

L'ATTUAZIONE DELLA RIFORMA TARIFFARIA

Tariffe di cessione dell'energia elettrica e corrispettivi per il trasporto per le imprese distributrici

Coerentemente con una organizzazione verticalmente integrata delle attività della filiera elettrica, nel regime antecedente il dlgs. n. 79/99 le tariffe elettriche non evidenziavano separatamente le componenti a copertura dei costi delle attività di generazione, trasporto, distribuzione e vendita di energia elettrica. Ciascuna impresa produttrice-distributrice tratteneva i ricavi derivanti dall'applicazione delle tariffe per la fornitura del servizio elettrico, a copertura dei costi fissi di generazione, dei costi di trasmissione, distribuzione e vendita. Le imprese che svolgevano la sola attività di distribuzione acquistavano energia elettrica dall'Enel S.p.A. pagando la tariffa rivenditori, a copertura dei costi fissi di generazione e di trasporto dell'energia elettrica. La copertura dei costi variabili sostenuti da parte delle imprese produttrici-distributrici per la generazione dell'energia elettrica da fonti convenzionali avveniva attraverso il meccanismo, introdotto con la delibera dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70, basato su contributi differenziati per la produzione da fonte termoelettrica e idroelettrica convenzionale.

Nell'assetto di mercato delineato dal dlgs. n. 79/99, le imprese distributrici:

- acquistano dall'Acquirente Unico l'energia elettrica che forniscono ai clienti vincolati a prezzi fissati dall'Acquirente Unico stesso o, in una fase iniziale, acquistano dall'Enel S.p.A. l'energia elettrica che non sono in grado di produrre con i propri impianti di generazione e destinata al mercato vincolato;
- acquistano il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dal Grtn S.p.A. a corrispettivi fissati dall'Autorità;
- acquistano, se necessario, il servizio di trasporto sulle reti di distribuzione di altre imprese a corrispettivi fissati dall'Autorità;
- distribuiscono e vendono l'energia elettrica ai clienti vincolati ed idonei.

Nella nuova organizzazione del settore elettrico, quindi, la fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato comporta costi sostenuti direttamente dall'impresa fornitrice per le attività di trasporto dell'energia elettrica sulle proprie reti di distribuzione e di vendita, nonché costi che hanno origine nelle fasi a monte del sistema elettrico (costi di acquisto e di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale e, in alcuni casi, sulle reti di distribuzione). Ciò ha reso necessaria sia una revisione della regolamentazione dei rapporti tra le imprese che esercitano l'attività di distribuzione e fornitura e quelle che esercitano le attività di generazione e di trasmissione, sia una revisione dei meccanismi di trasferimento sui clienti dei costi del servizio elettrico.

Prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso

Le modalità di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato si modificheranno nel tempo in conseguenza all'attuazione del dlgs. n. 79/99, in base al quale è possibile individuare due periodi transitori, prima che si possa raggiungere l'assetto definitivo ivi previsto: un primo periodo transitorio, nel quale le imprese distributrici acquistano dall'Enel S.p.A. l'energia elettrica che non sono in grado di produrre con i propri impianti e destinata al mercato vincolato; un secondo periodo transitorio, nel quale l'Acquirente Unico, assunta la piena funzionalità, si approvvigiona dai produttori sulla base di contratti stipulati con procedure trasparenti e non discriminatorie; quindi, un assetto a regime, quando l'Acquirente Unico si approvvigionerà di energia elettrica prevalentemente o esclusivamente attraverso il sistema delle offerte gestito dal Gestore del mercato.

Con la delibera n. 205/99 l'Autorità ha definito la regolamentazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica dai produttori ai distributori, rilevante fino all'assunzione della piena funzionalità da parte dell'Acquirente Unico.

Il prezzo di cessione all'ingrosso dell'energia elettrica per la fornitura al

mercato vincolato è composto da due elementi, uno a copertura dei costi fissi di impianto differenziato per fasce orarie ed uno a copertura dei costi di combustibile.

La componente a copertura dei costi fissi è stata calcolata per l'anno 2000 in modo da consentire la copertura dei costi fissi riconosciuti per la generazione nazionale di energia elettrica da fonti idroelettriche, termoelettriche e geotermoelettriche¹, determinati sulla base della rilevazione dei costi degli operatori esistenti.

La componente a copertura dei costi variabili è pari, in ogni bimestre, al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct), come definito dalla delibera dell'Autorità n. 70/97.

L'impresa distributrice che preleva l'energia elettrica direttamente dalla rete di trasmissione nazionale verserà all'Enel S.p.A. il prezzo di cessione all'ingrosso, aumentato di un coefficiente a copertura delle perdite di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, per l'energia elettrica fornita ai clienti vincolati in eccesso a quella prodotta dai propri impianti di generazione e non destinata al mercato libero. L'impresa distributrice non direttamente allacciata alla rete di trasmissione nazionale pagherà al distributore dalla cui rete è effettuato il prelievo, il prezzo di cessione all'ingrosso, aumentato di un coefficiente a copertura delle perdite di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione, per l'energia elettrica che non è in grado di produrre con i propri impianti e destinata al mercato vincolato.

Al fine di garantire la gradualità nel passaggio al nuovo ordinamento tariffario, l'Autorità ha riconosciuto, con la delibera n. 205/99, per gli anni 2000 e 2001, una ulteriore componente di ricavo pari a 6 lire/kWh, in favore dei produttori di energia elettrica destinata alla fornitura del mercato vincolato, ad eccezione di quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) 12 luglio 1989 n. 15, 14 novembre 1990 n. 34 e 29 aprile 1992 n. 6, degli impianti che:

- alla data del 19 febbraio 1997, erano nella disponibilità di imprese produttrici-distributrici;
- alla data di entrata in vigore della stessa delibera n. 205/99 erano nella disponibilità della stessa impresa, o di una sua avente causa.

L'onere relativo a tale componente di ricavo viene posto a carico dei consumatori finali di energia elettrica attraverso una componente definita UC2 (*cfr.* oltre).

¹ Esclusa cioè quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/1989, n. 34/1990 e n. 6/1992.

Tale decisione tiene conto delle esigenze di sviluppo del servizio di pubblica utilità, corrispondenti agli interessi generali del paese come indicate nel Documento di programmazione economica e finanziaria relativo alla manovra di finanza pubblica per gli anni 2000 – 2003.

Rendita idroelettrica e *stranded cost*

L'uniformità della valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete nello stesso momento da impianti di generazione diversi è una implicazione necessaria della liberalizzazione della generazione. Coerentemente, il prezzo di cessione fissato dall'Autorità si applicherà alla cessione di energia elettrica per la fornitura del mercato vincolato prodotta da qualsiasi impianto.

Il prezzo di cessione include una componente a copertura dei costi fissi in grado di garantire tale copertura per quei costi riconosciuti per l'intero parco di generazione da fonte convenzionale e una componente a copertura dei costi variabili, tipicamente di combustibile. In assenza di ulteriori interventi si verificherebbe, rispetto al passato, una maggiore valorizzazione della generazione idroelettrica e geotermoelettrica delle imprese produttrici-distributtrici². Considerazione dipendente anche dal fatto che il prezzo di cessione o di riferimento includerà una componente a copertura dei costi variabili (di combustibile), che invece questi impianti non sostengono e per i quali nel sistema precedente non viene riconosciuto un contributo tariffario.

