede che la responsabilità venga trasferita all'ente dal momento dell'emanazione del richiamato regolamento di cui all'articolo 3, comma 8, dello schema di decreto di attuazione; qualora tale momento coincida, come è probabile, con quello della costituzione dell'ente, allora si verrebbe a determinare una situazione nella quale l'ente avrebbe la responsabilità di gestire la rete di trasmissione nazionale senza disporre dei mezzi (risorse umane e materiali) per poter concretamente esercitare tale attività (non si può infatti nemmeno ipotizzare che il conferimento possa essere effettuato anteriormente alla approvazione del regolamento, dal momento che l'ente non avrebbe la possibilità giuridica di prendere in carico beni o rapporti di lavoro).

Con riferimento al punto b) si deve nuovamente costatare che le norme dello schema di decreto di attuazione non prefigurano un termine entro il quale i regolamenti debbono essere adottati, in tal modo introducendo un elemento di incertezza nei tempi di entrata in operatività dell'ente gestore.

Analoga considerazione deve essere svolta con riferimento al punto c).

Quanto infine al punto d), esso rappresenta una fase necessaria e complementare, rispetto al regolamento in materia di organizzazione e funzionamento, al fine di porre l'ente nelle condizioni di esercitare le proprie funzioni. Sotto questo profilo le disposizioni del decreto legislativo richiedono un triplo livello di determinazioni necessarie e non vincolate a termini perentori:

1) definizione dell'ambito della rete nazionale di trasmissione, per cui è richiesto un decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (articolo 3, comma 6, dello schema di decreto di attuazione);

2) definizione di uno schema tipo di convenzione con decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;

3) stipula delle convenzioni tra ente gestore della rete di trasmissione nazionale e soggetti proprietari delle reti in applicazione dello schema di cui al precedente punto 2.

Nessuno dei tre livelli individuati sembra essere ancorato ad un termine perentorio. Tale incertezza può creare problemi in sede di applicazione dal momento che la complessità del processo decisionale che condurrà alle convenzioni (che sono, lo si ribadisce, una condizione essenziale perché l'ente gestore della rete di trasmissione nazionale possa operare) può comportare tempi maggiori di quanto non siano quelli richiesti per portare a compimento le fasi di cui alle lettere a), b) e c).

Potrebbe in sostanza prodursi una situazione in cui l'ente gestore della rete di trasmissione nazionale dispone delle risorse umane e materiali per esercitare le attività di propria competenza, in cui acquisisce la responsabilità gestionale, ma in cui non può attivarsi per non aver ancora stipulato le convenzioni che consentono di disporre materialmente della rete di trasmissione nazionale.

Il quadro sinteticamente tracciato evidenzia un'impostazione in base alla quale, se lo schema di decreto di attuazione venisse definitivamente approvato nella sua attuale configurazione, si potrebbero porre le condizioni per il mantenimento, per un periodo indeterminato e prolungato, in capo all'attuale soggetto monopolista della responsabilità di gestire il sistema di trasmissione nazionale, e potrebbero crearsi problemi per la funzionalità, l'efficienza e, in ultima analisi, la stessa sicurezza del sistema elettrico nazionale, oltre che per gli esiti della liberalizzazione.

4. La gestione della rete di trasmissione nazionale: aspetti istituzionali

Lo schema di decreto legislativo definisce e regola le attribuzioni amministrative necessarie a garantire l'effettività del processo di liberalizzazione. Al riguardo si deve ribadire che il processo di liberalizzazione ha avuto il suo primo stadio di attuazione nelle disposizioni della legge n. 481/95 e, in particolare nella definizione dell'impianto istituzionale dell'intervento pubblico nel settore liberalizzato, impianto basato sull'istituzione dell'autorità indipendente di regolazione e sul mantenimento in capo all'amministrazione centrale delle funzioni di indirizzo e programmazione.

La preventiva definizione degli aspetti istituzionali della liberalizzazione ha fatto pertanto sì che, in base alla legge di delega, non venissero conferiti mandati volti ad incidere su tali aspetti, ciò comportando la implicita assunzione di due criteri di esercizio della delega, da intendersi come esclusione di qualsiasi intervento modificativo del modello varato in base alla legge n. 481/95 e come indicazione del necessario titolare delle funzioni di regolazione richieste ai fini dell'attuazione della direttiva europea.

Le uniche disposizioni che costituiscono eccezione ai suddetti criteri sono contenute nel comma 1, lettere b) e c), dell'articolo 36 della legge n. 128/98. La prima disposizione è incentrata sulla definizione delle attività di trasmissione e dispacciamento alla stregua di funzioni pubblicistiche di erogazione, quale garanzia delle condizioni di indipendenza e neutralità del gestore. Una seconda disposizione prevede una analitica individuazione delle funzioni di indirizzo e programmazione settoriali intestate all'amministrazione centrale, quale autonomo e complementare livello di intervento pubblico rispetto a quello regolatorio già definito in base alle disposizioni della legge n. 481/95.

Con riferimento alla disciplina delle attività di trasmissione e dispacciamento si riscontra un limitato numero di lacune che potrebbero dar luogo a inefficienze del sistema di regolazione e di garanzia del processo di liberalizzazione.

In primo luogo si deve segnalare la mancata attribuzione all'Autorità per l'energia elettrica e il gas della funzione di determinazione dell'ambito della rete nazionale di trasmissione (articolo 3, comma 9, dello schema di decreto di attuazione). Le determinazioni in oggetto incidono profondamente sul processo di liberalizzazione e sull'effettiva attivazione di un contesto concorrenziale, sembrando conseguentemente

oggetti necessari della funzione di regolazione attribuita all'Autorità per l'energia elettrica e il gas; al riguardo, tra l'altro, tale connessione è vieppiù segnalata dal fatto che la delimitazione della rete nazionale di trasmissione e, con essa, delle attività di trasmissione, rappresenta una decisione incidente in maniera determinante sulla definizione delle direttive in materia di separazione contabile e amministrativa che l'articolo 2, comma 12, lettera f), della legge n. 481/95 assegna all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (tale ultima attribuzione, è bene rimarcarlo, risulta espressamente confermata dal richiamato articolo 1, comma 1, dello stesso schema di decreto di attuazione).

In secondo luogo si deve rappresentare l'opportunità di prevedere funzioni di controllo in ordine alle concrete modalità di svolgimento del rapporto tra ente gestore della rete nazionale di trasmissione e proprietari delle reti, nonché poteri di intervento a garanzia degli interessi generali, attribuzioni che dovrebbero essere intestate all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

In terzo luogo sembrano opportuni interventi migliorativi sul piano della configurazione delle funzioni di indirizzo come risultante dai criteri definiti con la legge di delega.

L'articolo 36, comma 1, lettera c), della legge n. 128/98 prevede che 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, sia attribuita "...la responsabilità di salvaguardare la sicurezza e l'economicità del sistema di generazione elettrica nazionale per quanto riguarda l'utilizzo e l'approvvigionamento delle fonti energetiche primarie, operando per ridurre la vulnerabilità complessiva del sistema stesso;". Nello schema di decreto legislativo di attuazione questa disposizione viene sostanzialmente, e correttamente, riprodotta, al fine di collocare tale funzione di indirizzo nel nuovo assetto, in sede di definizione della disciplina riguardante l'acquirente unico (articolo 4 dello schema di decreto di attuazione).

Non sembra invece condivisibile la formulazione della norma (articolo 3, comma 6, dello schema di decreto di attuazione) che riconosce al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato una generale funzione di indirizzo (non delimitata da alcun criterio o parametro) rispetto a tutte le attività dell'ente gestore della rete di trasmissione nazionale, ivi comprese quelle interne di carattere organizzativo ed amministrativo-contabile.

In questo modo viene delineata una disciplina complessa dei processi decisionali attraverso i quali verranno assunte e rese operative le decisioni aventi ad oggetto la manutenzione e lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale. Tale complessità si esprime in una articolazione su tre livelli: la determinazione degli indirizzi da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato; la deliberazione degli interventi da parte dell'ente gestore della rete; l'assunzione delle decisioni esecutive da parte delle società proprietarie delle infrastrutture di rete nell'ambito dei rapporti convenzionali con l'ente gestore della rete di trasmissione nazionale previsti dall'articolo 3, comma 10, dello schema di decreto di attuazione.

Un tale assetto può costituire un obiettivo ostacolo all'efficienza richiesta nella gestione di attività che rivestono una importanza fondamentale al fine di garantire effettività del regime concorrenziale. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ritie-

ne pertanto preferibile che le funzioni di indirizzo siano contenute entro i limiti prefigurati nella legge di delega, essendo le ulteriori esigenze di interesse generale garantite dall'interazione tra regolatore e esercenti.

Da ultimo si deve rilevare che le disposizioni contenute negli articoli 3, comma 11, e 6, comma 3, dello schema di decreto di attuazione, pur confermando in capo all'Autorità per l'energia elettrica e il gas la titolarità della potestà tariffaria, prefigurano aspetti della struttura del nuovo ordinamento tariffario, in questo modo dispiegando un effetto limitativo della discrezionalità riconosciuta alla stessa Autorità in base alle disposizioni della legge n. 481/95.

5. Distribuzione dell'energia elettrica

La direttiva europea, segnatamente in forza dei richiamati articoli da 16 a 18, impone agli Stati membri dell'UE di optare per una procedura di accesso negoziato o per una procedura di accesso regolamentato sulla base di una tariffa pubblicata.

Lo schema di decreto di attuazione prevede, per quanto riguarda la rete di trasmissione nazionale, procedure di accesso di tipo regolamentato (articolo 3, comma 11, dello schema di decreto di attuazione), ma non contiene analoghe disposizioni circa la procedura di accesso alle reti di distribuzione.

Per quanto concerne le disposizioni che lo schema di decreto legislativo contiene per le attività di distribuzione dell'energia elettrica, va ricordato che uno dei criteri di attuazione della delega è la razionalizzazione dell'attività di distribuzione su tutto il territorio nazionale favorendo l'aggregazione attraverso normali regole di mercato (articolo 36, comma 1, lettera d, della legge n. 128/98).

Per perseguire tale obiettivo, lo schema di decreto di attuazione contempla misure atte a favorire l'aggregazione in ambito comunale, mentre dispone, in generale, il rilascio di una concessione trentennale a tutte le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore. Circoscrivere il campo di applicazione del processo di aggregazione ai soli casi di imprese attive nello stesso territorio comunale potrebbe peraltro risultare insufficiente al raggiungimento della finalità di cui sopra, ed evidenzierebbe il fatto che non sono state tenute nel debito conto realtà operative come quella delle imprese elettriche minori che hanno beneficiato del regime di deroga alla nazionalizzazione.

Se si considerasse il reale stato di frammentazione del settore della distribuzione, si dovrebbe concludere che un efficace progetto di razionalizzazione non possa non avere, soprattutto in determinate aree, una valenza sovra comunale, dovendosi riconoscere la possibilità di modulare in tal senso il regime delle concessioni.

Appare necessario, di conseguenza, favorire i conferimenti di piccole reti di distribuzione ad operatori di maggiori dimensioni, prevedendo almeno in prospettiva, ai fini del rilascio delle concessioni, una pluralità di zone di distribuzione, di dimensione non superiore a quella media delle attuali direzioni distribuzione dell'Enel Spa, definite secondo le caratteristiche della rete e la morfologia del territorio. L'attività di distribuzione dovrebbe essere affidata, in ciascuna zona, ad un soggetto distinto, che potrà a sua volta affidare il servizio su porzioni della rete ad altri operatori, mantenendo la responsabilità del servizio universale.

Per quanto attiene infine ai profili istituzionali si debbono nuovamente rilevare alcune disposizioni che possono alterare l'assetto configurato dalla legge n. 481/95, allentando le garanzie istituzionali di una corretta e funzionale attuazione del processo di liberalizzazione.

Ciò si verifica nel momento in cui il regime degli strumenti concessori per l'esercizio dell'attività di distribuzione viene delineato (articolo 9, comma 1, dello schema di decreto di attuazione) senza fare riferimento alla funzione di impulso riconosciuta all'Autorità per l'energia elettrica e il gas dalla legge n. 481/95, ovvero riducendo tale funzione a rango di intervento meramente consultivo (articolo 9, comma 2, dello schema di decreto di attuazione).

