

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

Gli interventi e i provvedimenti dell'Autorità riguardanti l'ordinamento delle tariffe del servizio elettrico e l'assetto del settore possono essere suddivisi in un primo insieme di interventi di natura strutturale, volti a introdurre i primi tasselli del futuro assetto del settore, e in un secondo insieme di misure a carattere contingente, finalizzate a sciogliere i nodi rimasti irrisolti nel precedente contesto di regolazione e a favorire la definizione di un nuovo ordinamento su basi coerenti e trasparenti.

L'azione dell'Autorità in questo campo ha anche riflesso scadenze imposte da disposizioni di legge precedenti riguardanti sia la formazione dei prezzi dell'elettricità, sia le caratteristiche dell'offerta e del mercato.

Gli interventi di natura strutturale in materia tariffaria comprendono il provvedimento di razionalizzazione e inglobamento in tariffa dei sovrapprezzi, a cui si collega il trattamento dell'energia ottenuta con rifiuti e la ridefinizione dei prezzi delle eccedenze elettriche; carattere generale hanno le proposte di riforma delle tariffe di fornitura e vettoriamento. I provvedimenti di natura contingente riguardano la verifica di alcune decisioni assunte in passato dal Cip, i rimborsi all'Enel e ai suoi fornitori a seguito della mancata realizzazione del programma di riconversione nucleare del sistema elettrico e il riassetto organizzativo della Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Con riferimento all'assetto del sistema, l'azione dell'Autorità si è espressa in atti di natura ricognitiva e consultiva. Gli interventi di maggiore rilievo sono consistiti nella definizione dei criteri di separazione contabile e amministrativa per le imprese elettriche organizzate in forma integrata, nell'avvio di istruttorie conoscitive nel parere sulle modalità autorizzative per gli scambi con l'estero di energia. Tra le attività di natura più contingente rientrano interventi sul trattamento dell'energia da fonti rinnovabili e assimilate.

VERSO LA RIFORMA DELL'ASSETTO TARIFFARIO: RAZIONALIZZAZIONE E INGLOBAMENTO DEI SOVRAPPREZZI

La delibera dell'Autorità n. 70/97

La razionalizzazione e l'inglobamento in tariffa dei sovrapprezzi ha preso le mosse dall'art. 1, comma 2, del DL 13 settembre 1996, n. 473, convertito con modificazioni nella legge 14 novembre 1996, n. 577, *Disposizioni urgenti in materia di trasparenza delle tariffe elettriche*.

Tale decreto dispone che, a decorrere dal 30 giugno 1997, il sovrapprezzo per la copertura dell'onere termico e gli altri sovrapprezzi comunque denominati, purché non destinati alle entrate dello Stato, siano inglobati nella tariffa in misura coerente con le normali condizioni della concorrenza e del mercato. Il mandato conferito all'Autorità consiste pertanto nella semplificazione, e nella razionalizzazione della struttura tariffaria.

La struttura tariffaria vigente fino al 30 giugno 1997

La struttura del prezzo pagato dagli utenti finali, prima della delibera dell'Autorità del 26 giugno 1997, n. 70, era articolata in tre componenti: la tariffa in senso stretto, i sovrapprezzi e gli oneri fiscali.

La "tariffa" aveva, ed ha tuttora, una struttura "binomia", composta da una quota fissa (o corrispettivo di potenza), indipendente dall'energia consumata, e una quota variabile in proporzione dei consumi.

I "sovrapprezzi", aggiuntivi rispetto alla tariffa, erano stati introdotti nel tempo con finalità diverse (Tav. 4.1):

- il sovrapprezzo termico ordinario destinato ad alimentare il conto "onere termico" della Cassa conguaglio per il settore elettrico (Ccse) per il finanziamento dei contributi riconosciuti alla produzione termoelettrica nazionale e all'importazione di energia elettrica;
- l'aliquota di recupero in favore dei produttori termoelettrici dell'imposta di fabbricazione gravante sugli oli combustibili impiegati nella generazione di energia elettrica;
- l'aliquota aggiuntiva provvisoria per il ripianamento del conto onere termico ordinario relativo agli anni 1994-96;
- la maggiorazione straordinaria¹ del sovrapprezzo termico ordinario per la reintegrazione, all'Enel e alle altre imprese appaltatrici, degli oneri derivanti dalla sospensione dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari;
- l'aliquota a copertura dei contributi riconosciuti all'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e assimilate².

Vi era inoltre un ulteriore sovrapprezzo volto a compensare lo Stato delle minori entrate tributarie conseguenti all'applicazione della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Questa componente è stata soppressa dalla delibera dell'Autorità del 23 dicembre 1997, n. 136, con decorrenza dall'1 gennaio 1998, essendo stata completata la reintegrazione di tali minori entrate, corrispondenti a un gettito di circa 400 miliardi di lire annui.

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

addizionali a favore di comuni e province, determinate in base ai consumi in quantità – e l'imposta sul valore aggiunto, che si applica all'importo totale della fattura, al lordo delle imposte specifiche.

TAV. 4.1 SOVRAPPREZZI AL 30 GIUGNO 1997

Lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	SOVRAPP. TERMICO ORDINARIO	ALIQUTA DI RECUPERO IMPOSTA DI FABBRICAZ. OLI COMBUSTIBILI	ALIQUTA AGGIUNTIVA DI SOVRAPPREZZO RIPIANAMENTO CONTO ONERE TERMICO	MAGGIORAZ. STRAORDINARIA	SOVRAPP. NUOVI IMPIANTI
BASSA TENSIONE					
1) FORNITURA PER USI DOMESTICI					
a) fino a 3kW a tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	14,0	6,6	4,5	9,7	3,2
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	81,6	6,6	5	10,3	3,2
2) FORNITURE PER USI AGRICOLI	53,4	6,6	4,8	10,2	3,2
3) ALTRI USI	57,7	6,6	5,4	10,8	3,2
MEDIA TENSIONE					
4) TUTTI GLI USI	43,7	-	4,3	8,9	2,7
ALTA TENSIONE					
5) TUTTI GLI USI, ESCLUSO QUANTO PREVISTO PER LE CLASSI DI UTENZA 6), 7) E 8)	41,7	-	4,1	7,1	2,3
6) ALLUMINIO PRIMARIO	7,3	-	0,5	2,2	2,3
7) FERROVIE DELLO STATO-ECCELENZE*	4,2	-	0,6	1,1	2,3
8) FERROVIE DELLO STATO, SOCIETÀ TERNI E SUOI AVENTI CAUSA**	-	-	-	-	2,3

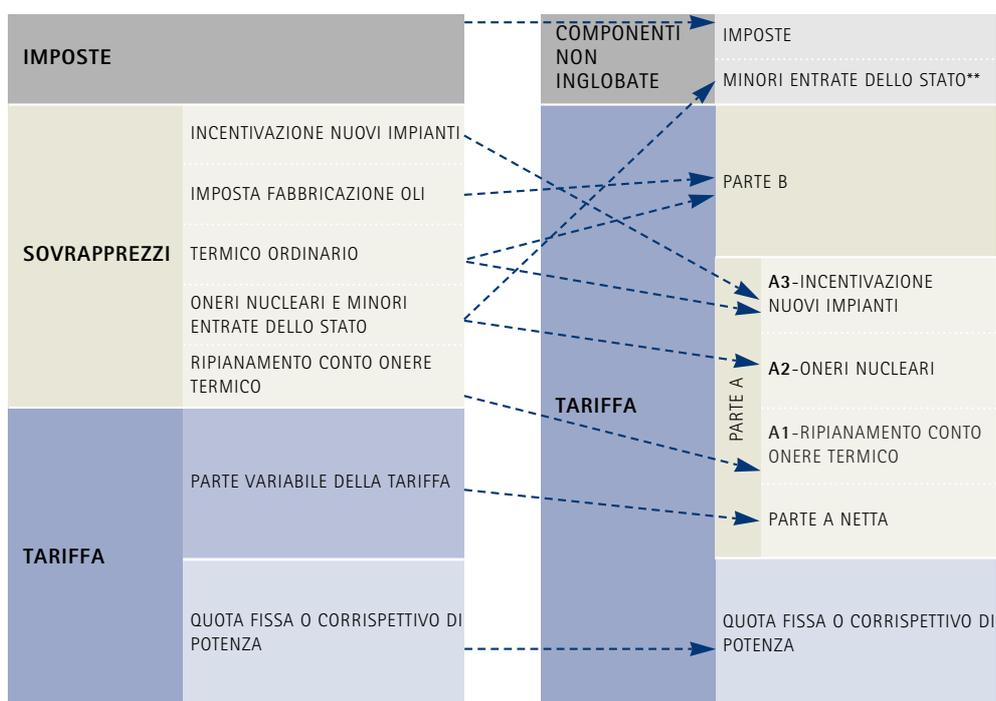
* Quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del dPR 22 maggio 1963, n. 730