Tale maggiore valorizzazione, qualora fosse lasciata a beneficio delle imprese produttrici-distributtrici, creerebbe posizioni di rendita per le imprese stesse e genererebbe un onere per il sistema elettrico, come conseguenza diretta del processo di liberalizzazione, imponendo ai consumatori maggiori esborse tariffarie non basati su maggiori costi. Nel caso dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, l'Autorità:

- la transizione da un regime di fissazione amministrativa delle tariffe ad un sistema in cui il prezzo dell'energia elettrica alla generazione è determinato attraverso regole di mercato, può rendere impossibile, per le imprese produttrici-distributtrici, il recupero di parte dei costi già sostenuti per lo sviluppo del parco di generazione, la cui copertura era assicurata, nel regime precedente, attraverso la tariffa;
- alle imprese produttrici-distributtrici vengono altresì riconosciuti alcuni costi definiti *stranded costs*, o costi incagliati, relativi a investimenti effettuati in relazione ad impegni contrattuali assunti prima della liberalizzazione. Tali costi sono stati calcolati sulla base di quanto previsto dal decreto del

² Esclusa cioè quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/1989, n. 34/1990 e n. 6/1992.

Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, del 26 gennaio 2000, (*cf.* Capitolo 2) sulla individuazione degli oneri generali del sistema elettrico;

- con la delibera 20 settembre 1999 n. 138, ha proposto al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ai sensi dell'art. 3, comma 11, del dlgs., n. 79/99, di compensare la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità di imprese produttrici-distributrici e non ammessa a contribuzione ai sensi dei provvedimenti del CIP n. 34/90, e n. 6/92, e successive modifiche e integrazioni, attraverso l'assoggettamento di tale energia a maggiorazioni ai corrispettivi di accesso e di uso delle reti di trasporto, ai sensi dell'art. 3, comma 10, del dlgs. n. 79/99, fino alla scadenza delle attuali concessioni di derivazione d'acqua per usi idroelettrici e di utilizzo delle risorse geotermiche a scopo termoelettrico;
- nella delibera n. 205/99 ha previsto il mantenimento, in via transitoria, (e fino all'emanazione da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, dei decreti di cui all'art. 3 comma 11 del dlgs. n. 79/99) del regime preesistente di contribuzione ai costi variabili di generazione dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, basato su contributi differenziati per la produzione di energia elettrica da fonti termoelettriche e idroelettriche. In via transitoria le imprese che generano energia elettrica ricevono dalle imprese distributrici la componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di generazione e dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) il contributo a copertura dei costi variabili di generazione. Per il finanziamento di tale contributo le imprese di distribuzione continuano a versare alla CCSE il gettito della parte B delle tariffe applicate agli utenti del mercato vincolato.

Trasporto dell'energia elettrica destinata a clienti del mercato vincolato sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione

Con la delibera n. 205/99 l'Autorità ha definito il corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica acquistata dalle imprese distributrici per la fornitura ai clienti del mercato vincolato.

Rispetto al vettoriamento dell'energia elettrica fornita a clienti del mercato libero, il trasporto dell'energia elettrica destinata a clienti del mercato vincolato presenta caratteristiche diverse, che condizionano la struttura dei corrispettivi applicabili. Nel primo caso il richiedente il servizio di vettoriamento ha la

facoltà di specificare i livelli di potenza impegnata diversi per ciascuna ora dell'anno; qualora il prelievo di potenza ecceda l'impegno, vengono aggiunte delle penalità. La struttura tariffaria applicata al vettoriamento dell'energia elettrica destinata a un cliente del mercato libero presuppone da un lato, il controllo da parte del richiedente del servizio di vettoriamento del proprio profilo di carico e, dall'altro, la possibilità per il prestatore del servizio di vettoriamento di rilevare lo stesso profilo. Tale presupposto viene a mancare nel caso del trasporto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato. In questo caso la rilevazione oraria del profilo di carico di ciascuno degli utenti del mercato vincolato è ingiustificata dal punto di vista dei costi e il distributore non ha alcun controllo sul profilo di prelievo dell'energia elettrica da parte degli utenti vincolati. Le imprese distributrici pagano pertanto al Grtn S.p.A., per il trasporto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, un corrispettivo riferito alla quantità netta di energia elettrica prelevata dalla rete di trasmissione nazionale, articolato per fasce orarie e aumentato a copertura delle perdite sulla rete di trasmissione. L'articolazione per fasce orarie del corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato è uguale a quella del corrispettivo di potenza, determinato con la delibera dell'Autorità, n. 13/99, applicato per il vettoriamento su linee in alta e altissima tensione dell'energia elettrica destinata ai clienti idonei.

Le imprese distributrici connesse ad altre reti di distribuzione versano, oltre al corrispettivo per il trasporto sulla rete, un ammontare fisso applicato a ciascun punto di consegna, a copertura dei costi di vendita e di distribuzione, alle imprese alle cui reti sono connesse e un corrispettivo espresso in lire/kWh applicato alla quantità netta di energia elettrica prelevata e differenziato in funzione della tensione a cui avviene il prelievo.

Regolamentazione tariffaria del servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato

Il regime tariffario in vigore nel settore elettrico prima della riforma operata dall'Autorità aveva le sue origini nei provvedimenti di unificazione delle tariffe emanati dal CIP nel 1953 e nel 1961, successivamente modificati, da ultimo con il provvedimento CIP 14 dicembre 1993 n. 15. Tale sistema prevedeva tariffe all'utenza finale fissate in via amministrativa ed era caratterizzato dalla presenza di un numero molto elevato di classi tariffarie.

L'esigenza di una riforma del sistema tariffario per il servizio elettrico deriva da più ordini di considerazioni.

In primo luogo, il precedente sistema tariffario mal si adeguava ad una prospettiva di graduale liberalizzazione ed apertura del mercato elettrico, così come delineato dalla Direttiva 96/92/CE attuata con il dlgs. n. 79/99. Un sistema di prezzi dei servizi fissati in via amministrativa non permette i margini di flessibilità ed imprenditorialità che sono necessari per una seppur graduale liberalizzazione dell'offerta del servizio.

D'altra parte, laddove il servizio stesso non sia offerto in regime di vera concorrenza, la regolazione di tali prezzi è necessaria per prevenire l'esercizio e l'abuso di potere di mercato da parte delle imprese esercenti il servizio, a danno dei clienti. Lo sviluppo della concorrenza, in via di principio possibile nella generazione e nella vendita del servizio elettrico, richiederà tempo e cambiamenti di assetto. Le altre fasi, in primo luogo la trasmissione, avendo forti connotazioni di monopolio tecnico, difficilmente potranno essere caratterizzate, anche in prospettiva, dalla presenza di più operatori in concorrenza tra loro.

In secondo luogo, il sistema tariffario precedente alla riforma operata dall'Autorità era caratterizzato da prezzi che in molti casi non riflettevano adeguatamente i costi della fornitura del servizio alle diverse tipologie di utenza. La tariffa deve invece essere il segnale del costo del servizio elettrico per ciascun consumatore.

