

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 precedente¹, 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 libero³.

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 sì 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 pregressi⁴ 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.

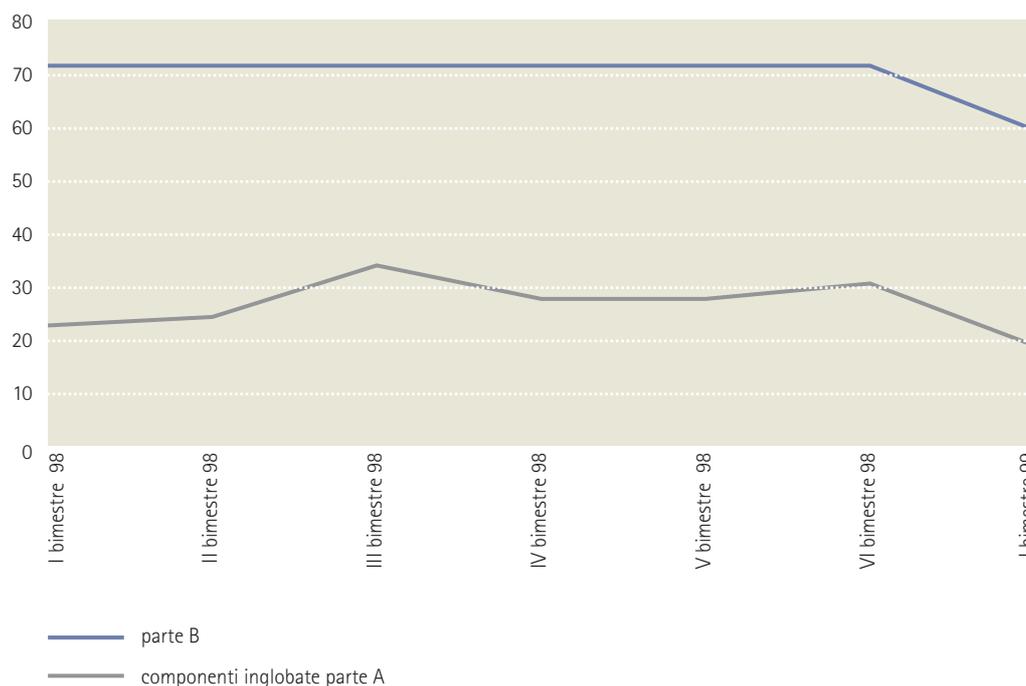
La nuova articolazione delle componenti A2 e A3 prevede che l'aliquota applicabile a ciascuna classe di utenza sia proporzionale alla quantità di energia elettrica che deve essere immessa in rete per garantire la fornitura di 1 kWh agli utenti appartenenti alla classe stessa, tenuto conto delle perdite 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 Ccse 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 energia⁵. 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 Q_t° e Q_i° per impianti nuovi o ammodernati, entrati in funzione da meno di tre anni⁶. 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 Q_t° e Q_i° .

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 capacità 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'Autorità 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 a presentare osservazioni scritte entro 30 giorni.

Al fine di evitare il preconstituersi 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 hanno segnalato 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. 108/97⁷; 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 Spa⁸.

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. 481/95⁹, 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'obbligo¹⁰ 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 bilancio 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. 481/95¹¹, 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 utilizzando 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 finanziarie 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 contributi¹² 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 impianti¹³ 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. 481¹⁴. 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 utilizzando 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 assimilabilità 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 corrisposizioni 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 installata 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."*