6. Attività di generazione elettrica

Uno dei passaggi chiave per pervenire ad una effettiva liberalizzazione dei servizi nel settore elettrico è la creazione di condizioni perché vi sia una pluralità di operatori sul lato dell'offerta che, soprattutto nella fase di avvio del mercato, potrebbe risultare insufficiente a coprire la domanda.

L'assetto organizzativo e proprietario della fase della generazione di energia elettrica deve pertanto essere coerente con gli obiettivi di apertura alla concorrenza e di rapido ammodernamento del parco impianti, favorendo l'abbattimento dei costi di produzione e la diminuzione dell'impatto ambientale. È necessario che ciascun impianto di generazione di energia elettrica sia quanto più possibile esposto alla concorrenza di:

- altri impianti disponibili per l'immissione di energia elettrica nella rete di trasmissione e distribuzione;
- potenziali nuovi impianti in grado di garantire potenza elettrica;
- contratti di importazione di lungo termine.

L'offerta sul mercato libero sarà costituita esclusivamente dalla produzione nazionale e dalle importazioni di energia elettrica.

Riguardo al regime di ingresso nella generazione, la gran parte dei paesi ha adottato la procedura di autorizzazione. Procedure di gara sono in via di introduzione solo in Francia e Irlanda, limitatamente alla costruzione di nuova capacità produttiva. In Italia si può ritenere che l'ammodernamento e il risanamento del parco impianti rappresentino un obiettivo prioritario con effetti positivi sia di riduzione delle emissioni, sia di uso efficiente delle risorse.

Di nuovo, ai fini della effettiva e rapida attivazione di una dinamica concorrenziale nel settore della generazione elettrica, stante l'attuale situazione di concentrazione della capacità produttiva in capo ad un solo soggetto economico, assume una valenza decisiva la cessione di unità produttive da parte di tale soggetto, cessione che deve avvenire secondo procedure trasparenti e criteri di effettiva aderenza alle complessive esigenze di riassetto (ad es. con riferimento alla tipologia di impianti destinati alla dismissione); trattandosi di disposizioni dirette primariamente a promuovere la concorrenza nel settore appare logico considerarle alla stregua di oggetti necessari della funzione di regolazione diretta a promuovere la concorrenza, funzione che la legge n. 481/95 ha intestato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Tuttavia, i tempi previsti (1 gennaio 2003) dall'articolo 8, comma 1, dello schema di decreto di attuazione, per la cessione della quota in esubero di capacità produttiva da parte dell'Enel Spa sembrano tali da rinviare eccessivamente il raggiungimento di tale obiettivo.

Con riferimento all'attività di importazione, si deve rilevare che lo schema di decreto di attuazione, nella sua attuale formulazione, nulla dispone in ordine alla titolarità dei contratti di importazione in essere, da ciò dovendosi desumere che continueranno a rimanere in capo all'attuale monopolista.

Il quadro deve essere completato, sotto il profilo istituzionale, con il riscontro della mancata intestazione all'Autorità per l'energia elettrica e il gas della potestà di approvazione del programma procedurale e temporale in base al quale l'Enel Spa dismetterà 15.000 MW della propria potenza produttiva (articolo 8, comma 1, dello schema di decreto di attuazione).

Solo in questo modo si creano condizioni tali da consentire all'Autorità per l'energia elettrica di svolgere quella funzione di regolazione diretta alla promozione della concorrenza che costituisce un primario elemento di garanzia per l'esito del processo di liberalizzazione.

7. Il mercato regolamentato dell'energia elettrica

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica deve rendere effettiva la concorrenza nella generazione elettrica, che offre tre ordini di vantaggi:

a) gli impianti di generazione che immettono potenza in rete sono selezionati in modo da minimizzare il costo variabile complessivo, che riflette il costo dei combustibili impiegati;

b) su un orizzonte di lungo periodo, il parco degli impianti di generazione elettrica si adatta alla domanda, per dimensione e tipologia degli impianti, in modo da minimizzare il costo totale di produzione;

c) gli acquirenti dell'elettricità ricevono, attraverso il prezzo, segnali corretti circa il costo dell'energia elettrica nel confronto con i costi di altri fattori produttivi e di risorse alternative.

Ciò assicura l'uso efficiente delle risorse, tanto nella generazione di energia elettrica quanto nel suo uso e, come dimostrato dall'esperienza di altri paesi, garantisce significative riduzioni nel costo dell'energia elettrica fornita a consumatori e utenti.

L'organizzazione del mercato dell'energia elettrica all'ingrosso deve essere trasparente, comprensibile e tale da facilitare l'adattamento degli operatori esistenti e l'entrata di nuovi soggetti. Essa deve essere compatibile con la presenza di un soggetto, l'acquirente unico, su cui grava la responsabilità della sicurezza della fornitura ai clienti vincolati.

Negli ordinamenti in cui è stato introdotto un mercato regolamentato dell'energia elettrica, ai compiti del gestore indipendente della rete si affiancano quelli di gestio-

ne del mercato. In Inghilterra, nel Galles, nel Portogallo e nei paesi del Nord Europa le due figure coincidono, mentre in Spagna sono due entità distinte.

In Finlandia e in Norvegia sono stati creati mercati all'ingrosso non obbligatori, rispettivamente EL-EX e NordPool (al quale partecipano Danimarca - Elsam, e Svezia); in Gran Bretagna e in Spagna è stato imposto l'obbligo di concentrazione degli scambi nel mercato regolamentato. All'inizio del 1999 entrerà in operatività anche la borsa dell'energia elettrica olandese, Amsterdam Power Exchange (APEX), con le stesse caratteristiche delle borse scandinave, a cui intendono partecipare imprese tedesche e belghe.

Uno degli elementi chiave dell'assetto varato in base allo schema di decreto di attuazione è la previsione di un "pool" obbligatorio nel quale dovrebbero essere concentrate tutte le compravendite di energia generate dal mercato libero.

Tale orientamento si desume dalla disposizione dell'articolo 5, comma 2, dello schema di decreto di attuazione, nel quale si prevede che a partire dall'1 gennaio 2001 si applichi il dispacciamento degli impianti di produzione secondo l'ordine di merito economico e che, a partire da tale data, l'operatore del mercato assume la gestione delle offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi ausiliari.

La creazione di un "pool" obbligatorio è condivisibile, in quanto l'obbligo di concentrazione in un mercato regolamentato delle transazioni aventi ad oggetto forniture di energia elettrica assicura effettiva concorrenza tra tutti gli impianti di generazione, minimo costo di produzione dell'energia elettrica immessa nella rete e trasparenza su quantità e prezzi dell'energia elettrica scambiata.

Peraltro nello schema di decreto di attuazione sono riscontrabili alcune disposizioni che si pongono in contraddizione almeno iniziale con il suddetto obiettivo. Sono in particolare le disposizioni aventi ad oggetto l'autorizzazione alla conclusione di contratti fisici bilaterali (in sostanza alla conclusione di compravendite fuori dal mercato regolamentato), come definite nell'articolo 6, commi 1 e 2, dello schema di decreto, a suscitare consistenti perplessità in tal senso.

L'impianto dell'autorizzazione, che può essere negata solo per incompatibilità della transazione con i parametri indicati nell'articolo 3, commi 1,2 e 3 dello schema di decreto di attuazione (parametri sostanzialmente concentrati sui profili tecnico-operativi del funzionamento della rete e tra i quali non figura, come già rilevato, la promozione della concorrenza e dell'efficienza), sembra invero tale da consentire un ampio ricorso ad una modalità contrattuale che, in una logica di coerente affermazione del vincolo di concentrazione, dovrebbe costituire invece un'eccezione.

In questo modo i contratti fisici bilaterali rischiano di tradursi in una perdita di efficienza dell'intero sistema. Se infatti il loro numero diventa rilevante, come è probabile stante la formulazione dell'articolo 6, commi 1 e 2, dello schema di decreto di attuazione, lo spessore del mercato regolamentato si riduce ed il prezzo che vi si forma è scarsamente trasparente ed indicativo. Ciò porterebbe gli operatori a preferire i contratti fisici bilaterali con una progressiva e consistente compressione dello spessore del mercato regolamentato.

I contratti fisici bilaterali devono, di conseguenza, rappresentare un'eccezione debitamente motivata e autorizzata, nonché quantitativamente limitata: a tal fine i margini di discrezionalità dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas debbono essere ampliati e soprattutto riferiti anche all'esigenza di promuovere la concorrenza e l'efficienza nel settore.

Sempre sul piano istituzionale occorre svolgere due ulteriori considerazioni.

In primo luogo nello schema di decreto di attuazione non è stata presa in considerazione l'eventualità, altamente probabile nella fase di transizione all'assetto basato sul pool obbligatorio, che si realizzino forme di organizzazione privatistica degli scambi di energia elettrica da parte di intermediari specializzati. A questo riguardo appare necessario prevedere forme di controllo e di intervento, anche sanzionatorio, volte a garantire che tali iniziative possano svolgersi, ove compatibili con la disciplina generale, secondo criteri minimi di trasparenza ed efficienza.

Tali funzioni, essendo chiaramente preordinate a garantire un equilibrato sviluppo della concorrenza, al contrario di quanto previsto dall'articolo 5, comma 1, dovrebbero essere intestate nel quadro di funzioni attribuite dalla legge n. 481/95, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

L'affidamento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas della funzione di regolazione della struttura del mercato dell'energia elettrica (comprendente modalità negoziali e forme contrattuali) rappresenta uno dei passaggi fondamentali per l'introduzione di un assetto effettivamente concorrenziale.

In secondo luogo si riscontra analogamente a quanto rilevato in relazione all'ente gestore della rete di trasmissione, un problema di incompleta configurazione delle procedure per la costituzione e l'entrata in operatività della società di gestione del mercato (definito come operatore del mercato).

Non solo, infatti, le norme esaminate, come negli altri casi richiamati, non prevedono termini entro i quali portare a termine la procedura di costituzione e non configurano un regime speciale per il procedimento di costituzione, ma non individuano nemmeno il soggetto (istituzionale) a cui compete avviare e curare il procedimento stesso.

Al riguardo infatti l'unica disposizione che riconosce prerogative ad un soggetto istituzionale e quella, contenuta nell'articolo 5, comma 1, dello schema di decreto di attuazione, in base alla quale le azioni dell'ente debbono essere intestate al Tesoro dello Stato: in nessun modo tale disposizione può essere interpretata alla stregua di investitura nella responsabilità della procedura di costituzione.

8. L'acquirente unico

L'articolo 36, lettera a), della legge n. 128/98 prevede "l'istituzione dell'acquirente unico, al fine di garantire la disponibilità della capacità produttiva necessaria, la gestione dei contratti, la fornitura e la tariffa unica". Queste garanzie si riferiscono alla fornitura dell'energia elettrica ai clienti vincolati e definiscono un ruolo destinato ad esaurirsi quando l'intero mercato elettrico sarà liberalizzato.

È da segnalare che nel contesto europeo due soli Stati membri, l'Irlanda e il Portogallo, hanno optato o intendono optare per l'istituzione di funzioni di acquirente unico.

Affinché l'acquirente unico possa svolgere efficacemente la sua missione appare opportuno chiarire alcuni aspetti di carattere istituzionale in ordine alla procedura per la costituzione ed entrata in operatività dell'acquirente unico, procedura di cui occorre constatare l'indeterminatezza dei tempi di chiusura.

È vero, infatti, che la norma fissa un termine di sessanta giorni, ma è altrettanto vero che questo termine decorre dal momento dell'approvazione del regolamento di cui all'articolo 3, comma 8, dello schema di decreto di attuazione (organizzazione e funzionamento dell'ente gestore della rete di trasmissione nazionale), per l'adozione del quale non è previsto alcun termine. In tal modo l'incertezza dei tempi di costituzione ed entrata in operatività dell'ente gestore della rete di trasmissione nazionale si riverbera sulla procedura per la costituzione dell'acquirente unico.