Infine, la determinazione delle tariffe è avvenuta nel passato con l'obiettivo di coprire i costi complessivi dei servizi forniti, con un criterio sostanzialmente di riconoscimento a piè di lista. La garanzia di copertura a posteriori dei costi sostenuti non fornisce adeguati incentivi per l'impresa al contenimento dei costi stessi, in quanto un loro aumento viene riflesso nelle tariffe e non dà luogo ad una minore redditività dell'impresa e, simmetricamente, i benefici di una loro riduzione non si traducono in una più elevata redditività dell'impresa, ma sono trasferiti ai consumatori attraverso una riduzione delle tariffe.

Nel novembre 1999, facendo seguito ai Documenti per la consultazione *Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario* del 13 giugno 1997 e *Linee Guida per la regolazione delle tariffe dei servizi di vettoriale e fornitura dell'energia elettrica e dei contributi di allacciamento* del 10 marzo 1998, l'Autorità ha sottoposto a consultazione il 27 novembre 1999 la proposta di *Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati*.

Il documento riprendeva e sviluppava le proposte avanzate nei documenti precedenti, modificandole a seguito delle considerazioni sulle soluzioni proposte emerse nelle consultazioni e anche al fine di rendere il nuovo ordinamento tariffario coerente con l'assetto del settore determinato dal dlgs. n. 79/99.

Sulla base dei commenti e delle osservazioni ricevute al documento del novembre 1999, alla fine del mese di dicembre l'Autorità ha adottato la delibe-

ra n. 204/99 contenente la nuova *Regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato*.

La nuova disciplina, anche coerentemente con le disposizioni e i principi generali enunciati nella legge n. 481/95 con riferimento ai profili tariffari, persegue molteplici obiettivi:

- la promozione dell'efficienza nella produzione ed erogazione del servizio elettrico, nonché nella sua fruizione da parte dell'utenza;
- la promozione della qualità del servizio elettrico;
- l'adeguata diffusione del servizio, tenendo conto del vincolo di uniformità tariffaria sul territorio nazionale;
- il rispetto delle condizioni di economicità e redditività delle imprese esercenti;
- il rispetto delle esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità del settore come indicati dal Governo nel Documento di programmazione economica e finanziaria relativo alla manovra di finanza pubblica per gli anni 2000-2003;
- il finanziamento delle attività di interesse generale;
- la gradualità per gli utenti del passaggio al nuovo ordinamento tariffario.

Le tipologie di utenza

Il nuovo ordinamento tariffario prevede di essere articolato su 9 tipologie di utenza in luogo delle precedenti 52. La nuova suddivisione degli utenti si basa su tre criteri:

- il livello di tensione a cui avviene la fornitura;
- il tipo di uso, limitatamente alla distinzione tra usi domestici, illuminazione pubblica e altri usi;
- la possibilità o meno dei clienti di approvvigionarsi di energia elettrica da un distributore diverso da quello locale, secondo quanto stabilito dal dlgs. n. 79/99, limitatamente alle tipologie di utenza diverse dagli usi per illuminazione pubblica e dagli usi domestici.

I primi due criteri consentono l'individuazione di classi di utenti sufficientemente omogenee in termini di profilo e di elasticità della domanda, classificazione utile per valutare l'efficacia del meccanismo di regolamentazione tariffaria adottato, per indurre l'offerta di opzioni tariffarie che riflettano i costi del servizio e per limitare le possibilità di discriminazione di prezzo. Il terzo criterio di differenziazione è finalizzato ad evitare discriminazioni di prezzo all'interno di una stessa tipologia tra clienti vincolati e clienti potenzialmente idonei (clienti idonei ai sensi del dlgs. n. 79/99 che richiedano ai

sensi dell'art. 4, comma 3 del medesimo decreto di essere compresi nel mercato dei clienti vincolati).

Le opzioni tariffarie e il sistema di vincoli

Le tipologie di utenza così definite contengono gruppi di clienti con esigenze differenziate. Per rispondere alle necessità dei diversi utenti e per consentire soluzioni tariffarie più adeguate ai costi imputabili ad ogni singolo utente, il nuovo ordinamento prevede che le imprese distributrici possano offrire diverse opzioni tariffarie ai clienti di una stessa tipologia.

Per opzione tariffaria si intende l'insieme di corrispettivi unitari che determina l'esborso a carico del cliente per il servizio di fornitura dell'energia elettrica. Questi includono:

- i corrispettivi a copertura dei costi del servizio di fornitura dell'energia elettrica, che vengono fissati dall'impresa distributtrice nel rispetto delle regole stabilite dall'Autorità;
- i corrispettivi relativi alle componenti tariffarie a copertura dei costi relativi alla realizzazione di finalità di interesse generale e alle componenti che garantiscono la gradualità della variazione dei livelli tariffari nel passaggio al nuovo ordinamento, fissati dall'Autorità.

I costi del servizio elettrico sono costituiti dai costi di acquisto, trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, distribuzione e vendita dell'energia elettrica.

I costi relativi alla realizzazione di finalità di interesse generale comprendono gli oneri generali afferenti al sistema elettrico così come individuati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica su proposta dell'Autorità (*cfr.* Capitolo 2 e Tav. 4.1), che gravano su tutti gli utenti della rete³, e i costi sostenuti nell'interesse generale, sopportati solamente dagli utenti vincolati. Questi ultimi riguardano specificatamente la copertura degli squilibri nei meccanismi di perequazione – che verranno esplicitati e resi operativi dall'Autorità – e la copertura degli squilibri tra il fabbisogno relativo all'erogazione dell'ulteriore componente di ricavo a favore delle imprese produttrici-distributtrici per il mercato vincolato e il gettito derivante dalle maggiorazioni del corrispettivo di accesso e di uso della rete di trasmis-

³ Nel caso dei clienti idonei l'imposizione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico avviene mediante maggiorazioni dei corrispettivi dovuti al Grtn S.p.A. per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale. Nel caso dei clienti vincolati, che non acquistano direttamente il servizio di trasporto dell'energia elettrica, sono invece previste esplicite componenti tariffarie (indicate con la lettera A nella Tav. 4.1).

sione previsto per alcuni impianti idroelettrici.

Nell'offrire le opzioni tariffarie che ritiene più opportune, ogni impresa distributrice dovrà rispettare alcune regole, tra cui:

- le medesime opzioni tariffarie vanno offerte a condizioni non discriminatorie a tutti i clienti appartenenti ad una stessa tipologia;
- tutte le opzioni tariffarie devono corrispondere alla prestazione di un servizio con caratteristiche qualitative e condizioni di fornitura che soddisfino standard fissati dall'Autorità;
- tutte le opzioni tariffarie devono essere offerte nel rispetto del Codice di condotta commerciale presentato dagli esercenti all'Autorità entro termini prestabiliti e da questa approvato;
- l'offerta di opzioni tariffarie non può essere sospesa nel corso dell'anno né possono essere modificate le caratteristiche delle opzioni senza la preventiva autorizzazione dell'Autorità;
- l'impresa distributrice deve comunicare annualmente a ciascun cliente l'opzione tariffaria più conveniente, date le caratteristiche della fornitura nell'anno precedente, qualora essa sia diversa dall'opzione tariffaria applicata;
- le opzioni tariffarie offerte devono essere compatibili con il sistema di vincoli ai prezzi praticati dalle imprese distributrici per le forniture ai clienti vincolati.