** Quantitativi di energia elettrica nei limiti previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del dPR 22 maggio 1963, n. 730, e dall'art. 6 del dPR 21 agosto 1963, n.1165

L'Autorità ha avviato il procedimento per la formulazione del provvedimento di inglobamento con propria delibera 30 maggio 1997, n. 58. Dopo la diffusione di un documento nel quale venivano illustrati i lineamenti generali del provvedimento, l'Autorità ha convocato un ciclo di audizioni speciali a cui hanno partecipato l'Enel, le imprese elettriche e tutte le principali formazioni associative rappresentative delle parti interessate. Il provvedimento è stato formalizzato con delibera 26 giugno 1997, n. 70.

La delibera n. 70/97 ha inglobato nella tariffa tutti i sovrapprezzi³. All'inglobamento dei sovrapprezzi si è proceduto modificando la struttura tariffaria in modo da enucleare le componenti legate all'andamento dei prezzi dei combustibili fossili. I sovrapprezzi e la preesistente componente variabile della tariffa sono quindi stati accorpati in due parti, denominate "parte A" e "parte B" della nuova tariffa. La parte A comprende la parte variabile della preesistente tariffa nonché i sovrapprezzi inglobati relativi alla copertura di costi pregressi e all'incentivazione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate, ivi inclusa la componente del sovrapprezzo termico ordinario (mediamente pari a 9 lire/kWh) destinata a tale scopo. Nella parte B, legata al prezzo dei combustibili fossili, sono confluiti l'aliquota di recupero dell'imposta di fabbricazione sugli oli combustibili e il sovrapprezzo termico ordinario, al netto della componente citata (Fig. 4.1 e Tav. 4.2).

FIG. 4.1 CAMBIAMENTI DELLA STRUTTURA TARIFFARIA ALLA LUCE DELLA DELIBERA 70/97 DELL'AUTORITÀ



TAV. 4.2 SOVRAPPREZZI INGLOBATI IN TARIFFA COME FISSATI DALLA DELIBERA n. 70/97

Lire/kWh

CLASSI DI UTENZA	COMPONENTI INGLOBATE DELLA PARTE A	PARTE B	IMPORTO TOTALE INGLOBATO IN TARIFFA	SOVRAPPREZZI NON INGLOBATI (MAGG.STRAORD. ART.33, COMMA 1, LEGGE N. 9/91 PER LA PARTE NECESSARIA ALLA COPERTURA DELLE MINORI ENTRATE PER LO STATO)
BASSA TENSIONE				
1) FORNITURA PER USI DOMESTICI				
a) fino a 3kW a tariffa per utenti residenti e fino a 150 kWh di consumo mensile	19,2	18,2	37,4	1,9
b) altre forniture per usi domestici e consumi in eccesso il punto a)	27,1	77,9	105,0	2,1
2) FORNITURE PER USI AGRICOLI	23,9	53,0	76,9	2,0
3) ALTRI USI	25,6	56,8	82,4	2,2
MEDIA TENSIONE				
4) TUTTI GLI USI	20,0	38,6	58,6	1,8
ALTA TENSIONE				
5) TUTTI GLI USI, ESCLUSO QUANTO PREVISTO PER LE CLASSI DI UTENZA 6), 7) E 8)	17,5	36,8	54,3	1,4
6) ALLUMINIO PRIMARIO	6,3	6,0	12,3	0,4
7) FERROVIE DELLO STATO-ECCEDENZE*	4,7	3,5	8,2	0,2
8) FERROVIE DELLO STATO, SOCIETÀ TERNI E SUOI AVENTI CAUSA**	2,3	-	2,3	-

* Quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4, comma 2, del dPR 22 maggio 1963, n. 730

** Quantitativi di energia elettrica nei limiti previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del dPR 22 maggio 1963, n. 730, e dall'art. 6 del dPR 21 agosto 1963, n.1165

Contestualmente all'inglobamento dei sovrapprezzi in tariffa, l'Autorità ha razionalizzato il sistema dei contributi alla produzione di energia elettrica riconosciuti a fronte dei costi variabili sostenuti dalle imprese per l'impiego di combustibili.

Il nuovo metodo si propone di incentivare la gestione efficiente degli impianti. Il meccanismo di rimborso dei costi variabili di produzione di natura termi-

ca, di fatto “a piè di lista”, su cui si basava il precedente regime è stato sostituito con una regola che incentiva l'efficienza delle imprese nella ricerca del *mix* di combustibili impiegati nella generazione termica di energia elettrica.

Il nuovo sistema presenta le seguenti caratteristiche:

- viene riconosciuto all'energia termoelettrica di produzione nazionale un costo unitario variabile, indipendentemente dal tipo di combustibile utilizzato. Per l'energia elettrica importata il contributo è non superiore a quello riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale;
- tale costo riconosciuto è determinato valorizzando un paniere di combustibili fossili quotati sui mercati internazionali, in base a un valore prefissato di consumo specifico degli impianti termoelettrici nazionali. Questo elemento confluisce nella cosiddetta parte B della (nuova) tariffa (Tav.4.2);
- la parte B della tariffa (il cui gettito è destinato alla copertura dei contributi riconosciuti alla produzione) è aggiornata con cadenza bimestrale, quando si verificano variazioni non trascurabili (maggiori del 2 per cento) nel valore del paniere di combustibili. Il meccanismo di aggiornamento tariffario è tale da garantire il pareggio del nuovo “conto costo energia”, gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico, attraverso il quale sono erogati i contributi;
- il meccanismo di determinazione dell'energia ammessa a contributo premia la riduzione della produzione termoelettrica e delle importazioni, sia in termini assoluti, sia relativamente alla produzione totale. Viene quindi resa conveniente per le imprese la sostituzione di produzione termoelettrica con produzione da fonti non fossili.

Con la delibera n. 70/97 l'Autorità ha inoltre disposto un'accelerazione del ripianamento del disavanzo accumulatosi nella passata gestione dell'onere termico, destinando a tale impiego eventuali risparmi derivanti da riduzioni dei prezzi internazionali dei combustibili. L'andamento dei prezzi dei combustibili fra la fine 1997 e il 1998 ha effettivamente reso più rapido il riassorbimento del disavanzo di gestione che si prevede possa essere completato entro il primo bimestre del 1999.

È stato aumentato inoltre il contributo destinato all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate per far fronte alla crescita dell'onere relativo all'entrata in funzione di nuovi impianti già autorizzati.

Il provvedimento ha anche disposto una riduzione temporanea della componente tariffaria destinata al reintegro degli oneri nucleari, in attesa delle conclusioni del gruppo di esperti istituito dall'Autorità nel quadro delle attività volte ad accertare, come richiesto dalla legge n. 481/95, la sussistenza dei presupposti delle voci e la congruità dei criteri seguiti nel determinare i rimborsi all'Enel e alle imprese costruttrici a fronte dell'interruzione del pro-

gramma nucleare (cfr. *infra*).