Quest'ultima osservazione sembra confermare incidentalmente la fondatezza dell'affermazione che riconduce la costituzione dell'ente gestore della rete di trasmissione nazionale all'approvazione del regolamento di cui all'articolo 3, comma 8, dello schema di decreto (è dalla approvazione del regolamento in materia di organizzazione e funzionamento che l'ente gestore acquisisce la capacità negoziale).

Pur a fronte della previsione di una società di diritto speciale, converrebbe precisare meglio le disposizioni volte a prefigurare una procedura derogatoria per la costituzione dell'acquirente unico, disposizioni che consentirebbero un'accelerazione dei tempi di attivazione del nuovo impianto istituzionale.

Qualche perplessità suscita anche la previsione dell'ultimo comma dell'articolo in questione, laddove si dispone che l'ente gestore della rete di trasmissione nazionale mantiene la maggioranza del capitale solo sino al momento in cui sarà attuato il dispacciamento di merito economico secondo le disposizioni dell'articolo 5 dello schema di decreto di attuazione.

Inoltre la particolare connotazione delle funzioni dell'acquirente unico, che ben possono essere considerate alla stregua di funzioni pubblicistiche e che, in conseguenza di tale caratteristica, hanno determinato il ricorso al modello organizzativo di una società per azioni di diritto speciale priva di scopo di lucro, sembra richiedere, per l'equilibrio del sistema concorrenziale, che tale operatore non esprima gli interessi di soggetti operativi nel mercato libero.

9. Incentivazione dell'uso delle fonti rinnovabili di energia

L'articolo 36, lettera e), della legge n. 128/98 prevede che si incentivi "attraverso un'adeguata politica di sostegno e di stimolo, l'uso delle energie rinnovabili e il risparmio energetico, anche con l'obiettivo di una riduzione delle emissioni di CO2".

L'esperienza nazionale e di altri paesi industrializzati indica come sia opportuno adottare e sperimentare meccanismi innovativi di contenimento delle emissioni di agenti inquinanti al fine di raggiungere gli obiettivi indicati nel protocollo di Kyoto

e definiti in sede europea, promuovendo l'impiego di fonti rinnovabili nei nuovi impianti di generazione e stimolando programmi e interventi di gestione della domanda ("demand-side management") che:

a) siano coerenti con la liberalizzazione del settore dell'energia elettrica e la promozione della concorrenza;

b) utilizzino strumenti di mercato per la selezione delle iniziative da promuovere e per la determinazione dell'incentivazione da riconoscere sia nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, a fronte dei maggiori costi di investimento, sia nei programmi e interventi per l'uso razionale ed efficiente dell'energia elettrica;

c) stimolino il progresso tecnologico e lo sviluppo di nuove imprenditorialità anche in collaborazione tra più operatori nel quadro nazionale e internazionale.

In coerenza con l'articolo 36, lettera e), della legge n. 128/98 lo schema di decreto di attuazione contiene una serie di disposizioni finalizzate a promuovere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Tuttavia l'analisi di tali disposizioni fa emergere alcune ambiguità e imprecisioni che rischiano di inficiare il perseguimento delle finalità di cui in premessa.

Tra queste si segnalano quelle riguardanti la delineazione dell'obbligo di immettere in rete almeno il 20% dell'energia prodotta da fonte rinnovabile o di acquistare l'equivalente quota da altri operatori o dall'operatore del mercato (articolo 8, comma 1, dello schema di decreto di attuazione). Se è chiaro che tale obbligazione "verde" ben può rispondere allo scopo di promuovere l'utilizzo delle fonti rinnovabili, è altresì evidente che difficilmente si potrà garantire l'osservanza questo obbligo dal momento che lo schema di decreto di attuazione non definisce contestualmente meccanismi di controllo e di sanzione.

Una seconda imprecisione è riscontrabile nella mancanza di una definizione di energia prodotta da nuovi impianti. Tale imprecisione genera il rischio di comportamenti elusivi dello stesso obbligo.

Per comprendere le ragioni di detto rischio occorre tenere presente che lo schema di decreto di attuazione prevede un obbligo di immissione di energia verde differenziato quantitativamente a seconda che si tratti di energia prodotta da nuovi impianti o di energia prodotta da impianti esistenti al momento dell'entrata in vigore del decreto di attuazione.

In particolare, la soglia quantitativa obbligatoria di energia verde è dell'1% per l'energia prodotta da nuovi impianti e del 20% per quella prodotta da impianti esistenti.

Se si tiene presente che, ai sensi della vigente disciplina, nel caso di ripotenziamenti e rifacimenti di impianti esistenti tutta la produzione di questi impianti viene considerata come proveniente da nuovi impianti, i ripotenziamenti e i rifacimenti di impianti esistenti potrebbero essere utilizzati strumentalmente per ricadere nella soglia dell'1%. Siffatti comportamenti possono essere prevenuti inserendo nello schema di decreto una definizione di energia prodotta da nuovi impianti.

Una terza ambiguità dell'attuale formulazione dello schema di decreto di attuazione con riferimento alla materia in oggetto riguarda l'obbligo, posto in capo all'operatore di mercato, di acquistare e vendere l'energia prodotta da fonti rinnovabili (articolo 11, commi 1 e 2, dello schema di decreto di attuazione). Se la finalità implicita in tali disposizioni è la creazione di un mercato dell'energia verde, finalità coerente con l'esigenza di promuovere l'uso delle fonti rinnovabili, occorrerebbe formulare in modo più appropriato l'articolo 11, comma 2, dello schema di decreto di attuazione. Non è compito dell'operatore del mercato acquistare o vendere energia "verde", dovendo esso, semmai, organizzare e gestire il luogo istituzionale di incontro della domanda e dell'offerta di tale energia.

Infine non appare coerente con la finalità da ultimo considerata la previsione, contenuta nell'articolo 12 dello schema di decreto di attuazione, in base alla quale le concessioni di grandi derivazioni idroelettriche rilasciate all'Enel Spa sono rinnovate per trent'anni decorrenti dalla data di entrata in vigore del decreto.

Stante il fatto che la maggior parte dell'energia verde proviene da impianti idroelettrici, in tal modo si pongono evidenti ostacoli all'ingresso di nuovi entranti sul lato dell'offerta rafforzando la posizione di uno dei competitori che sarà in grado, di fatto, di condizionare il prezzo di vendita di detta energia riducendo l'efficienza e la trasparenza del futuro mercato.

10. Osservazioni conclusive

Affinché le molteplici azioni contenute nello schema di decreto possano essere realizzate nei tempi previsti e diventare efficaci con la sequenzialità e con le modalità indicate è dunque necessario un elevato ed eccezionale grado di coordinamento e di convergenza tra una pluralità di soggetti chiamati a contribuire nelle rispettive responsabilità istituzionali e di impresa. All'Autorità per l'energia elettrica e il gas è assegnato un ruolo fondamentale, ed essa intende svolgere la sua parte.

Con la legge 6 dicembre 1962 n. 1643 che istituiva l'Ente nazionale per l'energia elettrica e trasferiva ad esso le imprese esercenti le industrie elettriche, il Paese si è dotato nel corso degli anni '70 e '80 di un sistema elettrico moderno, ha creato grandi infrastrutture di trasmissione, ha realizzato nuovi impianti di generazione, estendendo il servizio elettrico alle regioni meno favorite del territorio nazionale. Oggi, come è stato più volte affermato nel corso di questa indagine conoscitiva, si vuole che questi risultati non vengano compromessi e rappresentino obiettivi prioritari e fondamentali del nuovo ordinamento e organizzazione di cui si intende dotare il settore.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi del suo mandato, è impegnata affinché venga assicurata ai clienti vincolati la tariffa unica nazionale, che si vuole basata su criteri predefiniti, certi e trasparenti, e affinché siano date garanzie di fruibilità e diffusione del servizio elettrico sull'intero territorio nazionale. Questi obiettivi dovranno essere raggiunti mantenendo adeguati livelli di qualità dei servizi, da erogare in condizioni di economicità e di redditività per le imprese, tenuto conto degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo.

Conviene ricordare che appunto a tali principi si è fino ad oggi tenuta l'Autorità nei suoi interventi. Si ricordano in questa sede tra i provvedimenti dell'Autorità la razio-

nalizzazione e l'inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non altrimenti destinati alle entrate dello Stato, la rideterminazione degli aumenti tariffari decisi dal Comitato interministeriale dei prezzi nel 1993, il riconoscimento degli oneri dovuti per la interruzione del programma nucleare nazionale, l'aggiornamento delle tariffe elettriche effettuato con cadenza bimestrale. Si aggiungono le nuove proposte su cui l'Autorità ha avviato un procedimento e un processo di consultazione delle parti interessate, finalizzate alla definizione delle tariffe di vettoriamento dell'energia elettrica, all'emanazione di direttive per la separazione contabile e amministrativa, all'aggiornamento dei contributi dovuti all'energia elettrica prodotta da fonti di energia rinnovabili e assimilate alla definizione di indicatori per la continuità del servizio.

Ma la transizione da un settore elettrico, incentrato sulla gestione diretta di servizi e attività da parte dello Stato verso un sistema elettrico che prevede una crescente presenza di diversi soggetti, anche integrati in un contesto europeo, richiede che vengano salvaguardati anche altri obiettivi di interesse generale che riguardano la tutela dell'ambiente, l'uso efficiente delle risorse ed esigenze di carattere sociale.

Occorre che gli impegni sottoscritti con il protocollo di Kyoto trovino adeguati strumenti per la loro attuazione. Lo schema di decreto legislativo indica, come si è detto, ambiziosi traguardi nella promozione delle fonti rinnovabili di energia. L'Autorità intende predisporre i necessari strumenti di controllo e promozione, siano essi gare d'asta o altri meccanismi che consentano di realizzare le capacità di generazione aggiuntive necessarie. D'altro lato l'ordinamento tariffario dovrà prevedere, attraverso il metodo del "price cap", inteso come limite massimo della variazione di prezzo vincolato per un periodo pluriennale, il riconoscimento di costi derivanti dall'adozione di interventi volti alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

È inoltre necessario, nella prospettiva di integrazione del mercato elettrico nazionale nel mercato europeo, che le imprese e i diversi soggetti si dotino di una capacità di innovazione tecnologica tale da collocare il sistema elettrico nazionale in una posizione di vantaggio competitivo nel confronto internazionale che, attraverso la progressiva interconnessione delle reti, si farà più serrato e difficile. Nel rispetto degli indirizzi di politica industriale del stabiliti dal Governo e dal Parlamento, l'Autorità intende introdurre, nella logica della concorrenza, misure tariffarie che tengano conto di componenti di costo di ricerca e sviluppo affinché le imprese del nostro Paese siano poste in grado di contribuire con soluzioni tecnologiche e impiantistiche allo sfruttamento di nuove fonti di energia e di migliorare la sicurezza energetica nazionale ed europea. Vi sono infine i problemi posti dai gruppi sociali più disagiati, per i quali dovranno essere eventualmente definite condizioni minime di erogazione del servizio, mentre i relativi costi, qualora non fossero inclusi in misure di fiscalità generale, potrebbero trovare riconoscimento nei cosiddetti oneri tariffari di sistema.

Il nuovo contesto di un mercato europeo dell'energia elettrica in via di formazione costringe a ripensare il modo di perseguire i grandi obiettivi del riassetto industriale, dell'occupazione, del riequilibrio territoriale, della tutela ambientale. Esso fornisce anche nuove opportunità per raggiungerli. Nell'ambito dei compiti che le sono stati affidati l'Autorità può fornire un significativo e sicuro contributo, e dedica l'impegno dei suoi componenti e dipendenti a fornirlo. L'Autorità è ben consapevole dei limiti del proprio ruolo e intende collaborare pienamente all'attuazione delle decisioni governative e parlamentari..