Il meccanismo di regolamentazione stabilito dall'Autorità prevede un regime generale applicabile a tutte le tipologie di utenza ad eccezione delle utenze domestiche alimentate in bassa tensione, per le quali è previsto un regime di maggior salvaguardia.

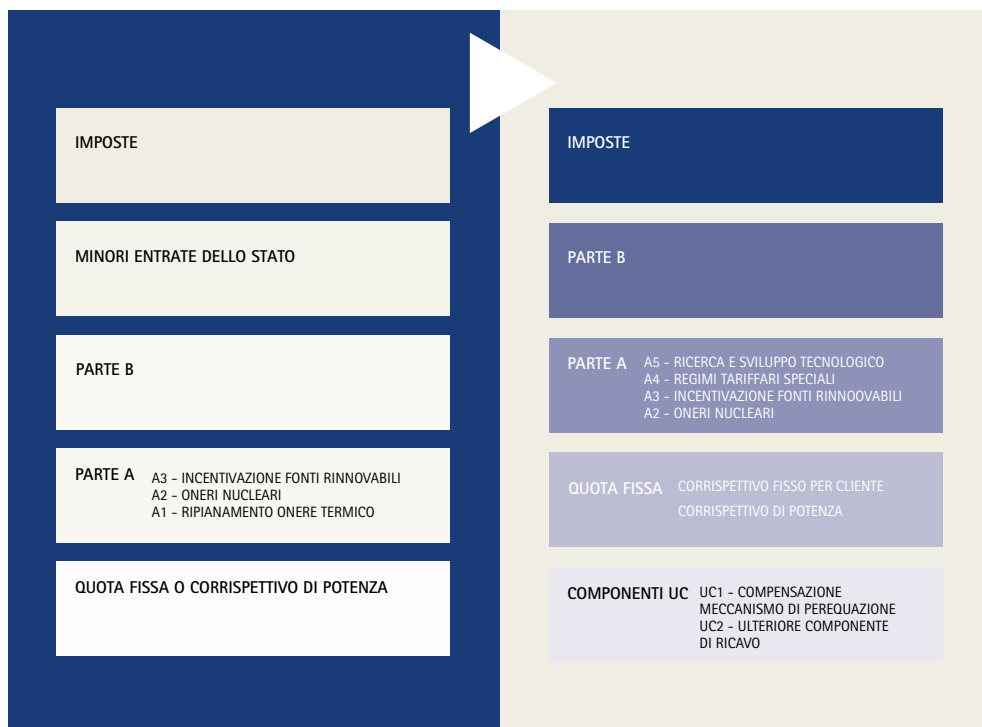
Tale meccanismo di regolamentazione è determinato in modo da assicurare alle imprese la copertura dei costi riconosciuti per la fornitura di energia elettrica, degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e dei costi sostenuti nell'interesse generale, avvicinando per ogni tipologia di utenza i prezzi ai costi.

Le modalità di determinazione dei costi riconosciuti alle imprese di distribuzione e dell'attribuzione dei costi alle tipologie di utenza sono state descritte in dettaglio nei documenti di consultazione che hanno preceduto la delibera n. 204/99 e sono state modificate ed integrate alla luce delle osservazioni e dei commenti ricevuti.

Per la determinazione dei costi riconosciuti alle imprese di distribuzione vengono considerati i costi relativi alla gestione caratteristica del servizio elettrico, escludendo pertanto i costi di natura straordinaria e i costi afferenti ad attività non direttamente connesse al servizio. Al totale dei costi riconosciuti concorrono:

- i costi operativi, comprensivi della quota di ammortamento delle immobiliz-

FIG. 4.2 CAMBIAMENTI NELLA STRUTTURA TARIFFARIA ALLA LUCE DELLA DELIBERA N. 204/99



TAV. 4.1 ONERI GENERALI AFFERENTI AL SISTEMA ELETTRICO E COSTI SOSTENUTI NELL'INTERESSE GENERALE

ONERI GENERALI AFFERENTI AL SISTEMA ELETTRICO	
A2bis	Oneri connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti
A3	Oneri connessi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili
A4	Oneri connessi al finanziamento dei regimi tariffari speciali previsti dalla normativa vigente a favore di specifici utenti o categorie di utenza
A5	Costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico, costi derivanti dalla realizzazione di obiettivi specifici di tutela ambientale
A6	Costi non recuperabili riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici
COSTI SOSTENUTI NELL'INTERESSE GENERALE	
UC1	Ulteriore componente a compensazione di eventuali squilibri derivanti dal meccanismo di perequazione.
UC2	Ulteriore componente a copertura di eventuali squilibri tra il gettito derivante dalle maggiorazioni sul corrispettivo di accesso e di uso della rete di trasmissione nazionale previsto per gli impianti idroelettrici, ad eccezione di quelli ammessi ai contributi dei provvedimenti CIP n. 6/1992, CIP n. 34/1990, CIP n. 15/1989 e il costo relativo all'ulteriore componente di ricavo accordata per assicurare la gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione

zazioni, calcolata secondo criteri economico-tecnici, e

- una congrua remunerazione del capitale investito.

Per il riconoscimento dei costi operativi l'Autorità fa riferimento ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese esercenti. Per il riconoscimento di una congrua remunerazione del capitale investito, l'Autorità applica un tasso reale di remunerazione al valore del capitale investito, assicurando alle imprese elettriche le risorse per la copertura degli oneri relativi alle forme di finanziamento, capitale di rischio e capitale di debito, dell'attività elettrica. Il tasso di rendimento è fissato in modo da garantire ai portatori del capitale dell'impresa, sia di rischio che di debito, una remunerazione equivalente a quella che potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio.

Le modalità di attribuzione dei costi alle tipologie di utenza sono tali da garantire che i parametri dei vincoli e delle tariffe applicate agli utenti domestici allacciati in bassa tensione consentano:

- la copertura dei costi riconosciuti per il servizio elettrico e,
- che a ciascuna tipologia di utenza siano attribuiti i costi che l'impresa distributrice ha dovuto sostenere per soddisfare la domanda di quella tipologia.

I parametri dei vincoli e delle tariffe sono stati costruiti considerando, quindi, la responsabilità delle tipologia di utenza nella formazione di costi. Le determinanti principali utilizzate sono:

- il profilo temporale dei consumi della tipologia, rilevante sia nella determinazione dei costi di acquisto di energia elettrica sia dei costi di trasporto dell'energia elettrica su reti condivise da più tipologie di utenza e dimensionate in funzione del picco di domanda aggregato;
- il livello massimo di potenza richiesto per cliente, rilevante nella determinazione dei costi del trasporto dell'energia elettrica su reti con topologia di tipo radiale e come indicatore della responsabilità nella formazione di una parte dei costi di vendita;
- il numero di clienti della tipologia di utenza, rilevante come indicatore dei costi di vendita associati a ciascun cliente, a prescindere dalle caratteristiche della domanda;
- il livello di tensione a cui i clienti sono allacciati, rilevante nella determinazione delle perdite di trasporto dell'energia elettrica e nell'identificazione delle infrastrutture utilizzate per soddisfare la domanda della tipologia.