Il trattamento dell'energia elettrica prodotta da rifiuti

Con la delibera 13 gennaio 1998, n. 5 l'Autorità ha deciso di attribuire all'energia prodotta con rifiuti e combustibili non fossili lo stesso contributo termico concesso, ai sensi del provvedimento n. 70/97, all'energia elettrica generata da combustibili fossili. La delibera risponde a due ordini di finalità:

- un più efficiente utilizzo delle risorse, derivante dall'impiego di materiali non utilizzabili in altri processi produttivi, in sostituzione dei combustibili fossili in gran parte importati, con conseguente risparmio di fonti primarie e possibili benefici per il saldo commerciale;
- una migliore protezione dell'ambiente, in quanto il recupero energetico della frazione non riciclabile dei rifiuti consente di ridurre l'entità dei rifiuti da smaltire.

L'impiego dei rifiuti deve rispettare i limiti della normativa ambientale vigente, sia per quanto riguarda le emissioni inquinanti, sia per i requisiti cui debbono rispondere taluni combustibili utilizzati negli impianti di generazione.

Tenuto conto della necessità di valutare le implicazioni economiche, tecnologiche e ambientali che il provvedimento potrà avere, l'Autorità ha ritenuto di prevedere un periodo di sperimentazione. Per questo motivo, le imprese produttrici-distributrici che utilizzano questi combustibili dovranno comunicare all'Autorità dati e informazioni sulla natura e la quantità dei combustibili utilizzati, sui costi, sulle modalità di impiego e sull'impatto ambientale. In questo modo sarà possibile stabilire, anche attraverso un'analisi comparativa, se il provvedimento consente di cogliere complementarietà tra ciclo di produzione di energia elettrica e ciclo di smaltimento dei rifiuti.

I nuovi prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica

Una caratteristica peculiare del sistema elettrico italiano consiste nell'obbligo dell'Enel di acquisire, a prezzi predeterminati, l'energia elettrica generata da produttori terzi in eccesso ai propri fabbisogni. I criteri di fissazione del prezzo di cessione delle cosiddette eccedenze, introdotti dalla legge 9 gennaio 1991, n. 9 sono essenzialmente due:

- la nozione di "costo evitato", per cui l'acquisto delle eccedenze non deve comportare, per il soggetto che le ritira, costi superiori a quelli che sarebbero stati sostenuti producendo in proprio la medesima quantità di energia elettrica;
- lo stimolo all'impiego di fonti rinnovabili e assimilate, attraverso incentivi

incorporati nella struttura del prezzo delle eccedenze, differenziati per tipologia d'impianto.

Il provvedimento Cip 29 aprile 1992, n. 6 integrato dai decreti del Ministro dell'industria del 25 settembre 1992 e del 4 agosto 1994, riconosceva ai produttori di eccedenze un prezzo di cessione formato da tre componenti determinate secondo la logica del costo evitato, rispettivamente di impianto, di esercizio e di combustibile, e da una quarta componente "incentivante", riconosciuta solo agli impianti che utilizzano fonti rinnovabili e assimilate.

La necessità di rinnovare il regime di cessione delle eccedenze è derivata da due ordini di fattori:

- il mutato rapporto tra domanda e offerta di energia elettrica in Italia, con il venir meno del deficit di capacità produttiva dell'Enel;
- la forte crescita delle eccedenze (che ha registrato un aumento complessivo del 220 per cento tra il 1990 e il 1996), sostenuta da una dinamica dei prezzi di cessione (aumentati complessivamente del 76 per cento tra il 1990 e il 1996) sensibilmente più elevata di quella del costo medio dell'energia venduta dall'Enel all'utenza.

In seguito alla decisione unilaterale dell'Enel di sospendere il pagamento delle eccedenze elettriche nel luglio del 1997, l'Autorità ha stabilito nuovi criteri per i prezzi di cessione:

- il costo evitato di combustibile riconosciuto alle eccedenze cedute nelle ore piene viene fissato a un livello pari a quello del costo del combustibile riconosciuto alla produzione termoelettrica nazionale, mentre a partire dal 1 gennaio 1999 il costo riconosciuto alle eccedenze cedute nelle ore vuote, viene fissato a un livello pari al costo variabile medio della produzione nazionale (i relativi valori sono quelli individuati dall'Autorità nella delibera n. 70/97);
- i costi evitati di impianto e di esercizio riconosciuti vengono gradualmente ridotti nel tempo;
- viene rivisto l'indice che misura la "regolarità" della cessione, a cui è collegato il valore della componente del prezzo delle eccedenze che riflette il costo evitato di impianto e esercizio, allo scopo di: a) rendere maggiormente conveniente la cessione delle eccedenze nelle ore di punta (quando tali eccedenze sostituiscono energia che l'Enel dovrebbe generare con gli impianti a più alto costo); b) incentivare ulteriormente la cessione di eccedenze da parte di impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW, impianti eolici e fotovoltaici, impianti utilizzando rifiuti solidi urbani e impianti adibiti al teleriscaldamento urbano che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate.

tanto a correggere distorsioni di carattere allocativo in quanto le eccedenze sostituiscono produzione che l'Enel potrebbe effettuare a costi inferiori utilizzando gli impianti esistenti.

In generale, l'Autorità intende abbandonare una logica di “prezzi amministrati” per la cessione delle eccedenze di produzione da fonti rinnovabili e assimilate. Ciò sarà possibile con la liberalizzazione del mercato elettrico che trarrà impulso dal recepimento della Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica.

Il provvedimento mira anche ad avviare la transizione dalla situazione attuale, caratterizzata da un unico acquirente dell'energia elettrica eccedentaria, verso una situazione futura in cui le eccedenze saranno liberamente scambiate sul mercato. In questa direzione l'Autorità ha presentato nel novembre 1997 al Governo una proposta per la liberalizzazione della cessione di eccedenze elettriche⁴.

Verso la riforma dell'ordinamento tariffario: linee guida per le tariffe dei servizi di vettoriamento e di fornitura, e per i contributi di allacciamento

La legge n. 481/95 attribuisce all'Autorità il compito di stabilire e aggiornare, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe⁵.

Il primo atto del procedimento per la formazione dei provvedimenti di riforma del sistema tariffario esistente è stata la diffusione, nel giugno 1997, di un documento dell'Autorità, dal titolo *Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario*, che enuncia gli obiettivi generali del nuovo ordinamento tariffario e i criteri metodologici che lo ispirano.

Coerentemente con la procedura che l'Autorità ha definito per la formazione di atti normativi e di atti a contenuto generale⁶, questo documento è stato diffuso per sollecitare osservazioni e pareri ed è stato oggetto di consultazione con le parti interessate nel corso di audizioni speciali convocate nello stesso mese di giugno. L'Autorità ha inoltre raccolto osservazioni e commenti scritti dai soggetti interessati.

Nel 1998 l'Autorità ha elaborato un ulteriore documento per la consultazione, più analitico del precedente, dal titolo *Linee guida per la regolamentazione delle tariffe dei servizi di vettoriamento e fornitura dell'energia elettrica e dei contributi di allacciamento*, in cui, ai fini di una transizione verso il nuovo ordinamento tariffario, vengono delineati gli strumenti di regolamentazione di cui l'Autorità intende valersi. Il documento è stato diffuso nel marzo 1998, congiuntamente al documento di consultazione *Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica*⁷. I

due documenti sono stati oggetto di consultazione con le parti interessate nelle audizioni periodiche dell'Autorità tenutesi nel mese di aprile 1998.

Il documento contenente le linee guida per la riforma tariffaria identifica, come prima fase della transizione verso un nuovo ordinamento tariffario per l'intero servizio elettrico, la regolamentazione delle attività di vettoriamento, di fornitura e di allacciamento degli utenti alla rete di distribuzione. Per queste attività viene sviluppata nel dettaglio una proposta che innova il regime vigente.