In conclusione, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas con il suo ruolo di regolazione e di controllo intende essere protagonista e garante affinché il progetto di trasformazione del settore elettrico contenuto nello schema di decreto legislativo possa raggiungere gli obiettivi per i quali è stato concepito e disegnato. L'Autorità, attraverso la sua azione anche di informazione e di segnalazione nei confronti del Governo e del Parlamento, è impegnata ad offrire elementi di valutazione e di giudizio circa modifiche e integrazioni che potranno essere introdotte nel decreto di attuazione della direttiva europea e a dare il necessario supporto alla formulazione dei successivi decreti ministeriali, norme e regolamenti. Allo stesso modo l'Autorità intende operare affinché il decreto legislativo venga portato prontamente a realizzazione e risponda alle esigenze generali di promozione della concorrenza e dell'efficienza dei servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica. In tale azione si dovrà tener conto del contesto, delle decisioni che altri paesi dell'Unione europea hanno preso o potranno prendere affinché il Parlamento e Governo siano a loro volta in grado di intervenire e provvedere nell'interesse del Paese e dei cittadini.

Ho presentato alcune riflessioni, a volte molto tecniche, che l'Autorità propone all'attenzione delle Commissioni riunite Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica e Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati. Con gli altri componenti dell'Autorità, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba, sarò ben lieto di rispondere ad eventuali domande e richieste di chiarimenti.

Roma, 24 marzo 1999

INDAGINE CONOSCITIVA SUL RIASSETTO DEL SETTORE DEL GAS

Memoria per l'audizione del 24 marzo 1999 davanti alla Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati

Memoria presentata per l'Autorità per l'energia elettrica e il gas dal Presidente prof. Pippo Ranci

Onorevole Presidente, Onorevoli Deputati,

Ringrazio anche a nome degli altri due componenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas qui presenti, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba la Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati per l'opportunità offerta da questa audizione che ci consente di offrire il nostro contributo ad un tema così importante come il recepimento e l'attuazione nell'ordinamento legislativo nazionale della direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998, concernente il mercato interno del gas naturale (di seguito: direttiva europea 98/30/CE) relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale (di seguito: direttiva europea 98/30/CE).

La direttiva europea 98/30/CE, stabilisce norme comuni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio del gas naturale e, al fine di creare un mercato unico e concorrenziale, proponendo norme in materia di organizzazione e funzionamento del settore e di accesso al mercato, criteri per la gestione dei sistemi nazionali e procedure in materia di rilascio di autorizzazioni.

La presente memoria fa riferimento all'articolo 40 (norme per il mercato del gas naturale) del disegno di legge A .C . 5809, come approvato dal Senato, che contiene una delega al Governo per l'attuazione, attraverso uno o più decreti legislativi, della direttiva europea 98/30/CE e conseguentemente per la definizione degli aspetti rilevanti del settoreistema nazionale del gas naturale.

La memoria muove da una premessa sul quadro legislativo in cui si inserisce la delega per l'attuazione della direttiva europea, che il Parlamento si appresta a meglio definire (parte I) per esporre alcune osservazioni sul testo dell'articolo 40 (parte II), ed è accompagnata da una breve descrizione del sistema nazionale del gas naturale (appendice).

Parte I : IL NUOVO QUADRO LEGISLATIVO

1. La legge 14 novembre 1995 n.481 e la direttiva europea 98/30/CE

La direttiva europea trova nel nostro Paese un contesto legislativo ben preparato, predisposto dalla legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/1995) intitolata "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità", che all'articolo 2 recita "Sono istituite le Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità competenti, rispettivamente, per energia elettrica e gas e per le telecomunicazioni". Indipendentemente dalle successive vicende legislative, che hanno condotto a modifica-

re anche la denominazione della seconda Autorità, alla prima è stata attribuita competenza sui servizi di pubblica utilità dell'elettricità e del gas.

La legge n. 481/95 e la direttiva europea 98/30/CE concordano nel prevedere che le attività del settore del gas naturale siano svolte in un contesto liberalizzato, nel quale le esigenze di utilità collettiva trovano tutela in una regolazione attenta sia alla libertà d'impresa, fonte di efficienza e di innovazione, sia alla difesa di utenti e consumatori, in particolare di quelli più deboli. Si prevede un contesto orientato alla salvaguardia della sicurezza nazionale e alla promozione dello sviluppo, da ottenere proprio attraverso il dinamismo di imprese in concorrenza.

L'intervento di regolazione appare pertanto espressivo di un modello alternativo rispetto a quello incentrato sull'esercizio diretto delle attività da parte dello Stato, ossia sulla individuazione di attività da qualificare alla stregua di pubblici servizi in senso stretto. Il che consente di sgombrare il campo dall'equivoco che la regolazione sia una forma di presenza pubblica da riferire alle sole attività qualificabili strettamente alla stregua di servizi pubblici (vale a dire attività soggette a riserva e sottratte alla libertà di concorrenza). È vero il contrario, ossia che la regolazione è lo strumento cui si ricorre quando si persegua l'obiettivo di garantire un assetto concorrenziale pur assicurando la tutela degli interessi generali.

È forse opportuno, per chiarezza ed anche per prevenire possibili fraintendimenti, ribadire che la regolazione di un mercato orientato alla liberalizzazione, quale viene istituita dalla legge n. 481/95, non ha nulla di dirigistico e differisce radicalmente dalla vecchia regolazione basata sull'imposizione per via amministrativa di vincoli ai prezzi o alle quantità.

La regolazione definisce gli obblighi da imporre ai soggetti regolati nella misura di quanto è indispensabile al perseguimento degli obiettivi fondamentali di tutela dei consumatori e di liberalizzazione del mercato. A questo principio si ispira l'azione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, per la convinta e necessaria adesione ai criteri di base che ispirano la regolazione in economia di mercato, come disposti dalla legge n.481/95.

L'attuale sistema italiano di trasporto e distribuzione del gas naturale, che si confronta favorevolmente con i sistemi di altri paesi europei, è frutto di un dinamismo d'impresa che deve essere valorizzato anche per il futuro. La liberalizzazione e l'intervento di un regolatore indipendente sono volti ad assicurare che più imprese possano operare a beneficio del Paese, in un contesto equilibrato e senza discriminazioni.

Lo squilibrio tra il potere di mercato del principale operatore e quello degli altri fornitori e dei consumatori piccoli e grandi è oggi palese. Ne costituisce prova la recente decisione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, che ha rilevato un abuso di posizione dominante da parte della società Snam nella gestione della rete del gas naturale e nelle tariffe di trasporto, comminando alla stessa Snam un'ammenda di 3,5 miliardi di lire.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha rivolto la sua attenzione in primo luogo alla tariffa del gas naturale fornito attraverso reti urbane a utenti civili e piccole attività produttive, intervenendo inizialmente sul meccanismo di indicizzazione che non

era atto a tradurre nella tariffa del gas i continui e sensibili ribassi verificatisi sui mercati internazionali di tutti gli idrocarburi incluso il gas naturale. In seguito all'intervento dell'Autorità la discesa della tariffa, determinata da movimenti dei prezzi sul mercato mondiale, ha potuto assumere dimensioni corrette, con un risparmio medio di 103 mila lire all'anno per ciascuna utenza domestica.

L'Autorità sta portando a termine anche un'indagine sul prezzo del gas naturale pagato dagli ospedali che consumano più di 300 mila metri cubi per anno. Tale prezzo risulta sensibilmente più elevato di quello pagato dalle imprese industriali, a parità di quantitativi consumati e di caratteristiche temporali del prelievo. La ragione della disparità, che deve essere valutata negativamente sul piano sociale oltre che su quello di una stretta corrispondenza tra costi e prezzi, appare da ricondurre ad una diversa capacità di contrattazione collettiva degli ospedali rispetto alle imprese industriali. Se ne ricava un giudizio di insufficienza del libero operare del mercato quando esso si traduca in un rapporto bilaterale in cui l'acquirente non dispone di alternative.

La tutela dei consumatori di gas naturale e degli utilizzatori di strutture comuni quali sono i gasdotti richiede che i costi da riconoscere in tariffa siano tutti, senza eccezione, accuratamente verificati dal regolatore, quando si tratti di un servizio offerto in condizioni non concorrenziali.

Ove esista un mercato concorrenziale per una fase o attività del settore, la verifica del costo in quella particolare fase o attività sarà condotta preferibilmente attraverso la rilevazione dei prezzi prevalenti sul mercato, nazionale o internazionale. I prezzi dovranno essere esaminati per assicurarsi che riflettano costi "standard" riferiti ad un ipotetico operatore di buona efficienza, e non riflettano l'esercizio di un potere di mercato incompatibile con un assetto concorrenziale. È questa la tecnica usata, ad esempio, per l'indicizzazione di parte della tariffa del gas naturale al consumatore finale: la parte che corrisponde al costo della materia prima. È in corso la ridefinizione del meccanismo da parte dell'Autorità, sulla base di un'ampia consultazione con soggetti erogatori e con utenti, in modo da riflettere gli andamenti del mercato del gas naturale e quelli del greggio e dei suoi derivati a cui sono ancorati i prezzi del gas nei contratti internazionali di approvvigionamento.

Ove invece siano verificate condizioni di monopolio, come nel caso dell'uso dei gasdotti, non è dato di rilevare un prezzo di mercato sufficientemente indicativo. Si tratta di un monopolio dettato da ragioni tecnico-economiche, anche se la consueta definizione di "monopolio naturale" non deve far pensare a situazioni in assoluto immodificabili, ma semplicemente connesse a circostanze presenti, quali risultano dalle scelte operate lungo vari decenni, quando ragioni sociali ed economiche indussero a stimolare una rapida penetrazione del gas naturale. Il monopolio di fatto pone la necessità di sottoporre a scrutinio la struttura ed il livello dei costi dell'impresa monopolista, facendo eventualmente riferimento a indicazioni comparabili che possono derivare da sistemi esteri. La regolazione richiede l'acquisizione di informazioni relative alle attività e ai bilanci dei soggetti regolati, per quanto possibile trasparenti.

Come si vede, la regolazione opera in modo ben diverso in presenza di mercati concorrenziali ed in presenza di situazioni monopolistiche. La percezione di tale fondamentale differenza conduce i sistemi di regolazione a introdurre una severa separazione, almeno contabile, ma preferibilmente amministrativa o anche societaria, tra i

due comparti monopolistico e non, qualora essi coesistano in una medesima impresa. In tal modo risulta circoscritta l'area dei costi dell'impresa monopolistica che viene assoggettata a più analitico scrutinio da parte del regolatore; e per converso risulta garantita la riservatezza dei dati che riguardano l'attività in concorrenza, affinché non si crei alcuno svantaggio competitivo per l'impresa di fronte alla concorrenza internazionale.

Riteniamo di aver così chiarito l'impostazione dell'Autorità: non dirigistica ma orientata alla promozione della concorrenza, attenta a garantire quelle condizioni di equità nei rapporti di mercato e di fornitura all'utenza che la legge istitutiva le assegna come principale compito.

2. L'ambito della regolazione e la nozione di servizio di pubblica utilità

Nell'individuare le attività connotate dalla sopra indicata inerenza ad interessi pubblici e, come tali, da sottoporre alla regolazione, il legislatore fa riferimento ai due settori dell'elettricità e del gas complessivamente intesi.

Ciò si desume da molteplici passi della legge n. 481/95. Basta al riguardo fare riferimento all'articolo 2, comma 12, lettera d), che attribuisce al regolatore il compito di definire le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti, ovvero all'articolo 2, comma 12, lettera h), che prevede che il regolatore possa adottare direttive in ordine alle modalità di produzione e di erogazione dei servizi. Incontrovertibilmente nella volontà del legislatore vi è l'intenzione di veder dispiegata l'azione regolatoria su tutto il settore nelle diverse fasi o attività che lo compongono.

Peraltro, anche trascurando i rinvii al diritto positivo, è agevole comprendere il fondamento di tale affermazione se si considera il rapporto tra le esigenze di tutela di interessi generali, evocate dall'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95, e le conseguenti esigenze di intervento pubblico tramite il sistema di regolazione.