Le differenze tra i valori che lo stesso parametro unitario del vincolo e delle tariffe assume per le diverse tipologie di utenza sono spiegate, da un lato, dalla diversa articolazione della domanda e dall'altro, da differenze nel numero degli elementi che compongono i parametri stessi. Le tipologie di utenza allacciate in alta tensione non contribuiscono, ad esempio, alla copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti a tensione inferiori. Parimenti,

ai clienti allacciati in media tensione non si applicano gli elementi dei parametri a copertura dei costi di distribuzione su reti in bassa tensione.

La costruzione dei vincoli tariffari e delle tariffe in funzione delle responsabilità di costo delle diverse tipologie di utenza può comportare per alcuni utenti variazioni anche sensibili degli esborsi sostenuti per fruire del servizio di fornitura di energia elettrica rispetto ai livelli precedenti. Per assicurare un passaggio graduale al nuovo regime tariffario, l'Autorità ha pertanto introdotto elementi di progressività nella regolamentazione delle tariffe sia per le utenze non domestiche, sia per quelle domestiche.

La regolamentazione delle tariffe di fornitura per l'utenza vincolata diversa da quella domestica alimentata in bassa tensione

Per i clienti vincolati non domestici alimentati in bassa tensione il nuovo meccanismo di regolazione è basato su limiti massimi ai ricavi tariffari delle imprese distributrici. Tali vincoli sono di due tipi:

- gli introiti complessivi derivanti da vendite a clienti appartenenti a ciascuna tipologia non devono essere superiori ad un valore massimo fissato dall'Autorità; tale valore è definito come limite agli introiti in modo da consentire la copertura dei costi riconosciuti all'impresa per la fornitura alle singole tipologie di utenza e dei costi per il finanziamento di finalità di interesse generale (vincolo V1);
- tra le opzioni tariffarie offerte ai clienti di ciascuna tipologia ve ne deve essere almeno una, definita 'opzione tariffaria base', che consenta a ciascun cliente di non pagare più di un ammontare massimo fissato dall'Autorità (vincolo V2).

Le opzioni tariffarie base, di cui almeno una deve essere offerta dalle imprese distributrici ai clienti di una stessa tipologia (a eccezione dell'utenza domestica alimentata in bassa tensione), oltre ad essere compatibili con il vincolo V2 possono prevedere solo corrispettivi riferiti alle caratteristiche elettriche della fornitura (come energia prelevata, potenza impegnata, profilo temporale del prelievo).

In aggiunta alle opzioni tariffarie base, gli esercenti - previa approvazione dell'Autorità - hanno la facoltà di offrire ulteriori opzioni tariffarie, denominate speciali, che possono consentire loro di realizzare maggiori ricavi a fronte dei maggiori costi sostenuti per l'erogazione di servizi diversi da quelli associati alle opzioni tariffarie base anche con riferimento alla qualità. Le opzioni tariffarie speciali non sono soggette al vincolo V2.

Le opzioni tariffarie base e speciali offerte a ciascuna tipologia di utenti (a esclusione di quelli domestici alimentati in bassa tensione) non devono generare introiti tariffari complessivi superiori al valore massimo fissato dal vincolo V1.

Il valore massimo specificato dai vincoli tariffari dipende dalle caratte-

ristiche delle forniture cui si riferiscono (in termini di energia prelevata, potenza impegnata, numero di clienti). I parametri che le definiscono sono uniformi sul territorio nazionale.

Il rispetto del vincolo V1 viene verificato annualmente a consuntivo, mentre il rispetto del vincolo V2 per ciascuna opzione tariffaria base dovrà essere preventivamente sottoposto dall'impresa distributrice all'Autorità per la verifica. Nel caso in cui l'insieme delle opzioni tariffarie offerte in un anno ai clienti appartenenti ad una tipologia non rispetti il vincolo V1 è previsto un meccanismo di restituzione agli utenti dei ricavi eccedenti. Le modalità di restituzione variano in funzione dell'entità della violazione del vincolo (con una penalità crescente a carico dell'impresa distributrice al crescere della differenza tra ricavi ammessi dal vincolo e ricavi effettivi).

Tra i clienti non domestici, un trattamento separato è riservato ai cosiddetti regimi tariffari speciali, cioè a quelle categorie di utenza o singoli clienti che attualmente godono di condizioni tariffarie particolari stabilite per legge. Nel nuovo ordinamento tariffario il trattamento speciale di cui godono queste utenze viene esplicitato e separato dalla tariffa elettrica assoggettando le utenze medesime alle condizioni tariffarie previste per la generalità dell'utenza e corrispondendo ad esse una componente tariffaria compensativa determinata dall'Autorità. Tale componente viene riconosciuta anche nel caso in cui la fornitura di energia elettrica sia effettuata da un soggetto diverso dal distributore alla cui rete l'utente è allacciato. In questo modo viene rimosso l'ostacolo che la presenza di regimi tariffari speciali potrebbe porre alla liberalizzazione del mercato: il cliente, qualora sia cliente idoneo, potrà infatti scegliere il fornitore in condizioni di parità concorrenziale tra fornitura nel mercato vincolato e fornitura sul mercato libero.

Nel regime precedente le tariffe praticate ai clienti appartenenti ad alcune classi tariffarie si discostavano significativamente dai corrispondenti costi di fornitura del servizio elettrico. Nel nuovo ordinamento, la costruzione dei vincoli tariffari e delle tariffe in funzione delle responsabilità di costo delle diverse tipologie di utenza può comportare per alcuni clienti variazioni anche sensibili degli esborsi sostenuti per fruire del servizio elettrico.

Con la delibera n. 204/99, l'Autorità ha ritenuto opportuno che la transizione ai nuovi livelli tariffari avvenisse con gradualità nel corso degli anni 2000 e 2001. In particolare, con riferimento all'anno 2000, l'Autorità ha ritenuto che, per nessuna classe tariffaria considerata nel suo complesso, il passaggio al nuovo ordinamento tariffario potesse comportare aumenti tariffari non riconducibili alla dinamica dei corsi dei combustibili nei mercati internazionali. La gradualità nella transizione al nuovo ordinamento è stata ottenuta attraverso la definizione per ciascuna classe tariffaria esistente al 31 dicembre

1999 di apposite componenti tariffarie. Tali componenti devono essere applicate dalle imprese distributrici a tutte le forniture non domestiche, fin dall'introduzione delle opzioni tariffarie fissate dalle imprese stesse nel rispetto del sistema di vincoli, al termine del periodo transitorio di 6 mesi definito dalla delibera. Le componenti tariffarie per la gradualità vengono dimezzate a partire dal 1 gennaio 2001 e cesseranno di essere applicate il 31 dicembre dello stesso anno.