Verrà invece affrontata in un secondo tempo la riforma delle tariffe di generazione e di trasmissione. Va anche rilevato che la fase di generazione è quella dove più facilmente potrà essere introdotta concorrenza tra gli operatori, anche in base a quanto previsto dalla Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica. L'opportunità di attendere il recepimento nella legislazione nazionale di tale Direttiva e le decisioni relative all'assetto del settore elettrico che verranno adottate in quella sede, nonché la complessità della materia e la portata dei cambiamenti necessari per definire un regime tariffario compatibile con l'introduzione della concorrenza, rendono necessarie ulteriori riflessioni.

Proposte per le tariffe di vettoriamento

La riforma dei meccanismi di formazione del prezzo di vettoriamento costituisce un requisito fondamentale per stabilire condizioni di trasparenza e di non discriminazione nell'accesso della rete, nella prospettiva di liberalizzazione indicata dalla Direttiva europea.

La revisione della struttura dei corrispettivi di vettoriamento e dei relativi meccanismi di adeguamento è finalizzata al loro avvicinamento alla struttura di costo del servizio da un lato e allo stimolo di recuperi di efficienza dall'altro.

Il sistema di regolamentazione tariffaria proposto per il vettoriamento dell'energia per conto di terzi contiene già alcune delle caratteristiche del sistema di regolamentazione dell'intera attività di trasmissione che si intende introdurre nell'assetto di regime. Tra queste si segnala il superamento in generale del criterio della distanza tra il punto della rete in cui avviene l'immissione e quello in cui avviene il prelievo di energia ai fini della determinazione dei corrispettivi destinati alla copertura dei costi delle infrastrutture e delle perdite di energia elettrica sulla rete. Tale scelta è motivata dal fatto che la principale determinante di tali costi sono i profili di immissione e di prelievo in ogni istante e in ciascun nodo della rete, piuttosto che la distanza da punto a punto.

La proposta dell'Autorità prevede che i corrispettivi di vettoriamento siano

articolati in:

- un corrispettivo di potenza destinato alla copertura dei costi infrastrutturali delle reti e delle stazioni di trasformazione. Questo corrispettivo, modulato in funzione del profilo temporale di prelievo, sarà fissato dall'impresa che offre il servizio di vettoriamento; verrà aggiornato nel rispetto di un vincolo di tipo *price cap*;
- pedaggi in energia a copertura delle perdite di energia elettrica sulla rete. Differenziati in base alla localizzazione geografica delle immissioni e dei prelievi di energia, questi pedaggi saranno determinati dall'Autorità;
- corrispettivi per l'uso della rete a copertura dei costi relativi ai servizi ancillari forniti dal gestore della rete di trasmissione. Questi corrispettivi saranno fissati e aggiornati dall'Autorità.

Potranno essere inoltre applicati sovrapprezzi destinati alla copertura degli oneri di sistema, che al momento attuale sono coperti attraverso le componenti inglobate nella parte A della tariffa. Sarà così possibile ripartire questi oneri, per loro natura comuni alla generalità dell'utenza, su tutti gli utenti del servizio elettrico, sia vincolati che idonei.

Proposte per le tariffe di fornitura

La riforma delle tariffe di fornitura ha le finalità di ristabilire corrette condizioni di costo, eliminando gradualmente i sussidi incrociati fra tipologie di utenti, di stimolare l'efficienza delle imprese esercenti, di dotare queste ultime di maggiore flessibilità e di ampliare le opportunità di scelta degli utenti.

Relativamente alla regolamentazione delle attività di distribuzione e vendita di energia elettrica, che complessivamente costituiscono l'attività di fornitura, la proposta prevede l'abbandono dell'attuale sistema di fissazione amministrativa dei prezzi del servizio, in favore di un meccanismo di tipo *price cap*.

Il meccanismo di regolamentazione proposto è articolato per tipologia di utenza, con un sistema di regole generali applicabile a tutte le tipologie, a eccezione delle utenze domestiche alimentate in bassa tensione, per le quali è previsto un regime di maggior tutela.

In base alla proposta, le tipologie di utenza verranno definite in funzione del livello di tensione a cui avviene la fornitura e, limitatamente alla distinzione tra usi domestici e usi non-domestici in bassa tensione e alla fornitura destinata all'illuminazione pubblica, in funzione del tipo di uso.

Il meccanismo di regolamentazione proposto prevede che ciascun fornitore sia obbligato a offrire almeno una opzione tariffaria "regolamentata", caratterizzata da livelli specifici di qualità del servizio fissati dall'Autorità⁸ in maniera non discriminatoria a tutti gli utenti appartenenti alla stessa tipologia. Le opzioni tariffarie regolamentate saranno soggette, per ciascuna tipologia di utenza, a un doppio vincolo:

- sui ricavi tariffari che il fornitore può realizzare annualmente sul complesso degli utenti appartenenti a una stessa tipologia che scelgono le opzioni tariffarie regolamentate;
- sui ricavi che il fornitore può realizzare da ciascun utente che sceglie un'opzione tariffaria regolamentata.

Sarà lasciata facoltà ai fornitori di offrire, in maniera non discriminatoria a tutti gli utenti di una stessa tipologia, altre opzioni tariffarie i cui ricavi non siano soggetti a regolamentazione. L'offerta dovrà preventivamente essere approvata dall'Autorità. Tutte le opzioni tariffarie, regolamentate e libere, dovranno soddisfare gli standard di fornitura dei servizi fissati dall'Autorità⁹.

Proposte tariffarie per l'utenza domestica

Per l'utenza domestica, in particolare, il meccanismo di regolamentazione proposto prevede:

- un'opzione tariffaria, fissata dall'Autorità, che dovrà essere offerta obbligatoriamente a tutti gli utenti, a eccezione di quelli ammessi all'opzione tariffaria "sociale";
- un'opzione tariffaria "sociale", anch'essa definita dall'Autorità, riservata agli utenti economicamente in stato di bisogno. A differenza del sistema vigente, in cui l'accesso al trattamento preferenziale è definito in base al livello dei consumi ("fascia sociale"), il sistema proposto prende a riferimento un indicatore del tenore di vita. Per l'individuazione dei beneficiari si propone l'utilizzo dei *Criteri unificati di valutazione della situazione economica dei soggetti che richiedono prestazioni sociali agevolate* (il cosiddetto "riccometro"), così come definiti dal Governo.

I vincoli e le opzioni tariffarie definite per l'utenza domestica saranno aggiornati periodicamente attraverso una regola di *price cap*, per la parte di ricavi corrispondente ai costi di fornitura (distribuzione e vendita) e di trasmissione. Per la parte corrispondente ai costi di generazione, almeno fino a quando non verrà introdotto il nuovo ordinamento tariffario per questa fase, l'aggiornamento rifletterà quanto attualmente previsto per la parte B della tariffa, legato alla dinamica dei contributi ai costi di energia che risulta dal meccanismo definito dalla delibera n. 70/97.

Proposte per il sistema di perequazione tariffaria

Relativamente alla tariffa per le imprese fornitrici, l'introduzione del nuovo ordinamento tariffario per gli utenti finali renderà necessaria anche la revisione delle regole di prezzo per le imprese di distribuzione che acquistano energia elettrica. Il nuovo sistema dovrà infatti assicurare l'uniformità dei segnali di costo della generazione e della trasmissione che giungono alle imprese fornitrici, indipendentemente dalla loro natura di impresa di pura fornitura o di

impresa anche produttrice.

Coerentemente con il dettato della legge n. 481/95, i vincoli tariffari sui prezzi pagati dagli utenti finali saranno unici, per data tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale. L'uniformità tariffaria dovrà tuttavia essere resa compatibile con le differenze della struttura e del livello dei costi di fornitura nei diversi ambiti territoriali. Tali differenze possono in parte attribuirsi ai modelli organizzativi e gestionali adottati dalle imprese fornitrici, ma dipendono anche dalle caratteristiche demografiche e di consumo del territorio servito.

