

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.

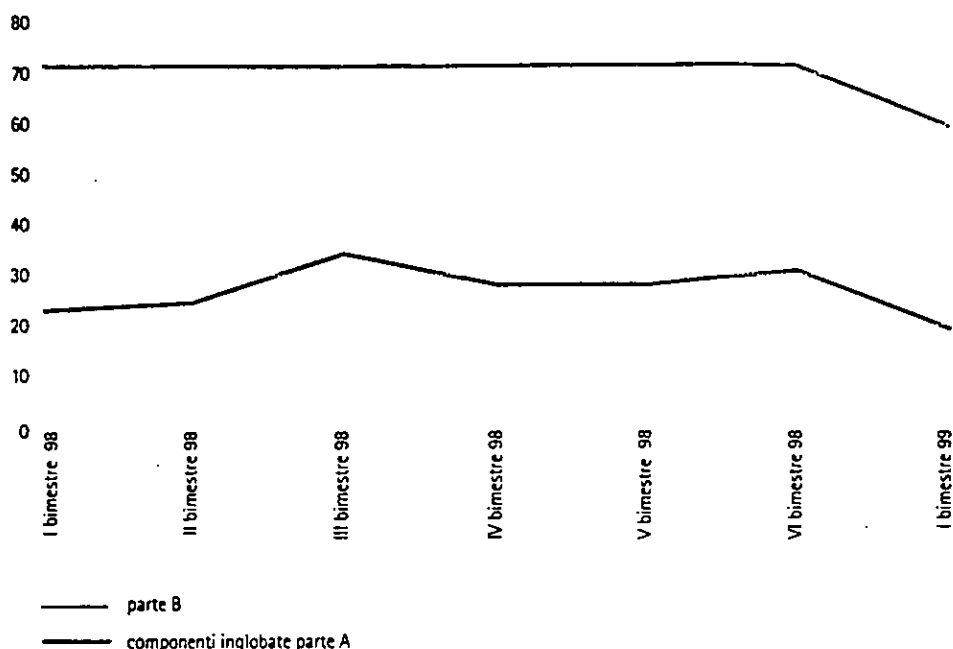
La nuova articolazione delle componenti A2 e A3 prevede che l'aliquota applicabile a ciascuna classe di utenza sia proporzionale alla quantità di energia elettrica che deve essere immessa in rete per garantire la fornitura di 1 kWh agli utenti appartenenti alla classe stessa, tenuto conto delle perdite 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. 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 congruaglio 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 corrispondenza 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)).