Inoltre, poiché il nuovo ordinamento tariffario ha rappresentato per le imprese esercenti un cambiamento radicale rispetto al sistema precedente, richiedendo adempimenti onerosi, la delibera n. 204/99 ha previsto per il primo semestre dell'anno 2000 un regime transitorio nel quale le imprese esercenti applicano tariffe, distinte per classe, stabilite dall'Autorità. Il passaggio da un sistema di prezzi fissati in via amministrativa ai meccanismi di regolamentazione tariffaria fondati su vincoli ai ricavi, nonché l'applicazione delle componenti tariffarie per la gradualità definite dalla delibera n. 204/99, sono stati rinviati al secondo semestre dell'anno 2000. Nel regime transitorio in vigore nel primo semestre dell'anno 2000, gli esercenti devono addebitare ai propri clienti non domestici opzioni tariffarie con struttura analoga alle tariffe in vigore, per ciascuna classe di utenza, al 31 dicembre 1999, con corrispettivi opportunamente variati in diminuzione coerentemente con i livelli dei vincoli tariffari definiti per l'anno 2000 per ciascuna tipologia di utenza.

La regolamentazione delle tariffe di fornitura per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione

Per i clienti domestici alimentati in bassa tensione il nuovo meccanismo di regolazione prevede una maggiore protezione rispetto alla generalità dell'utenza. A questo fine l'Autorità, coerentemente con il principio di copertura dei costi del servizio elettrico, fissa una tariffa che le imprese devono offrire obbligatoriamente a regime agli utenti di questa tipologia.

Al fine di consentire adeguati margini di flessibilità alle imprese di distribuzione e ai clienti, viene concessa agli esercenti la facoltà di offrire opzioni tariffarie ulteriori rispetto alla tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità, soggette alla stessa disciplina stabilita per le opzioni tariffarie speciali destinate all'utenza non domestica.

Rispetto a quanto in vigore nel precedente regime per i clienti domestici residenti, con potenza impegnata non superiore a 3 kW, la tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità rappresenta un sostanziale cambiamento. In particolare viene eliminata la struttura progressiva rispetto ai consumi, anche se ciò avverrà entro il 2004.

Allo scopo di consentire un passaggio graduale al nuovo regime l'Autorità ha definito due tariffe di transizione che devono essere obbligatoria-

mente offerte dalle imprese distributrici rispettivamente all'utenza domestica residente con potenza impegnata fino a 3 kW e alla restante utenza domestica. Le due tariffe di transizione hanno una struttura analoga a quella prevista per la tariffa unica obbligatoria a regime, ad eccezione della componente riferita all'energia elettrica prelevata, che nella prima tariffa di transizione ha un'articolazione inizialmente simile a quella in vigore nel regime precedente per la stessa categoria di utenza. I corrispettivi unitari relativi alle due tariffe di transizione verranno aggiornati annualmente dall'Autorità in modo da convergere alla tariffa unica obbligatoria prevista per questa tipologia di utenza entro il 1 gennaio 2003.

Il nuovo ordinamento per l'utenza domestica prevede un regime di ulteriore tutela per gli utenti economicamente disagiati. A questi utenti, a regime, verrà garantita la possibilità di accedere a tariffe ridotte, con accesso basato su parametri che misurano lo stato di disagio economico. L'attivazione del meccanismo di selezione dei clienti ammessi alle condizioni tariffarie agevolate è prevista per il 2001. Come illustrato nel documento di consultazione del novembre 1999, il regime di maggior tutela dell'utenza in stato di disagio economico verrà finanziato attraverso una specifica componente tariffaria a carico della rimanente parte dell'utenza domestica. Fino a quella data l'ordinamento transitorio è stato disegnato in modo da mantenere per l'anno 2000 per gli utenti residenti con potenza impegnata di 3 kW condizioni tariffarie simili a quelle vigenti il 31 dicembre 1999 per i primi 150 kWh di consumo mensile. Si mantiene così il riferimento ai profili di consumo come parametro di accesso alle condizioni tariffarie agevolate, in attesa della definizione del nuovo meccanismo di selezione degli utenti da ammettere a tali condizioni.

L'aggiornamento dei parametri dei vincoli e delle tariffe per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione

L'aggiornamento dei parametri dei vincoli tariffari per la generalità dell'utenza e della tariffa obbligatoria a regime fissata dall'Autorità per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione viene definito dalla delibera n. 204/99 per quanto riguarda la parte destinata alla copertura dei costi delle attività di trasmissione, distribuzione e vendita⁴. Per le componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi riconosciuti per queste attività la legge n. 481/95 prevede l'applicazione del metodo del *price cap*. Queste componenti sono soggette a

4 In base alle disposizioni della legge n. 481/95, l'aggiornamento della parte destinata alla copertura dei costi relativi ai combustibili fossili e all'energia elettrica acquistata da produttori nazionali ed importata deve avvenire in base a meccanismi di calcolo automatici definiti dall'Autorità. Tali meccanismi sono stati definiti nella delibera dell'Autorità n. 70/97, e sue successive modificazioni ed integrazioni.

una dinamica tariffaria all'interno del periodo di regolazione e alla rideterminazione del livello al termine del periodo di regolazione. La delibera n. 204/99 fissa la durata del periodo di regolazione pari a quattro anni a partire dall'anno 2000; all'interno di questo periodo le componenti o elementi tariffari vengono aggiornate applicando al valore da essi registrato nell'anno precedente:

- il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, calcolato dall'Istat;
- il tasso di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti, fissato pari al 4 per cento annuo;
- il tasso di variazione collegato a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse, che potrà essere stabilito dall'Autorità con successiva delibera;
- il tasso di variazione collegato ad aumenti di costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio (finalizzato ad ottenere il gettito per la promozione dei recuperi di qualità del servizio rispetto agli standard prefissati).

Le componenti a copertura dei costi relativi a finalità di interesse generale verranno invece aggiornate dall'Autorità sulla base delle necessità di gettito.

Aggiornamento bimestrale delle tariffe elettriche

Parte B della tariffa

L'andamento favorevole dei prezzi internazionali del petrolio registrato nel 1998, che aveva consentito riduzioni pari a circa il 30 per cento del costo unitario riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, si è interrotto all'inizio del 1999. La contestuale svalutazione dell'euro nei confronti del dollaro USA ha fatto sì che questa inversione di tendenza si traducesse in un aumento di circa 29 lire/kWh del valore del Ct, passato da un livello di 40,2 lire/kWh nel terzo bimestre 1999 a 69,2 lire/kWh nel secondo bimestre 2000.