Un'autorità di regolazione deve definire, dove non è possibile la libera formazione di prezzi in regime di concorrenza, valori tariffari certi, trasparenti e basati su criteri predeterminati, tutelando utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo. L'intervento del regolatore non può essere realizzato se le funzioni di regolazione e controllo non sono estese a tutte le fasi o attività del settore che contribuiscono alla formazione del prezzo finale dei servizi. La regolazione è, altresì, finalizzata ad imporre agli operatori economici comportamenti preordinati all'effettiva diffusione del servizio sul territorio nazionale e alla promozione della concorrenza, garantendo condizioni paritarie di accesso alle reti, e alle altre attività fornite in esclusiva, da parte dei diversi soggetti in competizione. Di nuovo, questo compito non potrebbe essere svolto se la regolazione investisse soltanto alcune delle fasi o attività appartenenti al settore di riferimento. Analoga considerazione vale quando si deve garantire al consumatore finale prezzi equi e corrispondenti livelli di qualità del servizio.

Quanto sopra esposto chiarisce la portata che, nel contesto normativo richiamato, è stata attribuita alla nozione di servizi di pubblica utilità e a quella di regolazione. Ciò consente una migliore comprensione della natura e dell'ambito dei poteri dell'Autorità.

Il servizio pubblico è un'attività propria dei pubblici poteri, di cui essi si assumono

la responsabilità, che viene esercitata da loro direttamente o attraverso concessioni. Con la nozione di servizio di pubblica utilità, invece, si fa riferimento ad attività economiche che soddisfano bisogni a cui corrisponde un interesse generale e che, in funzione di tale caratteristica, vengono sottoposte ad un regime di regolazione attraverso il quale orientare i comportamenti delle imprese che esercitano tali attività, pubbliche o private che siano.

Ne deriva che la sfera della regolazione non può essere circoscritta alle sole attività sottratte alla libertà di iniziativa e fatte oggetto di funzioni amministrative di erogazione. Ne deriva altresì che è necessario, al fine di consentire alla regolazione di raggiungere il suo scopo, riconoscere che costituiscono servizio di pubblica utilità tutte le attività in cui si sostanziano le catene produttive dei settori di riferimento, a prescindere dal regime giuridico di esercizio e dalla loro natura giuridica (pubblica o di diritto comune).

Sia quindi consentito di valutare un passaggio dell'articolo 40 del disegno di legge di delega nella sua attuale formulazione laddove, al comma 1, lettera a), si prevede che l'apertura del mercato, nel rispetto dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, deve avvenire "nel quadro di regole che garantiscano lo svolgimento del servizio pubblico, compresi i relativi obblighi, l'universalità, la qualità e la sicurezza del medesimo, l'interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi".

Può essere anche opportuno rilevare che l'attuale situazione del settore del gas è profondamente differente da quella del settore elettrico anteriormente all'attuazione 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. Nel settore del gas, come detto, non è riscontrabile un diffuso regime di riserva, che caratterizzava l'elettricità in regime di nazionalizzazione; vi è invece una situazione di monopolio di fatto esercitato da un'impresa in relazione alla quale è già stato realizzato un significativo processo di privatizzazione. Non vi sono quindi spazi per sottrarre fasi o attività del settore alla libertà di intrapresa e per individuare, all'interno del settore del gas, attività qualificabili alla stregua di servizio pubblico nel senso stretto che il termine assume tradizionalmente nel diritto amministrativo italiano.

Si ritiene, di conseguenza, che la richiamata formulazione dell'articolo 40 del disegno di legge di delega sarebbe più chiara ove facesse riferimento non già a "regole che garantiscano lo svolgimento del servizio pubblico", quanto a regole che ne garantiscano il carattere di servizio di pubblica utilità e lo svolgimento dei relativi obblighi.

Qualora dietro l'attuale formulazione vi fosse invece la reale intenzione di sottrarre fasi o attività alla libertà di iniziativa qualificandole alla stregua di servizi pubblici, ciò comporterebbe la necessità di una valutazione analoga a quella operata per il settore dell'energia elettrica. Nel contesto della liberalizzazione del settore elettrico sono infatti sottoposte a regime di riserva ed esplicitamente riconosciute, nella legge di delega al Governo, come qualificate da una natura pubblicistica le attività di trasmissione e dispacciamento. Analogamente occorrerebbe fare per le fasi o attività del settore del gas che si volessero eventualmente definire come servizi pubblici in senso proprio.

3. Liberalizzazione e regolazione

La liberalizzazione ben si adatta al servizio del gas, realizzato in Italia in larghissima misura per opera di un'impresa pubblica dinamica. La liberalizzazione conferma

e generalizza il ruolo centrale dell'impresa nella fornitura del servizio, mentre la regolazione ne garantisce la coerenza con gli interessi generali anche nel passaggio dall'unicità alla molteplicità di imprese, dalla proprietà esclusivamente pubblica ad una parzialmente privata, e nella quale ora la parte privata appare maggioritaria. La privatizzazione dell'Eni certamente porrebbe seri interrogativi circa la sua compatibilità con la necessaria tutela dell'interesse generale, se non fosse accompagnata da una chiara definizione delle responsabilità della regolazione.

Nell'ambito di questo quadro di riferimento si creano le condizioni per delimitare i confini tra i diversi ruoli in cui si sostanzia l'intervento pubblico.

Il legislatore definisce i criteri generali cui deve essere orientato il sistema di regolazione, eventualmente intervenendo sul regime di esercizio delle singole attività qualora la particolare sensibilità di alcune ne richieda la sottrazione alla libertà di iniziativa economica; definisce altresì gli interessi generali che devono ricevere particolare tutela nel settore considerato.

Il Governo sarà chiamato a svolgere la funzione di indirizzo politico settoriale soprattutto al fine di coordinamento con gli obiettivi generali di politica economica. Ai sensi dell'articolo 2, comma 21, della legge n. 481/95 il Governo, nell'ambito del documento di programmazione economico – finanziaria, indica all'Autorità il quadro delle esigenze di sviluppo del servizio di pubblica utilità che corrispondono agli interessi generali del Paese.

Il regolatore infine dovrà determinare, nel rispetto dei canoni fissati dal legislatore e degli indirizzi di politica economica generale, l'impostazione normativa che assicuri che l'esercizio delle attività economiche avvenga anche in funzione degli interessi generali. Il dettato legislativo, costituito dal disegno di legge di delega e dai decreti legislativi delegati, assieme al testo vigente della legge n. 481/95, definirà gli obiettivi, i metodi e i limiti dell'attività di regolazione, così come già essi sono definiti per il servizio di pubblica utilità del settore elettrico, in modo tale da costituire un preciso mandato a cui l'Autorità intende rispondere.

Parte II: OSSERVAZIONI SUL TESTO DELL'ARTICOLO 40, COMMA 1

4. Condizioni generali di concorrenza: uguaglianza di trattamento per gli operatori - lettere b) e c)

4.1 Contesto

Al fine di consentire l'ingresso sul mercato di nuovi soggetti, l'articolo 4 della direttiva europea 98/30/CE prevede che vengano stabiliti criteri obiettivi e non discriminatori nel rilascio di autorizzazioni e altri permessi per la costruzione e la gestione di impianti, gasdotti, apparecchiature, e per la fornitura di gas naturale.

Le iniziative da parte di imprese diverse dalla Snam per entrare nel mercato nazionale del gas testimoniano tenacia e dinamismo. Ma le stesse imprese si trovano di fronte a notevoli difficoltà a causa del quadro procedurale e amministrativo con cui si devono confrontare per quanto concerne sia l'apprestamento di opere infrastrutturali, sia le attività di produzione nazionale.

L'attività di costruzione e di gestione dei gasdotti è in teoria libera su tutto il territorio nazionale ai sensi dell'articolo 23 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625. In pratica il processo di liberalizzazione è condizionato dall'articolo 23 della legge 10 febbraio 1953, n. 136, che riconosce la natura di pubblica utilità a tutte le infrastrutture di gas naturale realizzate dalla Snam, in quanto società controllata dall' Eni. L'articolo 14 della legge 8 agosto 1992, n. 359 stabilisce infatti, che gli enti pubblici economici trasformati in società per azioni e le loro società controllate esercitano, "nei medesimi limiti e con i medesimi effetti, le attribuzioni in materia di pubblica utilità e di necessità e di urgenza, già spettanti agli enti originari", attribuzioni previste dalla citata legge n. 136/53, beneficiando del particolare regime espropriativo dei beni immobili di terzi previsto dalla disciplina sulle espropriazioni.

Da ciò consegue un vantaggio per l'Eni e le sue società controllate, grazie alla possibilità di riduzione dei tempi e di abbattimento dei costi da sostenere nell'espropriazione dei suoli privati su cui è previsto il passaggio dei gasdotti.

D'altro canto, per quanto attiene la produzione nazionale di gas e il suo stoccaggio, il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, recependo 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. Tuttavia, l'effettiva promozione della concorrenza anche in questa fase del sistema del gas è stata frenata dal processo di riattribuzione all'Eni dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione a tutela dei diritti maturati nel precedente regime di esclusiva istituito con la legge 10 febbraio 1953, n. 136, e riconosciuti dall'articolo 34 del richiamato decreto legislativo n.625/96, il quale stabilisce che sia mantenuta all'Eni la titolarità dei permessi "relativi ad aree per le quali l'attività svolta o in corso e gli investimenti effettuati ne giustificano l'attribuzione".

Con un comunicato del 19 novembre 1998, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale delle Comunità europee del 19 dicembre 1998, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha dato avviso dell'avvenuta apertura alla ricerca e alla prospezione di idrocarburi nelle zone di esclusiva dell'Eni non riattribuite, e quindi dei termini e delle modalità per la presentazione delle domande di permesso di prospezione o di ricerca nell'ambito di tali aree. L'attribuzione definitiva dei permessi di ricerca richiederà circa 2 anni, a meno di significative riduzioni rispetto agli attuali tempi medi per procedure consimili.

Il numero di società che hanno richiesto l'accesso alla documentazione è relativamente modesto. Il limitato numero di domande pervenute non confermerebbe pertanto aspettative ottimistiche circa una significativa ripresa dell'attività di ricerca e produzione e un aumento del numero di operatori presenti, come effetto del cambiamento nell'ordinamento legislativo. Tra i fattori che incidono negativamente sulle iniziative delle imprese vi potrebbe essere la consapevolezza che, grazie al meccanismo delle riattribuzioni, l'Eni tende ad assicurarsi posizione di controllo sulle aree a maggior potenziale, lasciando alla concorrenza aree di interesse marginale o con maggiore costo di sviluppo.

4.2 Valutazioni dell'Autorità

L'Autorità ritiene che al fine di promuovere la concorrenza tra operatori la dichiarazione di pubblica utilità, definita ai sensi dell'articolo 9 della legge n. 2359/1865, debba essere senz'altro estesa a tutte le opere di apprestamento e ampliamento delle

infrastrutture del sistema del gas che vengono realizzate sul territorio nazionale da parte di qualsiasi nuovo soggetto. L'Autorità ritiene altresì che vadano eliminate tutte le disparità normative esistenti tra i diversi operatori del sistema gas per porli in grado di competere a condizioni paritarie e non discriminatorie.

L'articolo 40, lettere b) e c), del disegno di legge nella formulazione approvata dal Senato, tiene conto in modo adeguato della necessità di assicurare uguaglianza di trattamento per gli operatori stabilendo che "le opere infrastrutturali per lo sviluppo del sistema del gas siano dichiarate di pubblica utilità, nonché urgenti ed indifferibili a tutti gli effetti della legge 25 giugno n. 2359/1865", e prevede inoltre uguali condizioni e trattamenti paritetici per quanto si riferisce a contributi, concessioni, autorizzazioni o altre approvazioni.

5. Obblighi di servizio pubblico: la sicurezza degli approvvigionamenti - lettera d)

5.1 Contesto

In conformità all'articolo 3, paragrafo 2 della direttiva europea 98/30/CE, gli Stati membri hanno la possibilità di imporre, nell'interesse economico generale e nel rispetto delle pertinenti disposizioni del trattato che istituisce la Comunità europea, obbligo di servizio pubblico per quanto riguarda la sicurezza dell'approvvigionamento. Si afferma che "Quale mezzo per adempiere gli obblighi di servizio pubblico in materia di approvvigionamento gli Stati membri che lo desiderano possono attuare una programmazione di lungo termine, tenendo conto della possibilità che i terzi vogliano accedere al sistema".