Il sistema di regolamentazione tariffaria potrebbe perciò riconoscere differenze di costo non imputabili a scelte o comportamenti delle imprese fornitrici, introducendo un apposito sistema di perequazione.

Tale sistema di perequazione potrebbe basarsi sulla determinazione da parte dell'Autorità dei costi standard riconoscibili alle imprese fornitrici, in ciascun ambito territoriale. Le eventuali differenze tra i ricavi tariffari consentiti dai vincoli e i costi riconosciuti del servizio saranno compensate da flussi perequativi che potranno assumere sia segno positivo, sia negativo.

Proposte per i contributi di allacciamento

I contributi di allacciamento rappresentano il corrispettivo pagato dall'utente per il servizio di allacciamento alla rete di distribuzione, attraverso la derivazione della linea di distribuzione dalla rete al punto di prelievo dell'utente, oppure per la modifica di allacciamenti esistenti.

I contributi coprono oggi solo una parte dei costi sostenuti dal fornitore per l'allacciamento alla rete. La quota restante dei costi è finanziata attraverso le tariffe di fornitura.

Il meccanismo di regolamentazione proposto dall'Autorità prevede che i contributi siano determinati separatamente dal prezzo della fornitura; poiché l'allacciamento non ha carattere di servizio continuativo, il suo corrispettivo dovrebbe essere interpretato come un canone di accesso. Inoltre, in prospettiva, l'allacciamento potrebbe essere offerto in condizioni di concorrenza.

Per ragioni di equità e semplificazione, i contributi di allacciamento dovrebbero coprire i costi dei relativi interventi e dovrebbero essere, per quanto possibile, fissati in maniera forfetaria, in relazione al livello di tensione e all'impegno di potenza richiesto. Questa indicazione dovrebbe valere per le utenze alimentate in media e bassa tensione e localizzate nelle aree in cui l'allacciamento o la sua modifica non comporti rilevanti interventi di derivazione dalla rete di distribuzione. In questi casi, il contributo forfetario di allacciamento richiesto all'utente non rifletterebbe i costi effettivi ad esso imputabili, ma sarebbe piuttosto determinato in modo da consentire la copertura, nell'aggregato, dei costi complessivi. Viceversa, per le utenze localizzate in altre aree e,

in generale, per le utenze alimentate in alta tensione, i contributi di allacciamento dovrebbero riflettere i costi effettivi del servizio. Sarà comunque prevista la possibilità di rateizzare il pagamento di tali contributi.

PROVVEDIMENTI DI REVISIONE NORMATIVA E FUNZIONALE

Rideterminazione delle modificazioni tariffarie adottate con i provvedimenti Cip n. 15/93 e n. 17/93

Il DL dell'11 marzo 1997, n. 50, convertito con modificazioni dalla legge del 9 maggio 1997, n.122, stabilisce, all'art. 5, che l'Autorità ridetermini le modificazioni tariffarie adottate dal Cip con i provvedimenti 17 dicembre 1993, n. 15 e 29 dicembre 1993, n. 17, secondo le procedure stabilite dall'Autorità stessa ai sensi della legge n. 481/95 e in base ad una nuova istruttoria.

L'Autorità ha avviato, con delibera 4 luglio 1997, n. 77 il procedimento per la formazione del provvedimento e ha aperto un'istruttoria finalizzata ad accertare l'entità complessiva delle modificazioni tariffarie che, alla data dei provvedimenti Cip n. 15/93 e n. 17/93, venivano giustificate *“dal rispetto degli obiettivi economici e finanziari dei soggetti esercenti il servizio, armonizzati con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”*.

Nel novembre 1997 un documento illustrativo degli esiti dell'istruttoria svolta è stato sottoposto alla consultazione con le parti interessate. Dopo una proroga dell'istruttoria l'Autorità, con delibera 25 marzo 1998 n. 28, ha ritenuto che il rispetto degli obiettivi indicati giustificasse le modificazioni tariffarie allora adottate dal Cip.

L'istruttoria condotta dall'Autorità e incentrata sull'Enel si è articolata nel modo seguente:

- individuazione, sia in relazione all'equilibrio economico e finanziario, sia per gli aspetti sociali, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse degli obiettivi ritenuti rilevanti all'epoca dei citati provvedimenti Cip;
- determinazione, in relazione agli obiettivi di equilibrio economico e finanziario, degli andamenti tariffari coerenti con essi;
- verifica della coerenza delle modificazioni tariffarie adottate dai citati provvedimenti Cip con gli obiettivi stessi.

Per quanto riguarda l'equilibrio economico si è in primo luogo determinata la remunerazione del patrimonio netto ritenuta congrua con riferimento alla valutazione dei mercati mobiliari per investimenti in imprese con profili di attività e di rischio simili a quelli dell'Enel. E' stato quindi verificato che i rendi-

menti reali attesi sul patrimonio netto determinati dalle modificazioni tariffarie adottate con i citati provvedimenti si sono situati sul limite inferiore dell'intervallo ritenuto congruo. E' stato infine verificato che, sulla base dei dati a consuntivo, i rendimenti effettivamente conseguiti negli stessi anni si sono collocati all'interno di tale intervallo.

Per quanto riguarda l'equilibrio finanziario, nell'istruttoria sono stati considerati gli obiettivi stabiliti dal *Contratto di programma* del 10 aprile 1991 (siglato a norma dell'art. 30, comma 1 della legge n. 9/91) che fissava al "60 per cento circa" il livello massimo del rapporto tra l'indebitamento finanziario complessivo e le immobilizzazioni tecniche nette. Le previsioni dei flussi finanziari per gli anni 1994 e 1995 evidenziano come questo limite sia stato garantito dalle modificazioni tariffarie.

Per quanto riguarda gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse, l'istruttoria ha invece evidenziato come l'Enel non abbia pienamente adempiuto ad alcuni impegni assunti, quali la riduzione del consumo specifico netto delle centrali termoelettriche, stabilito dal *Contratto di programma*, e ad alcuni interventi di risanamento ambientale degli impianti per i quali aveva ottenuto le necessarie autorizzazioni ministeriali nel 1992. Tali inadempienze non costituivano comunque un motivo per ritenere ingiustificate le variazioni tariffarie in questione.

L'Autorità ha deciso quindi con la delibera n. 28/98 di avviare un'istruttoria conoscitiva volta ad appurare il rispetto da parte di Enel degli impegni programmatici in materia di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse allora assunti, fra l'altro, verso il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Criteri di definizione degli oneri nucleari

In seguito all'esito del *referendum* sul nucleare del 1987, sono stati interrotti i lavori delle centrali in costruzione (Montalto di Castro e Trino II) e successivamente chiuse quelle ancora in funzione (Caorso, Trino I e Latina).

Negli anni fra il 1987 e il 1990 il Cip aveva disposto con vari provvedimenti la chiusura definitiva di tali centrali, istituito un Comitato interministeriale per la valutazione degli oneri connessi ai provvedimenti di chiusura/interruzione dei lavori delle centrali nucleari e indirizzato alcune direttive al Cip per il rimborso all'Enel degli oneri conseguenti alla cessazione dei programmi nucleari. Per trovare adeguata copertura a tali oneri senza gravare sul bilancio dello Stato, il Cipe aveva predisposto l'utilizzo di una maggiorazione al sovrapprezzo termico; il Cip, a sua volta, ha adottato provvedimenti in cui ha individuato procedure d'accertamento e liquidazione di tali oneri. La legge n. 9/91 ha infine chiarito che il reintegro degli oneri riconducibili alla sospensione e interruzione

ne definitiva dei lavori dovesse essere riconosciuto sia all'Enel, sia alle imprese appaltatrici, secondo le norme precedentemente stabilite dal Cipe e dal Cip. Gli accertamenti compiuti dal Cip fra il 1990 e il 1994 hanno condotto a riconoscere oneri per un ammontare di oltre 10.700 miliardi di lire, di cui quasi 9.000 all'Enel e circa 1.800 alle imprese appaltatrici. In base a stime della Cassa Conguaglio per il settore elettrico, alla data dell'1 gennaio 1998 residuavano pagamenti all'Enel per un ammontare di circa 2.200 miliardi e alle imprese appaltatrici di circa 600.