Alla variazione del 72 per cento del Ct non è corrisposto un aumento del valore unitario medio nazionale della parte B della tariffa di pari entità (Fig. 4.2). Tale disparità è da ricondurre alla revisione dei regimi di esonero dalla parte B operata con la delibera dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 206, e il conseguente ampliamento dei quantitativi di energia elettrica ad essa assoggettati, che hanno consentito il parziale assorbimento delle variazioni dei costi riconosciuti dei combustibili, permettendo di contenere al 61 per cento la

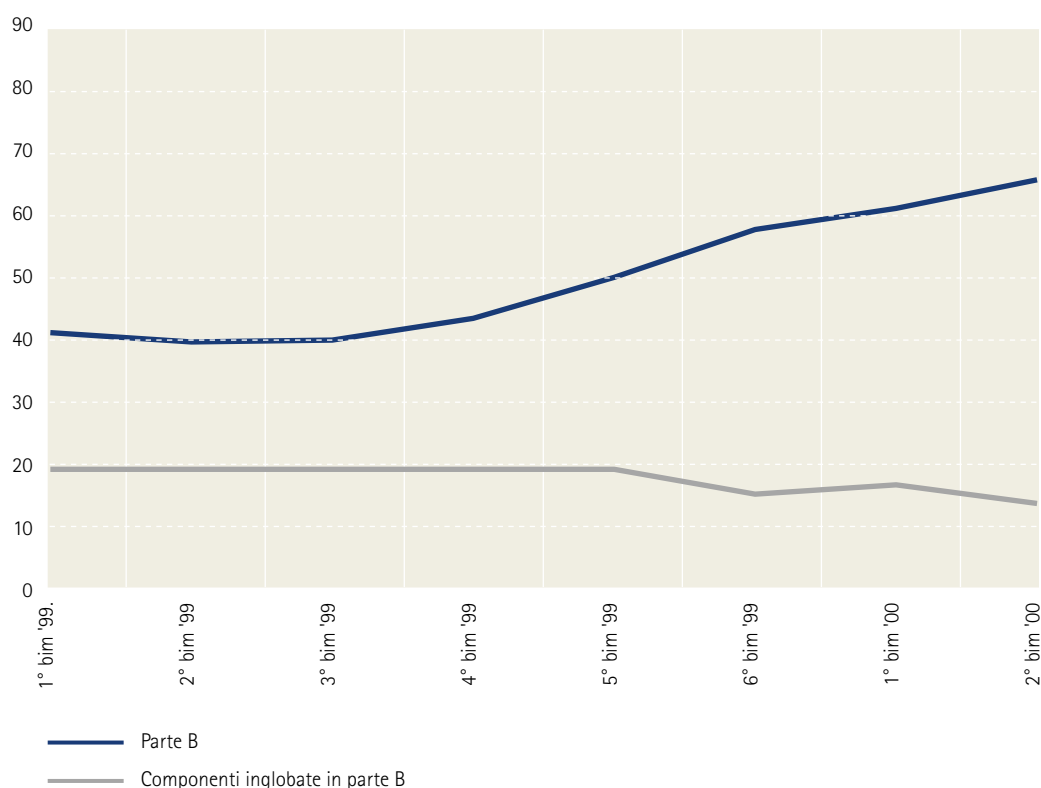
variazione del valore unitario medio nazionale della parte B della tariffa.

Sempre con la delibera n. 206/99 l'Autorità ha disposto inoltre una revisione dell'articolazione delle aliquote della parte B della tariffa, che a partire dall'1 gennaio 2000 non sono più distinte per classi di utenza, ma per tipologie di utenza, così come definite dalla delibera, n. 204/99. Le aliquote applicabili a ciascuna tipologia sono state determinate in coerenza con i criteri di attribuzione dei costi del servizio elettrico definiti dalla delibera n. 204/99. In relazione a quest'ultimo punto, la delibera n. 204/99 ha disposto che nel nuovo ordinamento tariffario la componente tariffaria a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica da parte delle imprese esercenti il servizio di distribuzione per i clienti del mercato vincolato sia articolata per tipologia di utenza in modo da riflettere:

- i costi di generazione attribuibili a ciascuna utenza in relazione al profilo temporale tipico del prelievo dell'energia elettrica degli utenti appartenenti alla medesima tipologia;
- le perdite di energia elettrica sulle reti di trasporto per la fornitura dell'energia elettrica a ciascun livello di tensione.

FIG. 4.2 **ANDAMENTO DELLA PARTE B E DELLE COMPONENTI INGLOBATE NELLA PARTE A DELLA TARIFFA ELETTRICA**

Gennaio 1999 - aprile 2000; lire/KWh



Parte A della tariffa

Con la delibera 22 dicembre 1998 n. 161, essendosi completato il ripianamento del conto onere termico e intendendo beneficiare della favorevole dinamica dei costi dei combustibili fossili commerciali sui mercati internazionali, l'Autorità aveva aumentato, a decorrere dall'1 gennaio 1999, le aliquote della componente tariffaria A2, fissando l'aliquota media a 8,0 lire/kWh. Tale incremento aveva consentito una accelerazione del rimborso degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura, come accertati dall'Autorità con delibera 12 giugno 1998, n. 58. Successivamente, in previsione del completamento in tempi brevi del rimborso degli oneri nucleari, per la parte diversa da quella relativa allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività a queste connesse e conseguenti, con la delibera 25 ottobre 1999, n. 160, l'Autorità ha ridotto le aliquote della componente tariffaria A2 per il sesto bimestre 1999, portando l'aliquota media da 8 a 4 lire/kWh. Questa manovra ha contribuito a mitigare l'impatto derivante dalla significativa crescita della parte B della tariffa registratasi nel corso dell'anno.

Con la delibera n. 204/99, l'Autorità ha apportato delle modifiche strutturali alle aliquote di tutte le componenti A e ha ridefinito i livelli delle aliquote medie in conseguenza alla revisione delle stime relative alle vendite di energia elettrica per l'anno 2000. Per quanto riguarda la componente A2 della tariffa, la modifica ha comportato una ulteriore riduzione dell'aliquota media pari a 0,4 lire/kWh. Con il gettito del primo bimestre 2000 della componente tariffaria A2 è stato completato il rimborso dei suddetti oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura. A partire dal secondo bimestre 2000 il gettito della componente tariffaria A2 è stato destinato al solo rimborso degli oneri, prevalentemente futuri, relativi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività a queste connesse e conseguenti. L'Autorità, in base alle indicazioni contenute nel decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, a partire dal secondo bimestre 2000 ha ridotto l'aliquota media da 3,6 lire/kWh a 0,6 lire/kWh.

Al pari della componente A2, anche la struttura della componente A3 è stata modificata con la delibera dell'Autorità n. 204/99. In particolare la componente lire/kW è stata sostituita con una componente lire/cliente. Nella stessa delibera l'Autorità, sulla base delle nuove stime relative alle necessità di gettito per la copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili, ha disposto una ridu-

zione media delle aliquote della componente A3 di circa 2 lire/kWh.

Con la delibera n. 204/99 sono state inoltre istituite, a decorrere dall'1 gennaio 2000, la componente A4 e la componente A5 della tariffa elettrica. La componente A4 è destinata alla copertura degli oneri derivanti dall'applicazione di condizioni tariffarie speciali. L'onere medio per utente è di 3,9 lire/kWh per l'utenza non domestica e di 2 lire/kWh per l'utenza domestica. La componente A5 della tariffa elettrica è stata introdotta per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo finalizzate all'innovazione tecnica e tecnologica di interesse generale a carico dei clienti del mercato vincolato. Le corrispettive lire per cliente per anno e lire per kWh previste per ciascuna tipologia di utenza dalla delibera n. 204/99 corrispondono ad un'aliquota media pari a 0,6 lire/kWh consumato da clienti finali.