In tale prospettiva gli obiettivi di sicurezza dell'approvvigionamento dovrebbero essere conseguiti creando una complementarietà tra interventi di programmazione di lungo periodo e interventi che favoriscano l'ingresso di nuovi operatori e la diversificazione di fonti e vettori di approvvigionamento. Occorre garantire a tutti gli operatori la possibilità di utilizzare infrastrutture non agevolmente riproducibili o sostituibili tra cui si distingue l'attività di stoccaggio. Occorre anche garantire che i contratti di importazione di gas con clausole del tipo "take or pay" (tali cioè da imporre pagamenti o penali in caso di mancata consegna del gas o di impiego finale diverso da quello previsto nel contratto), che siano stati negoziati o stipulati dopo l'entrata in vigore della direttiva, siano anche definiti in modo prudente e non costituiscano un ostacolo all'apertura del mercato.

L'attività di stoccaggio, in generale, assolve una duplice funzione: di scorta strategica e di modulazione dei prelievi. Quest'ultima funzione consente agli operatori di far fronte ad un mercato in cui ad un'offerta rigida si contrappone una domanda variabile. L'offerta è predeterminata dalla produzione di gas naturale e dai contratti di importazione "take or pay", strumenti entrambi rigidi in quanto sottoposti a vincoli esogeni, per contro la domanda è influenzata da vari fattori e da andamenti stagionali. D'altro lato la funzione di scorta strategica svolta dallo stoccaggio ha importanza come strumento per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e potrebbe essere assimilata alla funzione degli impianti di riserva previsti nel sistema elettrico.

Attualmente, per quanto riguarda gli stoccaggi, gli operatori nazionali non soggiacciono ad un preciso obbligo normativo finalizzato al mantenimento di riserve strate-

giche di gas. Per la sicurezza degli approvvigionamenti, si dovrebbe quindi intervenire imponendo agli operatori esistenti e nuovi di destinare una parte dei loro stoccaggi a riserva strategica ed una parte alla modulazione dei prelievi contribuendo nel loro insieme a far fronte, in caso di interruzione delle altre fonti di approvvigionamento, alle forniture per un certo periodo di tempo.

Per quanto concerne i contratti di importazione "take or pay", questi assicurano gran parte dell'approvvigionamento nazionale di gas a lungo termine. In una logica di mercato aperto e concorrenziale, considerato il ruolo che tali contratti assolvono allo scopo di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, è necessario intervenire con lo strumento della programmazione e dell'indirizzo, prevedendo ad esempio limiti all'impegno contrattuale con fornitori appartenenti ad un solo sistema nazionale di produzione. La sicurezza dell'approvvigionamento per un paese come l'Italia, che non possiede risorse proprie in misura tale da far fronte alla domanda interna, dovrebbe essere affidata all'esistenza di una molteplicità di operatori e alla flessibilità e alla diversità delle condizioni contrattuali.

5.2 Valutazioni dell'Autorità

L'Autorità ritiene che la ridefinizione dell'organizzazione del settore del gas conseguente all'attuazione della direttiva europea 98/30/CE, debba avvenire in coerenza con l'obiettivo di sicurezza degli approvvigionamenti anche in considerazione del fatto che il mercato del gas naturale in Italia è caratterizzato in prospettiva da una sensibile crescita dei fabbisogni e da una sempre maggiore dipendenza dalle importazioni.

L'articolo 40, lettera d) del disegno di legge approvato dal Senato, sembra riflettere pienamente le esigenze di garanzia della sicurezza degli approvvigionamenti soprarichiamate, poiché invita il Governo a "prevedere misure affinché nei piani e nei programmi relativi ad opere di trasporto, di importazione e di stoccaggio di gas sia salvaguardata la sicurezza degli approvvigionamenti, promossa la realizzazione di nuove infrastrutture di produzione, stoccaggio ed importazione, e favorito lo sviluppo della concorrenza e l'utilizzo razionale delle infrastrutture esistenti".

6. Esigenze di separazione contabile e societaria - lettera e)

6.1 Contesto

L'articolo 13 della direttiva 98/30/CE chiede che la contabilità di tutte le imprese di gas naturale abbia un elevato grado di trasparenza. La contabilità dovrà essere separata per le varie attività al fine di evitare discriminazioni, sovvenzioni incrociate ed altre distorsioni della concorrenza. Non solo, è previsto che gli Stati membri o l'autorità competente da essi designata hanno "diritto di accedere alla contabilità delle imprese di gas naturale, la cui consultazione sia necessaria per lo svolgimento delle loro funzioni." Sulle informazioni commercialmente sensibili, che così verrebbero acquisite, vi è un vincolo di riservatezza a cui possono essere applicate deroghe da parte degli Stati membri "ove ciò sia necessario per consentire alle autorità competenti di svolgere le proprie funzioni". Le deroghe devono essere oggetto di espressa previsione all'atto di recepimento della direttiva europea.

Condizioni analoghe, e anche più comprensive, sono previste dall'articolo 2, comma 12, lettera f) della legge n. 481/95, in cui si stabilisce che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, emana "le direttive per la separazione contabile e amministrativa e

verifica i 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 utenze evidenziando separatamente gli oneri conseguenti alla fornitura del servizio universale definito dalla convenzione, provvedendo quindi al confronto tra essi e i costi analoghi in altri paesi, assicurando la pubblicizzazione dei dati".

6.2 Valutazioni dell'Autorità

In sintonia con queste disposizioni, l'articolo 40, lettera e) del disegno di legge prevede che "le imprese integrate nel mercato del gas costituiscano, ove funzionale allo sviluppo del mercato, società separate, e in ogni caso tengano nella loro contabilità interna conti separati per le attività di importazione, trasporto, stoccaggio, e conti consolidati per le attività non rientranti nel settore del gas, al fine di evitare discriminazioni o distorsioni della concorrenza".

Una riserva riguarda l'inciso "ove funzionale allo sviluppo del mercato", che potrebbe indurre a interpretazioni tali da conferire una portata insufficiente al regime di separazione societaria. Le esperienze di liberalizzazione di altri paesi mostrano come lo sviluppo del mercato e la promozione della concorrenza tra operatori siano possibili solo nel caso in cui venga varato un regime che assicuri l'effettiva separazione delle attività di trasporto e distribuzione dalle altre attività del sistema del gas limitando in questo modo comportamenti collusivi e asimmetrici. Va comunque tenuto presente che, a motivo della loro onerosità, forme di separazione amministrativa o anche societaria si potranno applicare alle aziende di piccole dimensioni solo al di sopra di precise soglie dimensionali.

7. Condizioni di accesso al sistema e alle reti del gas - lettera f)

7.1 Contesto

Condizioni e vincoli tecnici od economici fanno sì che infrastrutture, impianti e reti di trasporto del sistema del gas naturale non siano agevolmente riproducibili. La direttiva europea 98/30/CE prevede che ne sia consentito l'accesso e l'uso da parte di una pluralità di operatori. A questo fine gli Stati membri possono optare per procedure di accesso e uso negoziato o viceversa per procedure di accesso e uso regolamentato, ovvero per entrambe le procedure.

Nel caso di procedure di accesso regolamentato l'articolo 16 della direttiva prevede che gli Stati membri "adottino le misure necessarie per conferire alle imprese di gas naturale nonché ai clienti idonei, un diritto di accesso al sistema sulla base di tariffe pubblicate e/o altri termini e obblighi per l'utilizzo dello stesso". Tale diritto di accesso per i clienti idonei può essere conferito consentendo di stipulare contratti di fornitura con imprese di gas naturale concorrenti diversi dal proprietario e/o dal gestore del sistema o dall'impresa collegata.

Per contro, l'articolo 15 della stessa direttiva stabilisce che "nel caso di accesso negoziato gli Stati membri adottano le misure necessarie affinché le imprese di gas naturale e i clienti idonei possano negoziare l'accesso al sistema al fine di concludere tra loro contratti di fornitura sulla base di accordi commerciali volontari. I contratti di accesso al sistema sono negoziati con le imprese di gas naturale. Gli Stati membri impongono alle imprese di gas naturale di pubblicare le loro principali condizioni commerciali per l'utilizzo del sistema".

In sostanza l'accesso negoziato alla rete avviene sulla base di un prezzo negoziato caso per caso tra produttore, trasportatore e cliente idoneo. L'accesso regolamentato avviene sulla base di una tariffa pubblicata per l'utilizzazione della rete. Le due procedure di accesso alla rete devono essere predisposte adottando criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori.

In Italia l'accesso di soggetti terzi alle reti di trasporto e distribuzione è attualmente negoziato. L'articolo 12, della legge 9 gennaio 1991, n.9, limita il diritto di accesso dei terzi alla rete di trasporto al gas prodotto in Italia e destinato a forniture all'Enel o alle altre imprese produttrici di energia elettrica o per l'uso negli stabilimenti delle imprese produttrici di gas, delle società controllate, delle società controllanti, o di società sottoposte al controllo di queste ultime.

A questo riguardo va segnalato il già citato provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato 25 febbraio 1999, n. 6926, in esito alle controversie che opponevano Edison Gas e Assomineraria alla Snam. L'Autorità garante identifica e sanziona con questo provvedimento tre distinte violazioni all'articolo 3 (abuso di posizione dominante) della legge 10 ottobre 1990, n. 287 contenente Norme per la tutela della concorrenza e del mercato, vale a dire: in primo luogo il rifiuto opposto dalla Snam all'Assomineraria di concedere l'accesso alla sua rete per il trasporto di gas anche per usi diversi da quelli previsti dal già citato articolato 12 della legge n. 9/91, in secondo luogo il rifiuto opposto dalla Snam all'Assomineraria di rivedere l'accordo di vettoriamento del gas naturale di produzione nazionale del 22 dicembre 1994, relativamente al prezzo del servizio di vettoriamento, infine come terza violazione vi è il comportamento della Snam tendente ad imporre un controllo sulla destinazione finale del gas naturale vettoriato per conto delle società Edison Gas.

7.2 Valutazioni dell'Autorità

L'Autorità ritiene che la scelta della modalità di accesso alla rete deve risultare funzionale al perseguimento dell'apertura del mercato a una pluralità di operatori. Dato che in Italia la struttura del mercato del gas naturale è caratterizzata dalla posizione dominante di un unico soggetto, responsabile del trasporto primario e dalla frammentazione dei soggetti responsabili della distribuzione, l'adozione di una procedura di accesso negoziato, seppure accompagnata dalla pubblicazione dei prezzi applicati, potrebbe esporre sia gli operatori terzi, sia i soggetti acquirenti e i clienti idonei a disparità di trattamento e ad incertezze nelle loro scelte, e quindi tradursi in oneri di negoziazione dei contratti e di risoluzione delle controversie. Viceversa, l'accesso regolamentato sembra ridurre le asimmetrie informative a favore del produttore, del trasportatore e del cliente o dell'acquirente permettendo tariffe e condizioni certe sulle quali basare il calcolo di convenienza nella scelta del fornitore.

Per quanto sopra detto l'Autorità ritiene che sia preferibile optare per l'accesso regolamentato al sistema nazionale del gas, esteso a tutti gli operatori a condizioni certe trasparenti e non discriminatorie. Le condizioni-tecnico economiche e le tariffe di vettoriamento e di trasporto sulle reti e servizi ausiliari ad esse connessi verrebbero quindi definite dall'Autorità sulla base dei poteri conferiti dalla legge n. 481/95.

L'articolo 40, lettera f) del disegno di legge approvato dal Senato che opta nella delega al Governo per l'accesso regolato, appare dunque coerente con le esigenze di promozione della concorrenza e non può che essere pienamente condiviso.

8. Apertura del mercato: definizione di clienti idonei - lettera g), prima parte

8.1 Contesto

La direttiva europea 98/30/CE impone soglie minime di apertura del mercato per la fornitura di gas naturale e la sua liberalizzazione attraverso un progressivo ampliamento della categoria dei clienti idonei, vale a dire dei clienti liberi di scegliere il proprio fornitore.