L'Autorità, in forza del mandato della propria legge istitutiva (art. 3, comma 2), ha fra i suoi compiti quello di accertare la sussistenza dei presupposti delle voci derivanti dalla reintegrazione degli oneri nucleari e di verificare la congruità dei criteri adottati.

La riorganizzazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico

Nel corso del 1997 e dei primi mesi del 1998, l'azione dell'Autorità nei confronti della Cassa conguaglio per il settore elettrico (Ccse) ha perseguito un duplice obiettivo. In considerazione del fatto che le funzioni precedentemente esercitate da altre amministrazioni in materia di Ccse sono state attribuite all'Autorità dalla legge istitutiva, sono stati in primo luogo emanati alcuni provvedimenti volti a garantire il funzionamento del sistema di perequazione tariffaria nella sua attuale configurazione. In secondo luogo, è stata avviata una valutazione riguardo alle possibili modifiche da apportare al sistema vigente (art. 3, comma 6, della legge n. 481/95) in vista del recepimento delle norme contenute nella Direttiva 96/92/CE e della predisposizione del nuovo ordinamento tariffario.

Il sistema attuale

Nell'ambito della prima area di azione, l'Autorità ha emanato due delibere di carattere organizzativo e tre delibere riguardanti alcuni parametri necessari per la gestione dei conti per l'integrazione tariffaria e per l'onere termico¹⁰.

La normativa vigente prevede una struttura organizzativa della Ccse estremamente semplificata, composta da un Comitato di gestione e da un Organo di revisione, in rappresentanza delle amministrazioni interessate e degli operatori del settore elettrico. La piena operatività di entrambi questi organi è essenziale per la gestione del sistema di perequazione. In seguito alle dimissioni di un componente del Collegio dei revisori dei conti, è stato necessario procedere a una nuova nomina, con delibera 11 febbraio 1998, n.10, d'intesa con il Ministero del tesoro. Con la delibera 26 novembre 1997, n.123 è stata integrata la disciplina concernente il Comitato di gestione. In caso di temporaneo impedimento del Presidente della Ccse, è ora consentita la sua sostituzione,

per la firma degli ordini di prelievamento, da parte del membro del Comitato di gestione più anziano fra quelli delegati alla firma congiunta con lo stesso Presidente.

Due provvedimenti sono stati volti alla verifica della congruità dei parametri di determinazione dell'onere termico, cioè dei consumi specifici medi dei diversi combustibili e del rapporto del prezzo dei combustibili con il petrolio greggio importato (delibere 4 luglio 1997, n. 74 e 11 marzo 1998, n. 16). Tale verifica ha consentito la definizione di conguagli da corrispondere, relativamente al 1996 e al primo semestre 1997, alle imprese distributrici che producono energia elettrica con impianti termoelettrici.

Infine, con la delibera 5 novembre 1997, n. 109 è stata rideterminata l'aliquota di integrazione tariffaria spettante a un'impresa elettrica minore, situata nell'arcipelago delle isole Eolie¹¹.

L'evoluzione futura

Riguardo alle possibili modifiche da apportare al sistema vigente di perequazione, l'Autorità, con le delibere 16 maggio 1997, n. 46 e 22 maggio 1997, n. 52, ha istituito una Commissione di studio presieduta dal dott. Enzo Berlanda. La Commissione ha il compito di chiarire il quadro normativo entro il quale opera la Ccse, anche al fine di definire le attribuzioni e funzioni esercitate da altre amministrazioni in ordine alle responsabilità di gestione e controllo della Cassa. Un duplice aspetto assai delicato, in tale ambito, è costituito dalla analisi delle modifiche apportate alla normativa vigente dalla legge n. 481/95 e dalla conseguente valutazione dei vincoli, derivanti da norme di tipo primario, che si pongono alle azioni di riforma del sistema di Ccse vigente da parte dell'Autorità.

Le norme primarie emanate precedentemente e quelle contenute nella legge n. 481/95 sono di tipo generale e demandano la definizione della disciplina del sistema di perequazione a provvedimenti delle amministrazioni competenti. Il sistema vigente, nei suoi dettagli, è definito da una serie di norme attuative. La prima in ordine cronologico è il provvedimento Cip 29 agosto 1961, n. 941, che ha istituito la Ccse.

Le norme emanate precedentemente alla legge n. 81/95 (ravvisabili, sostanzialmente, nel Dleg. C.p.S. 15 settembre 1947, n. 396, e nel Dleg. 26 gennaio 1948, n. 98) sono riferite alle casse di conguaglio nel loro complesso e pongono solo alcuni vincoli di carattere generale riguardo alla istituzione, trasformazione, soppressione e liquidazione delle casse, nonché alla loro struttura organizzativa e alla vigilanza delle amministrazioni interessate.

Il secondo insieme di problemi affidato alla Commissione di studio riguarda la verifica dei conti gestiti dalla Ccse, l'entità dei disavanzi accumulati e la proposta di meccanismi per il loro riassorbimento. Al riguardo, i punti centrali

sono la valutazione delle metodologie contabili seguite da Ccse, la corretta applicazione delle norme vigenti in tema di rendicontazione e del contenuto informativo dei bilanci redatti.

Un ulteriore compito affidato concerne la formulazione di proposte di modifica dell'organizzazione e delle procedure vigenti.

Riguardo alle proposte di riforma, la Commissione ha suggerito di adottare un approccio pragmatico, bilanciando cioè i vantaggi e gli svantaggi che le diverse soluzioni possibili presentano. In estrema sintesi, va rilevato che non tutte le attività attualmente svolte da Ccse sono omogenee alla configurazione che il legislatore ha dato all'Autorità, la quale è stata ideata come organismo di controllo e regolazione, non di gestione. L'ipotesi di mantenere una cassa di perequazione consente, tra l'altro, di tracciare fra l'Autorità e gli operatori una separazione, basata anche sulla soggettività giuridica della Cassa.

In assenza di modifiche alla normativa vigente, la nuova Cassa di perequazione dovrà comunque disporre di poteri di istruttoria e proposta nel caso delle integrazioni tariffarie. Essa potrà avere proprio personale, aggiuntivo a quello dell'Autorità.

Le modalità di rendicontazione dovranno essere riviste nella forma e nella sostanza. Riguardo alla forma, il bilancio annuale dovrà essere strutturato distinguendo i rendiconti finanziario, di tesoreria e patrimoniale. Vi dovrà inoltre essere un'informativa sulla natura delle entrate e delle uscite, distintamente per capitolo, nonché dei singoli residui, della loro composizione per anno di formazione, sempre per capitolo di entrata e di uscita. Sarà anche richiesta una distinzione tra avanzo (disavanzo) di tesoreria e deficit finanziario. Per quest'ultimo occorrerà individuare le modalità e i tempi con i quali ne è programmata la copertura. Il conto economico della Cassa non verrà più compilato, posto che la funzione della stessa consiste nella redistribuzione di risorse finanziarie provenienti dal settore elettrico. Le informazioni essenziali sull'andamento dei costi e ricavi dovranno comunque essere riportate nella relazione sulla gestione di cassa.

Gli schemi dei rendiconti della gestione di cassa e della gestione finanziaria potranno essere predisposti, seguendo una interpretazione prudentiale della normativa vigente, in linea con quelli previsti per le gestioni fuori bilancio. I preventivi di cassa periodici potranno essere redatti nella stessa forma dei consuntivi annuali.

Per la definizione dei principi contabili si suggerisce di far riferimento, con opportuni adattamenti, agli unici principi contabili emanati in Italia, quelli della *Commissione nazionale dei dottori commercialisti e dei ragionieri*. In base a tali principi, ad esempio, nelle partite di memorie dovrebbe essere indicato, distintamente per ciascun ente, il valore richiesto nell'ambito delle istrut-

torie in corso per l'erogazione di contributi, corredato dalla data di presentazione della richiesta, dalla data di inizio dell'istruttoria, da quella del suo presumibile completamento e dall'individuazione di possibili contestazioni del valore.

PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E NUOVI ASSETTI DEL SERVIZIO

Principi e criteri di separazione contabile e amministrativa

L'Autorità, con la delibera 22 settembre 1997, n. 99, ha avviato il procedimento per la definizione di una direttiva in materia di separazione contabile e amministrativa delle imprese elettriche verticalmente integrate, come previsto dall'art. 2, comma 12, lettera f, della legge n. 481/95. Nel mese di maggio l'Autorità distribuirà un documento di proposta e di consultazione contenente la definizione delle linee guida per la separazione amministrativa e contabile. Nel documento verrà analizzato il quadro normativo vigente in Italia, in stretto coordinamento con la Direttiva 96/92/CE. Oltre alle disposizioni della legge n. 481/95, i soggetti giuridici operanti nel settore elettrico sono anche soggetti a norme speciali per la redazione del bilancio: ai sensi della legge 4 marzo 1958, n. 191, come modificata dalla legge n. 9/91, tali soggetti devono utilizzare schemi tipo di conto economico e stato patrimoniale, integrativi rispetto a quelli previsti dal Codice civile per le società per azioni (artt. 2424 e 2425), schemi determinati dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato con il decreto dell'11 luglio 1996. Il quadro normativo comprende anche le disposizioni in tema di separazione contabile, amministrativa e societaria contenute nel decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 dicembre 1995, con cui è stata attribuita all'Enel SpA la concessione delle attività elettriche.

La proposta che l'Autorità si appresta a diffondere delinea il sistema di separazione amministrativa attraverso l'individuazione di "attività" operative distinte, connotabili come "imprese separate" nell'ambito di uno stesso soggetto giuridico. Le responsabilità di gestione del patrimonio e di rendicontazione periodica di ciascuna attività elettrica (generazione, trasmissione e fornitura) verrebbe attribuita a un "gestore", con compiti e responsabilità analoghi a quelli di un imprenditore che provvede alla direzione di un'impresa. Il gestore assumerebbe le responsabilità relative all'applicazione della futura direttiva dell'Autorità e avrebbe obblighi di vigilanza e informazione nei confronti del rappresentante legale del soggetto giuridico, dei relativi organi di controllo e dell'Autorità. Verrebbero in tal modo simulati meccanismi di mercato anche

all'interno del medesimo soggetto giuridico.

La separazione contabile mira a rispondere a esigenze di trasparenza informativa dell'Autorità, dei consumatori e delle imprese concorrenti, in vista della liberalizzazione del settore elettrico e dei prossimi interventi di revisione tariffaria. La separazione contabile, oltre a recepire quanto necessario per dare attuazione alla separazione amministrativa, potrebbe prevedere ulteriori requisiti per completare le informazioni necessarie all'Autorità. Queste sarebbero di natura essenzialmente quantitativa, ma potrebbero essere integrate da informazioni qualitative, da inserire nella nota integrativa e nella relazione sulla gestione. Parte di esse potrebbero essere rese disponibili con la pubblicazione del bilancio, contemperando le esigenze di trasparenza informativa con le garanzie di riservatezza dei dati aziendali.

La separazione contabile si prefigge di introdurre principi e criteri tendenzialmente coincidenti con le disposizioni civilistiche sottostanti alla tenuta della contabilità generale e alla redazione dei bilanci. Verrebbe così garantita l'uniformità fra il bilancio civilistico, a carattere unitario, e i singoli rendiconti relativi a ciascuna fase del servizio elettrico; nello stesso tempo, si minimizzerebbero i costi a carico delle imprese per adeguare le scritture aziendali al nuovo regime contabile.

Potrebbero essere inoltre stabilite le modalità di controllo dei dati conseguenti all'applicazione della direttiva dell'Autorità. A riguardo, si potrebbe prevedere un controllo da parte dei revisori contabili, oltre a quello effettuato istituzionalmente dalla stessa Autorità. Va rilevato che già attualmente, ai sensi della legge n. 9/91, i bilanci delle persone giuridiche operanti nel settore elettrico sono soggetti a revisione.

Potrà essere infine definito il grado di discrezionalità da accordare alle imprese sottoposte alla separazione contabile, in particolare per quanto concerne l'individuazione dei criteri di ripartizione dei costi e dei ricavi comuni tra le diverse attività. Verrebbe al riguardo selezionato un insieme di funzioni potenzialmente generatrici di costi e ricavi comuni.

Istruttorie conoscitive sui progetti di costituzione di società congiunte da parte dell'Enel

L'intesa Enel-Eni

Nel maggio 1997, Enel ed Eni hanno sottoscritto un *memorandum* d'intesa per la costituzione di una società congiunta destinata a operare sul futuro mercato libero dell'energia elettrica. Data la rilevanza dell'operazione per il futuro assetto del mercato elettrico, l'Autorità, in data 8 maggio 1997, ha avviato un'istruttoria conoscitiva per acquisire elementi di valutazione sui possibili effetti di tale accordo sui mercati da essa regolati.

Al termine dell'istruttoria, dopo aver sentito le parti e acquisito gli elementi

rilevanti, l'Autorità ha evidenziato alcuni aspetti problematici dell'operazione. Essi sono i seguenti:

- la rilevanza dell'iniziativa in rapporto alla presumibile dimensione del mercato libero nazionale, che potrebbe preludere alla costituzione di una posizione dominante;
- le caratteristiche degli impianti di generazione che verranno conferiti dall'Enel alla costituenda società congiunta. Infatti, qualora tali impianti fossero quelli a maggiore efficienza, potrebbe infatti correlativamente innalzarsi il costo di produzione dell'energia elettrica sul mercato vincolato;
- la delicatezza del processo di formazione del mercato libero nelle sue fasi iniziali. Perché il mercato possa avviarsi in modo equilibrato, è necessario che possano nascere operatori indipendenti in grado di fornire energia elettrica in condizioni di disparità non eccessiva. Al riguardo assume rilevanza la possibilità per gli entranti di acquisire capacità produttiva ora quasi esclusivamente in capo all'Enel;
- la trasparenza delle condizioni di approvvigionamento di gas naturale da impiegare nella generazione elettrica da parte della nuova società e quindi l'effettiva parità tra gli operatori elettrici nella fornitura di gas.

In base a queste premesse, l'Autorità ha rivolto alcune raccomandazioni alle parti. In particolare, all'Enel ha suggerito di adottare procedure di alienazione degli impianti di generazione destinati al mercato libero trasparenti, cioè atte a garantire pari opportunità senza creare condizioni di squilibrio tra operatori, e di conferire alla società congiunta impianti che non alterino le condizioni di costo del mercato libero rispetto a quelle del mercato vincolato. All'Eni ha suggerito di assicurare parità di trattamento, nelle condizioni di fornitura di gas, tra i diversi produttori di energia elettrica.

Infine, a entrambe le società l'Autorità ha raccomandato di dimensionare la potenza complessiva della nuova società tenendo conto dell'effettiva consistenza del mercato libero, in modo da non pregiudicare l'ingresso di nuovi operatori; ha inoltre chiesto l'adozione di forme trasparenti di controllo e di finanziamento della nuova società, nonché procedure di cessione delle quote di partecipazione capaci di assicurare pari opportunità ai soggetti interessati all'acquisto.

L'Autorità inoltre vigila su ulteriori iniziative industriali promosse dall'Enel in congiunzione con altri operatori del settore energetico e dei servizi di telecomunicazione, sia per valutare le possibili ripercussioni di tali iniziative sugli assetti che si vanno delineando nel settore, sia per garantire il rispetto degli obblighi di separazione contabile e amministrativa da parte dall'operatore dominante del settore elettrico, in presenza della diversificazione delle sue attività.