Ai sensi dell'art.18 della direttiva gli Stati membri dovranno fare in modo che la definizione di clienti idonei dia luogo ad un'apertura di mercato del gas per una quota minima pari al 20 per cento del mercato nazionale. Cinque anni dopo l'entrata in vigore della direttiva europea, la quota deve essere portata al 28 per cento del consumo totale annuale di gas nel mercato nazionale e al 33 per cento dello stesso entro 10 anni. A tale fine si prevede che tutti i produttori di elettricità che utilizzano il gas come materia prima e tutti gli altri clienti finali il cui consumo sia superiore a 25 milioni di mc per anno siano considerati come clienti idonei e siano pertanto liberi di scegliere il loro fornitore, di concludere contratti di fornitura di gas e di accedere alle reti di trasporto e distribuzione. La soglia dovrebbe essere abbassata a 15 milioni di mc per anno dopo 5 anni e a 5 milioni di mc dopo 10 anni. I cogeneratori sono considerati, ai fini dell'eleggibilità, come i produttori di elettricità, pertanto clienti eleggibili a prescindere dalla loro quota di consumo di gas. Tuttavia gli Stati membri possono, al fine di garantire l'equilibrio del mercato dell'energia elettrica, introdurre una soglia per l'idoneità degli impianti dei cogeneratori, che non può superare il livello previsto per gli altri clienti finali (inizialmente pari a 25 milioni di mc per anno).

Tutti i distributori sono considerati clienti idonei per la quota parte dei consumi dei clienti idonei che riforniscono.

Attualmente in Italia la libertà di scelta del fornitore da parte dei clienti è fortemente limitata dal monopolio che la società Snam detiene sulla rete di trasporto primario, pur non esistendo alcuna riserva di legge. Le soglie di consumo per la definizione dei clienti idonei potrebbero essere fissate con l'obiettivo di superare gli ostacoli che si frappongono alla liberalizzazione del mercato. Nel sistema gas italiano, i consumatori non hanno in genere dimensioni sufficienti per trovare autonomamente forniture alternative e convenienti. Oltre il 70 per cento dei consumi di gas naturale dell'industria italiana proviene da imprese industriali di medie e piccole dimensioni con consumi individuali che non raggiungono la soglia dei 5 milioni di mc per anno. Se si optasse per le soglie minime previste dalla direttiva europea, soltanto le grandi imprese industriali, che rappresentano una quota di consumo residuale, sarebbero ammesse al mercato libero. Pertanto, nel definire quali sono le soglie di idoneità, tenuto conto della situazione del mercato italiano, potrebbe essere opportuno attestarsi su soglie di consumo più basse rispetto a quelle previste dalla direttiva europea 98/30/CE in modo da garantire una dimensione più ampia al mercato libero. Inoltre, tali soglie di consumo dovrebbero valere anche per i consorzi o le società consortili di imprese localizzate sullo stesso territorio.

Per quanto riguarda i cogeneratori questi contribuiscono per una quota pari a circa il 7 per cento alla generazione elettrica nazionale e tale apporto è destinato a crescere nei prossimi anni. La quasi totalità degli impianti di cogenerazione esistenti ha usufruito di incentivi in riconoscimento dei risparmi di energia permessi dall'utilizzo della produzione combinata di calore. Il riconoscimento dell'idoneità alle imprese

che ricevono incentivi per la cogenerazione può introdurre elementi di disparità nel mercato della generazione elettrica e del gas. I cogeneratori si troverebbero infatti ad essere considerati clienti idonei in base alla direttiva europea 96/92/CE, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, e allo stesso tempo clienti idonei ai sensi della direttiva europea nel mercato del gas. Quanto detto potrebbe far propendere per un'esclusione dei cogeneratori dalla condizione di idoneità nel mercato del gas. Tuttavia diversi sono i fattori che spingono a favore del riconoscimento dell'idoneità a tutti i cogeneratori. Tra questi assume particolare valore il fatto che, indipendentemente dalle dimensioni, la cogenerazione è una tecnologia produttiva con valenze socioeconomiche e ambientali che la rendono compatibile con gli obiettivi di tutela ambientale stabiliti nel protocollo di Kyoto.

Per quanto infine concerne i distributori, circa 30 imprese di distribuzione acquistano e distribuiscono a loro clienti volumi di gas naturale superiori a 100 milioni di mc per anno, oltre 100 sono fornitori per un consumo complessivo superiore a 50 milioni di mc per anno. Molte di queste imprese sono attrezzate per affrontare i meccanismi del mercato concorrenziale. La scelta di opportune soglie di idoneità riferite ai consumi complessivi del mercato vincolato come è previsto dalla direttiva 98/30/CE, potrebbe stimolare la concentrazione del settore della distribuzione verso imprese di dimensioni più efficienti. L'accesso dei distributori al mercato libero riduce infatti in generale la possibilità di trasferimenti incrociati da parte del monopolista a svantaggio del mercato vincolato. Il riconoscimento dell'idoneità alle imprese di distribuzione che superano le soglie va tuttavia accompagnato da un meccanismo tariffario che assicuri il trasferimento di un'equa parte dei benefici della concorrenza ai clienti vincolati e mantenga precise garanzie di servizio di pubblica utilità. Inoltre, al fine di promuovere la concorrenza e l'efficienza, i distributori dovranno aprire le loro reti all'accesso di terzi, a loro volta interessati a vendere a clienti idonei inseriti nelle loro reti urbane.

8.2 Valutazioni dell'Autorità

L'articolo 40 lettera g) del disegno di legge richiama la necessità di "stabilire misure perché l'apertura del mercato nazionale del gas avvenga nel quadro dell'integrazione europea di mercato". La presenza di un operatore dominante potrebbe richiedere una regolazione più trasparente di quanto accade in altri paesi, dove già opera la concorrenza, mentre le caratteristiche strutturali del sistema produttivo nazionale potrebbero richiedere un'apertura più ampia di quella minima prevista dalla direttiva europea per far godere dei vantaggi della liberalizzazione anche le imprese piccole e medie e i distretti industriali.

Dovrebbe essere anche considerata una certa interdipendenza tra apertura del mercato elettrico come prevista dal decreto legislativo di attuazione della direttiva europea 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e le categorie di clienti idonei previsti dalla direttiva europea sul mercato del gas. In particolare potrebbe essere opportuno introdurre fin dall'inizio tra i clienti idonei anche i cogeneratori al di sopra di soglie o livelli di consumo da definire.

9. Altre esigenze di interesse pubblico che devono informare il quadro normativo - lettera g), seconda parte

9.1 Contesto

La direttiva europea 98/30/CE, assicura nel suo insieme un grado di apertura dei

mercati degli Stati membri progressivo e indica soglie minime. Nel rispetto del principio di sussidiarietà, gli Stati membri sono liberi di aprire i loro mercati nazionali in misura maggiore rispetto alle soglie previste.

Allo scopo di evitare squilibri nei mercati nazionali del gas naturale la stessa direttiva prevede deroghe temporanee e condizioni di reciprocità espresse attraverso clausole di mutuo riconoscimento. In particolare, nel caso di due Stati membri che abbiano aperto il mercato ai clienti idonei in modo differente, e in cui l'uno ha aperto nella misura minima prevista dalla direttiva, l'altro ha aperto il suo mercato completamente, l'articolo 19 della direttiva europea consente a quest'ultimo Stato membro di vietare contratti di fornitura di gas conclusi da clienti idonei del suo territorio con fornitori del primo Stato membro (quello che ha aperto in modo inferiore).

Il principio di reciprocità così definito ha la funzione di impedire una disparità di trattamento tra imprese nei diversi Stati membri. La sua applicazione favorisce, tuttavia, anche se indirettamente, la concorrenza. Infatti, mediante il ricorso alla reciprocità, lo Stato che procede più speditamente sulla via della liberalizzazione esercita una pressione sullo Stato più restio ad aprire il proprio mercato. Le imprese localizzate nel mercato relativamente più protetto possono beneficiare della relativa chiusura del loro mercato domestico, ma solo in via temporanea, e inoltre, se vige la reciprocità, al prezzo di trovarsi ostacolato l'accesso ai mercati esteri. In regime di mutuo riconoscimento queste imprese, se percepiscono correttamente l'evoluzione dei mercati, preferiranno rinunciare al vantaggio difensivo sul mercato interno per non perdere le possibilità di penetrazione sui mercati esteri.

L'esperienza di altri settori suggerisce che i più forti competitori nel mercato europeo liberalizzato e integrato del gas non saranno le imprese che avranno goduto più a lungo di protezione ma quelle che saranno uscite per prime nella concorrenza internazionale. Nel quadro normativo delineato dalla direttiva, liberalizzare per primi significa dunque dare alle imprese nazionali un forte vantaggio comparativo. Per questo motivo, proprio dal punto di vista dell'interesse a rafforzare il sistema produttivo nazionale, è opportuna un'apertura rapida e tempestiva del mercato domestico, con il ricorso al principio di reciprocità per evitare che si determinino asimmetrie di mercato tali da sfavorire e danneggiare le imprese italiane. Tuttavia, se giusta preoccupazione è quella di evitare comportamenti anticoncorrenziali e di "dumping" da parte di imprese che ricevono sussidi statali in altri Stati membri, la clausola di reciprocità non è lo strumento più adatto. Altri strumenti, più efficaci sono previsti dal trattato che istituisce la Comunità europea per colpire forme di intervento sleale, tra questi strumenti vi sono le norme a tutela della concorrenza e le norme in materia di inadempimento delle disposizioni concernenti il funzionamento del mercato interno.

9.2 Valutazioni dell'Autorità

Rispetto a quanto sopra detto, l'articolo 40, lettera g) del disegno di legge approvato dal Senato, bene riflette la relazione tra grado di apertura del mercato (in termini di riconoscimento dei clienti idonei) e le possibilità di espansione competitiva delle imprese nazionali negli altri mercati dei paesi europei.

L'Autorità ritiene che la liberalizzazione del sistema gas nazionale debba avvenire nella prospettiva di una progressiva e coerente integrazione europea dei mercati nazionali tenendo conto delle caratteristiche e dei possibili vantaggi competitivi delle

imprese del nostro Paese. A tale fine, anche per accrescere le capacità di penetrazione di mercato delle imprese nazionali, potrà contribuire una efficace attuazione della direttiva europea con la predisposizione di un quadro istituzionale e normativo che offra in tempi brevi garanzie di trasparenza, di stabilità e di certezza agli operatori.

10. Osservazioni conclusive

A concslusione di queste osservazioni, riteniamo di dover sottolineare che il recepimento della direttiva 98/30/CE nell'ordinamento legislativo e istituzionale del nostro Paese pone le basi per una trasformazione del settore del gas oramai irreversibile nel contesto europeo e che la stessa direttiva rappresenta un'occasione di sviluppo per le imprese nazionali, di rilancio produttivo e di internazionalizzazione.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è stata in generale investita di compiti di promozione del processo di liberalizzazione e di apertura alla concorrenza, tanto attraverso le funzioni di regolazione dei servizi di pubblica utilità afferenti i settori di pertinenza, quanto attraverso la sua funzione di controllo della qualità e delle modalità di erogazione dei servizi. Queste attività e funzioni vengono esercitate dall'Autorità attraverso un costante rapporto di consultazione delle parti interessate a cui la stessa Autorità è chiamata, al fine di assicurare un'evoluzione dei settori dell'energia elettrica e del gas coerente con le condizioni di mercato, la tutela degli interessi di consumatori e utenti, tenendo conto delle normative europee e degli obiettivi di politica economica del Paese.