TAV. 4.3 **IMPORTAZIONI NETTE DELL'ENEL E AUTORIZZAZIONI CONCESSE DAL MINISTERO DEI LAVORI PUBBLICI**

Anni 1963-1996

	IMPORTAZIONI NETTE DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	DURATA DELLE AUTORIZZAZIONI	QUANTITATIVI AUTORIZZATI (GWh)	RIFERIMENTI NORMATIVI		
1963	1.299					
1964	1.002					
1965	331					
1966	842					
1967	1.910					
1968	2.116	1 gennaio 1968	2.500 ± 20%	DM 16 aprile 1968, n.1235		
1969	2.480	↓	↓			
1970	3.965					
1971	1.661					
1972	200					
1973	879					
1974	2.293					
1975	2.581					
1976	1.088					
1977	2.777	31 dicembre 1977		DM 17 agosto 1977, n.922		
1978	2.126	1 gennaio 1978	4.000 ± 20%			
1979	5.393	↓	↓			
1980	6.083					
1981	9.632					
1982	7.151					
1983	11.082					
1984	20.890				10.000 ± 20%	DM 19 novembre 1984, n. 2147
1985	23.669				20.000 ± 20%	DM 26 marzo 1985, n. 263
1986	22.114					
1987	23.146					
1988	31.256					
1989	33.729		30.000 ± 20%	DM 20 gennaio 1989, n. 1862		
1990	34.655	↓	↓			
1991	35.082					
1992	35.300					
1993	39.432					
1994	37.599					
1995	37.427					
1996	37.400					
		31 dicembre 1997				

Fonte: Elaborazione su dati Enel e Ministero dei lavori pubblici

Autorizzazione di scambi con l'estero di energia elettrica

L'autorizzazione all'interscambio con l'estero di energia elettrica è rilasciata dal Ministero dei lavori pubblici ai sensi del TU dell'11 dicembre 1933, n. 1775, come modificato dalla legge 29 gennaio 1942, n.127, con un decreto che ne stabilisce le quantità massime, le condizioni e la durata (Tav. 4.3)

Nell'ottobre scorso il Ministero dei lavori pubblici ha chiesto all'Autorità di esprimersi su un'istanza di autorizzazione pluriennale agli scambi con l'estero, presentata dall'Enel nell'agosto precedente. In essa, l'Enel chiedeva il rilascio di una nuova autorizzazione quarantennale (ossia fino al 2032, anno di scadenza della concessione di fornitura rilasciata nel 1992, all'atto della trasformazione dell'ente in società per azioni) e l'ampliamento dei volumi annui da 30.000 a 40.000 GWh, lasciando immutato il margine di tolleranza del 20 per cento.

Il 13 dicembre 1997 l'Autorità ha espresso un parere (delibera n. 133/97) fondato su considerazioni giuridiche ed economiche in cui viene giudicato dannoso per la concorrenza un rinnovo così prolungato, motivando tale orientamento con considerazioni relative alle condizioni di accesso e di interconnessione alla rete, in vista in particolare del recepimento della Direttiva europea. Il recepimento della Direttiva europea sul mercato unico per l'elettricità renderà infatti necessaria l'abolizione della riserva legale, attribuita nel 1962 all'Enel anche con riferimento alle attività di interscambio con l'estero. Il nuovo profilo giuridico dell'interscambio richiederà soluzioni istituzionali diverse dalle attuali, capaci di coniugare l'utilizzo dell'interconnessione con la promozione della concorrenza tra i soggetti idonei. La fase che conduce al recepimento della Direttiva si configura come transitoria verso assetti oggi non ancora pienamente prevedibili, e richiede pertanto particolare flessibilità.

L'Autorità ha inoltre ritenuto che un rinnovo e un ampliamento a lunga scadenza dell'autorizzazione avrebbe potuto pregiudicare lo sviluppo concorrenziale del mercato nazionale. La capacità delle reti sarebbe risultata quasi interamente impegnata da forniture acquistate dall'Enel, con la conseguenza di precludere l'approvvigionamento estero a operatori in tal senso legittimati dalla Direttiva.

Il decreto del Ministero dei lavori pubblici del 2 febbraio 1998 ha recepito tale indicazione, limitando il rinnovo dell'autorizzazione fino al recepimento della Direttiva europea, e comunque non oltre il 31 dicembre 1999, su volumi e tolleranze invariate.

L'incentivazione delle fonti di energia rinnovabili e assimilate

L'Autorità, con le delibere 16 maggio 1997, n. 47, e 7 ottobre 1997, n. 104, ha deciso di esaminare il regime normativo delle incentivazioni alle fonti rinnova-

bili e assimilate per la produzione di energia elettrica, valutando gli oneri che ne conseguono. Allo scopo è stata istituita una Commissione di studio, presieduta dal prof. Luigi Paganetto, composta da esperti esterni e dotata di adeguato supporto tecnico interno. Ai sensi delle delibere citate, gli approfondimenti della Commissione concernono il quadro normativo, il ruolo delle amministrazioni pubbliche, i prezzi di cessione, le modalità attuative del provvedimento Cip n. 6/92 e lo stato del contenzioso.

Il lavoro dalla Commissione si è innanzitutto incentrato sulla ricognizione delle norme e dei provvedimenti che regolano la produzione e la cessione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate. In particolare, sono state analizzate la legge n. 9/91 e le relative norme attuative (provvedimento Cip n. 6/92 e decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 5 settembre 1992) e gli effetti prodotti sul sistema con l'emanazione del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 24 gennaio 1997.

L'analisi tende a precisare le modalità e gli strumenti necessari per gestire nel tempo gli incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, ovvero quelli relativi agli impianti di produttori terzi che hanno stipulato contratti di cessione con l'Enel e i cui effetti si protrarranno, a meno di interventi correttivi, per non meno di 15 anni. L'attenzione della Commissione è stata anche rivolta all'analisi delle procedure di accertamento tecnico e di verifica introdotte dal provvedimento Cip n. 6/92, approfondendone i criteri prefissati e la prassi introdotta dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ai fini interpretativi.

La Commissione sottoporrà all'attenzione dell'Autorità nuove iniziative in materia di incentivazione, in vista della ridefinizione del regime tariffario in questa materia.

Note

- 1 Di cui all'art. 33, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9.
- 2 Di cui al titolo VI del provvedimento Cip 29 aprile 1992, n. 6.
- 3 Ad eccezione della quota della maggiorazione straordinaria, corrispondente ad un gettito di 400 miliardi di lire per anno, relativa alla copertura delle minori entrate per lo Stato, soppressa con decorrenza 1 gennaio 1998.
- 4 Delibera 5 novembre 1997, n. 122 *Presentazione al Governo di proposta in materia di disciplina di cessione a soggetti terzi delle eccedenze di energia elettrica di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 9* (Bollettino n. 1/1998).
- 5 Articolo 2, comma 12, lettera e.
- 6 Delibera 30 maggio 1997, n. 61.
- 7 Vedi Capitolo 6.
- 8 Vedi Capitolo 6.
- 9 Vedi Capitolo 6.
- 10 A seguito delle modifiche introdotte con la delibera n. 70/97, il conto per l'onere termico - attraverso cui transitavano le somme corrisposte dagli utenti finali mediante il pagamento del sovrapprezzo termico e quelle assegnate alle imprese produttrici e distributrici - opererà nel futuro solo per il ripianamento degli squilibri relativi agli anni 1994, 1995, 1996 e al primo semestre 1997.
- 11 Tale aliquota viene riconosciuta, a seguito del provvedimento Cip n. 34/74, al fine di consentire l'espletamento dei compiti che il precedente provvedimento Cip n. 941/61 assegnava al Fondo di compensazione per l'unificazione delle tariffe elettriche. Tali compiti consistono nella corresponsione a favore delle imprese elettriche minori, non trasferite all'Enel, delle integrazioni tariffarie determinate per compensare le perdite derivanti dall'applicazione delle tariffe unificate a livello nazionale.