L'Autorità attraverso la sua azione, anche di informazione e di segnalazione nei confronti del Governo e del Parlamento, è impegnata ad offrire elementi di valutazione e di giudizio circa soluzioni che potranno essere introdotte nei decreti legislativi di attuazione della direttiva europea 98/30/CE e a dare il necessario supporto alla formulazione delle successive norme e regolamenti. Allo stesso modo l'Autorità intende operare affinché i decreti legislativi previsti vengano portati prontamente a realizzazione e rispondano alle esigenze generali di promozione della concorrenza e dell'efficienza del servizio di pubblica utilità nel settore del gas. In tale azione si dovranno considerare il contesto europeo e le decisioni che altri paesi hanno preso o potranno prendere, affinché il Parlamento e Governo siano a loro volta in grado di intervenire e provvedere nell'interesse del Paese e dei cittadini.

Ho presentato alcune riflessioni, a volte molto tecniche, che l'Autorità propone all'attenzione delle Commissioni Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati. Con gli altri componenti dell'Autorità, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba, sarò ben lieto di rispondere a domande e richieste di chiarimenti.

APPENDICE

A. Lo sviluppo del servizio del gas

Nel 1998, i consumi nazionali di gas metano hanno raggiunto i 62 miliardi di mc (Gmc), contribuendo a soddisfare quasi il 29 per cento dei fabbisogni di energia primaria. Il mercato del gas naturale italiano è il terzo in Europa, dopo quelli tedesco e britannico.

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. Nel 1998, il gas naturale ha contribuito al 55 per cento dei consumi di energia del settore civile, al 42 di quello industriale e al 24 di quello elettrico. L'espansione, 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. In tempi più recenti, 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, si è assistito a un rallentamento nel tasso di crescita della domanda 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. Per contro, permane su livelli sostenuti la dinamica della domanda per la generazione elettrica, sospinta in prospettiva dall'atteso impiego di tecnologie di produzione a ciclo combinato.

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 Spa o da società sue controllate. Quasi il 90 per cento della produzione nazionale è assicurato dall'Agip, società incorporata nell'Eni dall'1 gennaio 1998. Il 91 per cento delle importazioni è basato su contratti della Snam, società posseduta al 99,9 per cento dall'Eni. La Snam è anche proprietaria di tutte le infrastrutture di importazione ed è l'operatore dominante nel dispacciamento e nel 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. La Snam detiene il 41 per cento delle azioni di Italgas ed opera nel settore della distribuzione attraverso reti locali (con oltre il 30 per cento delle vendite a bassa pressione), ed anche mediante il controllo o la partecipazione maggioritaria al capitale di dieci aziende di distribuzione.

Nella fase dell'approvvigionamento, l'Enel Spa detiene contratti di importazione per 7,5 Gmc/anno (nel 1998 ha importato 4,0 Gmc pari al 9 per cento del totale), l'Edison Gas Spa copre l'8 per cento della produzione nazionale e una decina di altre società provvedono al restante 2 per cento. Nella fase della distribuzione secondaria, il 35 per cento delle vendite finali è assicurato da 7 aziende e il rimanente 65 per cento da poco più di 800 aziende, che operano su scala generalmente locale.

B. Produzione nazionale e importazioni

Nell'anno 1998 la copertura del fabbisogno di gas naturale è stata assicurata per circa un terzo dalla produzione nazionale, con 19,8 Gmc, e per i restanti due terzi dalle importazioni, pari a 42,6 Gmc.

L'entità ragguardevole delle riserve interne rende l'Italia uno dei principali produttori di gas metano europei. I dati del bilancio relativi al 1998 evidenziano la posizione dominante di Agip con 16,8 Gmc (quasi il 90 per cento della produzione totale). Edison Gas ha contribuito con all'incirca 1,5 Gmc, mentre la quota restante di 0,6 Gmc si suddivide tra Elf, Fina, Total e altri produttori privati. La crescita della produzione 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 1998 le importazioni di gas naturale in Italia hanno raggiunto i 39 Gmc, pari al 67 per cento del fabbisogno totale. La provenienza delle importazioni riguarda per 18,8 Gmc l'Algeria, per 16,7 Gmc la Russia e per 3,0 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. Per far fronte alle aspettative di crescita dei fabbisogni, la Snam ha siglato tra il settembre 1996 e il 1998 nuovi contratti di lungo termine. Il contratto per l'acquisto di gas olandese è stato esteso da 5 a 10 Gmc/anno potenziali; è stato definito un contratto per l'acquisto di ulteriori 10 Gmc/anno di gas russo, mentre sono in corso trattative per acquistare 8 Gmc/anno di gas dalla Libia con la costruzione di un nuovo metanodotto sottomarino. L'altro grande operatore nazionale è l'Enel con acquisti di gas algerino che nel 1998 erano pari a 4 Gmc. Nell'anno in corso inizieranno le importazioni di gas nigeriano che potranno raggiungere a regime i 4 Gmc/anno.

La disponibilità interna per consumi finali nel 1998 è stata di poco meno di 62 Gmc, al netto di perdite di rete dell'ordine di 1,2 Gmc. Gli usi civili hanno assorbito 24,5 Gmc interamente serviti dalle aziende di distribuzione secondaria. Gli impieghi industriali hanno assorbito 21,9 Gmc, per circa tre quarti provenienti da Snam, e quelli termoelettrici 15,5 Gmc, forniti da Snam per quasi 10,5 Gmc, dall'Enel per 4 Gmc e da Edison e altri produttori indipendenti per circa 1 Gmc.

C. Infrastrutture di trasporto e di 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 che ha oggi superato la lunghezza di 28.000 km., divenendo la seconda per estensione in Europa. 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. La stagionalità dei consumi, dovuta all'incidenza del settore civile, la sicurezza delle forniture ed altre 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 alla 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, soprattutto in alcune aree del centro–sud del Paese.

I contratti nazionali di importazione di gas naturale contengono elementi vincolanti e altri in parte rinegoziabili. I principali elementi vincolanti il cui mancato rispetto può comportare pagamenti al fornitore anche senza consegna del gas o penali sono la durata, il volume totale acquistato e la sua destinazione: questi vengono definiti in modo da offrire garanzie all'acquirente circa la continuità delle importazioni su periodi lunghi (dell'ordine di 20 anni) e, allo stesso tempo, in modo da giustificare investimenti e costi di estrazione e trasporto sostenuti dal produttore.

Elementi rinegoziabili sono le condizioni contingenti di prelievo e il prezzo di vendita. Le condizioni di prelievo vengono stabilite in modo da assicurare sufficiente regolarità al processo di estrazione del gas, requisito necessario per massimizzare la resa dei giacimenti. In genere è previsto che le forniture giungano a regime dopo un periodo concordato di avvio o "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.

I contratti di acquisto stipulati dall'Enel, concepiti originariamente per creare un sistema di approvvigionamento alternativo alla Snam, comportano l'utilizzo delle infrastrutture della stessa Snam. Il gas algerino viene importato attraverso il gasdotto sottomarino Transmed. L'importazione del gas nigeriano era all'origine prevista 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 della proposta per la costruzione di un terminale Snam a Monfalcone, le importazioni verranno effettuate 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.

D. Distribuzione primaria e secondaria

Il mercato della distribuzione primaria è costituito dalle vendite ai produttori di elettricità, ivi inclusi gli autoproduttori, alle imprese industriali e alle aziende di distribuzione. Queste incidono, nel 1998 rispettivamente, per il 25 per cento, il 35 per cento e il 40 per cento del totale. Il servizio viene effettuato dalle società di trasporto senza intermediari commerciali. La società Snam occupa una posizione dominante nei servizi di trasporto interno, dispacciamento, modulazione dei carichi e nella vendita del gas naturale ad alta pressione. La Snam è inoltre l'unico operatore in Italia ad aver accesso ai servizi di stoccaggio forniti dall'Agip che, hanno una capacità complessiva di 28 Gmc, la massima per dimensioni in Europa. La capacità degli stoccaggi nazionali è giustificata sia dalle esigenze di modulazione stagionale, condizionate dalla componente di consumi civili, sia da motivi di sicurezza di approvvigionamento. Tanto Edison Gas che Sgm dispongono soltanto di due piccoli stoccaggi la cui capacità complessiva è pari a circa 0,1 Gmc.

Nel 1998 la distribuzione secondaria del gas ha fornito agli usi finali un volume pari a 29 Gmc. L'attività è affidata, come si è detto, a più di 800 soggetti esercenti. Di questi, meno della metà sono gestioni dirette comunali, oltre 300 sono società private e assimilabili, 112 sono aziende pubbliche e circa 30 sono società per azioni. Il settore è definito servizio pubblico in base al Regio decreto n. 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.

E. Prezzi e tariffe 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/annuo.

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 ad un regime di prezzi amministrati, in base alla delibera del Comitato interministeriale per la programmazione (Cipe) 26 giugno 1974. Questo regime prevedeva che la determinazione delle tariffe fosse affidata al Comitato interministeriale dei prezzi (Cip) che si avvaleva degli Uffici provinciali dell'industria, del commercio e dell'artigianato (Upica). Successivamente, in base al decreto del Presidente della Repubblica 24 aprile 1994, n. 373 le competenze del Cip sono state trasferite in via transitoria al Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato e, a partire dal 23 aprile 1997, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le forniture di gas naturale per usi industriali superiori a 200 mila mc anno, vengono disciplinate da accordi quadro sottoscritti dalla società Snam con Confindustria e Confapi. Le vendite ai produttori di energia elettrica sono basate su tre contratti base stipulati dalla Snam direttamente con l'Enel, con la Federelettrica per le aziende municipalizzate, e con l'Unapace per gli autoproduttori. I contratti di vendita alle aziende di distribuzione per le forniture al settore civile, che comprendono anche i piccoli consumatori industriali e commerciali, vengono definiti in base ad accordi tra Snam e le associazioni dei distributori (Anci, Anigas, Federgascqua, Assogas); il prezzo anche in questo caso è dovuto alla contrattazione diretta tra le parti. Questo contratto prevede anche le condizioni di fornitura alle utenze ospedaliere con consumi superiori a 300 mila mc/anno.

Lo strumento degli accordi quadro attenua le possibilità di abuso di posizione dominante da parte della Snam, ma non sempre assicura l'equità dei prezzi concordati. Essi inglobano nella stessa voce componenti di costo relative alle diverse fasi o attività che compongono il servizio del gas (trasporto primario, stoccaggio e modulazione, servizi di rete, distribuzione e vendita) senza che si disponga di una precisa e documentata corrispondenza tra prezzi da un lato e costi sostenuti dall'impresa o dalle imprese dall'altro lato. I prezzi proposti ai singoli utenti dipendono essenzialmente dal volume consumato, dall'impegno di capacità e dalle clausole di interrompibilità. Nel caso dell'industria e della generazione elettrica; i prezzi riflettono la regolarità diurna e annuale dei prelievi in termini parametrati a livello nazionale e sono indifferenti alle esigenze specifiche di trasporto sulla rete ad alta e media pressione fino alla consegna all'acquirente.

Nel caso di impianti industriali con consumi elevati, il trasporto al punto di consegna finale viene generalmente effettuato dalla società Snam. Le aziende di distribuzione possono intervenire nella fase finale del trasporto a media pressione, in particolare quando gli impianti industriali siano collocati in prossimità delle reti locali. In tali "vendite in deroga" si applica all'utente industriale lo stesso prezzo e la Snam riconosce al distributore un corrispettivo per il servizio di distribuzione. È quindi già in atto un principio di accesso alle reti dei distributori. Tuttavia, i corrispettivi pagati sono parametrati sulle caratteristiche degli utenti finali e mediati a livello nazionale. Essi non sono chiaramente correlati con i costi effettivi sostenuti dal distributore locale, a scapito di un'allocazione efficiente delle risorse.

Il prelievo fiscale sul gas concorre a determinare, assieme alla tariffa o ai prezzi stabiliti dagli accordi quadro, l'effettiva concorrenza tra le fonti energetiche nei vari segmenti di mercato. Gli oneri fiscali, pur collocandosi su livelli sensibilmente inferiori a quelli gravanti sul gasolio, assume rilevanza data la loro elevata incidenza sui prezzi finali. La struttura dell'imposizione sul gas si compone sostanzialmente 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.

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. Il peso del prelievo fiscale, pari in media al 38 per cento del prezzo pagato dall'utente finale nel 1990, è salito al 45 per cento nel 1993, per raggiungere valori superiori al 47 per cento nel 1998.