In occasione della delibera 24 febbraio 2000, n. 39 dell'Autorità, recante le disposizioni per l'aggiornamento relativo al secondo bimestre 2000, considerato che il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 26 gennaio 2000 ha previsto per l'anno 2000 che tale aliquota non superi le 0,5 lire/kWh consumato dai clienti finali, i corrispettivi lire per cliente per anno e lire per kWh della componente A5 riportati nella tabella 1 della delibera n. 204/99 sono stati ridotti del 16,7 per cento.

Infine, con delibera n. 204/99 sono state istituite le componenti, UC1 e UC2. La componente UC1, per ora ad aliquota zero, è destinata alla compensazione di eventuali squilibri derivanti dal meccanismo di perequazione e di eventuali conguagli per garantire la copertura totale dei costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'acquisto di energia elettrica e per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e su altre reti di distribuzione. La componente UC2, che comporta un'aliquota media per utente pari a circa 5,8 lire/kWh, è invece destinata alla copertura dell'onere derivante dall'applicazione dell'ulteriore componente di ricavo accordata per assicurare la gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione (Tav. 4.1).

I nuovi prezzi di cessione per gli impianti idroelettrici minori

Con delibera 22 dicembre 1998, n. 162, l'Autorità ha fissato i prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW.

Successivamente all'adozione della delibera sono state segnalate all'Autorità, sia da parte del soggetto cessionario, sia da parte delle associazioni dei soggetti esercenti tale tipologia di impianti, le difficoltà riscontrate nell'applicazione della delibera medesima. L'1 aprile 1999 è entrato in vigore il dlgs. n. 79/99, che prevede tra l'altro misure di promozione ed incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili, applicabili ai soli impianti entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva all'entrata in vigore del decreto medesimo.

A seguito di dette segnalazioni e tenuto conto delle maggiori difficoltà che questa tipologia di impianti di piccola potenza, alimentati da fonti non programmabili incontreranno nell'accedere al libero mercato, e in considerazione dei vantaggi ambientali e delle ricadute socioeconomiche locali associate alle attività di costruzione ed esercizio di tali impianti, l'Autorità, con delibera 8 giugno 1999, n. 82, ha modificato il sistema dei prezzi di cessione alla rete nazionale dell'energia elettrica prodotta dagli impianti ad acqua fluente con potenza di concessione fino a 3 MW.

Il provvedimento, in vigore dal 1 settembre 1999, riguarda tutti gli impianti idroelettrici con potenza di concessione fino a 3 MW per i quali è scaduta la convenzione di cessione destinata dell'energia elettrica prodotta a prezzi incentivati e quelli per i quali non sono più previsti incentivi.

La delibera n. 82/99 prevede prezzi di cessione indifferenziati tra ore piene ed ore vuote, non essendo in generale questi impianti in grado di modulare l'energia prodotta. Tali prezzi, determinati in modo da garantire la copertura dei costi di produzione in condizioni di economicità e redditività, sono costituiti da una componente pari al costo unitario variabile riconosciuto dall'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali e da una componente ai sensi dell'art. 22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, che attribuisce al CIP la definizione dei prezzi relativi alla nuova energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate, assicurando prezzi incentivanti.

Per semplificare le modalità applicative, i nuovi prezzi di cessione sono applicati alla produzione di energia elettrica di ciascun impianto su base annua, prevedendo prezzi progressivamente decrescenti in funzione di scaglioni crescenti di quantità di energia elettrica prodotta nel corso dell'anno solare.

Tale criterio consente di coniugare prezzi rappresentativi della specifica natura dei costi associata alla loro dimensione con una notevole semplificazione amministrativa, mantenendo un forte incentivo alla massimizzazione della produzione ed attenuando gli effetti delle stagionalità nelle precipitazioni.

È previsto l'aggiornamento di tali prezzi per la sola parte variabile dei costi, che incide per il 40 per cento circa del totale e che include anche i canoni ed il costo del personale, sulla quale è riconosciuto un adeguamento, su base annuale, pari all'indice Istat dei prezzi al consumo.

Infine, con delibera 16 marzo 2000, n. 56, l'Autorità ha stabilito la retroattività degli effetti della delibera n. 82/99, a decorrere dalla scadenza delle convenzioni di cessione previste dal provvedimento CIP n. 6/92. Ciò anche per consentire al Grtn S.p.A. di effettuare celermente il conguaglio tra i prezzi previsti dalla delibera n. 82/99 e quelli praticati in via provvisoria nel periodo tra il 1 gennaio e il 31 agosto 1999.

Struttura e funzionamento della Cassa conguaglio per il settore elettrico: origine storica e prospettive

Sin dagli anni Quaranta sono presenti nel sistema elettrico italiano meccanismi di conguaglio e perequazione. Nel 1946 venne infatti istituito dal Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) il Fondo conguaglio sovrapprezzo termico, che successivamente, nel 1953, assunse la denominazione di Cassa conguaglio per le tariffe elettriche. La Cassa conguaglio per le tariffe elettriche ebbe il compito di gestire oltre al Fondo conguaglio sovrapprezzo termico, anche il Fondo conguaglio tariffe per forniture di illuminazione, il Fondo conguaglio per gli usi elettrodomestici e la forza motrice sotto i 30 kW, il Fondo conguaglio per contributo integrativo all'energia prodotta dai nuovi impianti, istituiti in occasione della prima parziale unificazione delle tariffe per le utenze fino a 30 kW, operata dal CIP con il provvedimento 20 gennaio 1953, n. 348.

Nel 1961, in occasione del completamento dell'unificazione delle tariffe elettriche, considerata l'intrinseca instabilità del meccanismo di sovrapprezzi e contributi realizzato con il citato provvedimento CIP n. 348/53, la Cassa conguaglio per le tariffe elettriche venne sostituita dal Fondo di compensazione per l'unificazione delle tariffe elettriche.

Nel 1974, a seguito dello *shock* petrolifero del 1973, nacque l'esigenza di istituire un nuovo meccanismo di sovrapprezzo per la copertura dei maggiori oneri relativi al combustibile impiegato negli impianti di produzione termoelettrica. Di conseguenza si rese necessario ampliare nuovamente i compiti assegnati al Fondo di compensazione per l'unificazione delle tariffe elettriche. Lo

stesso assunse la denominazione di Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) e ebbe il compito di gestire due distinti conti: il Conto per le integrazioni tariffarie, cui vennero demandati i compiti già assegnati al preesistente Fondo e il Conto per l'onere termico.

Oltre a tali conti, la Cassa conguaglio per il settore elettrico ha gestito, fino al dicembre 1999 i seguenti conti:

- il conto per le agevolazioni di sovrapprezzo termico a favore delle imprese elettrosiderurgiche; con la legge 29 maggio 1982, n. 308 (art. 21) è stata conferita alla Cassa la somma di 50 miliardi, successivamente integrata, per il rimborso del sovrapprezzo termico fiscalizzato alle imprese siderurgiche con elevato consumo di energia;
- il conto per la compensazione tariffaria, istituito con provvedimento CIP 23 maggio 1986 n. 32 relativo alle agevolazioni a favore dell'utenza domestica;
- il conto per il rimborso all'Enel S.p.A. e alle imprese appaltatrici di oneri straordinari istituito con provvedimento CIP 21 dicembre 1998 n. 27 per la reintegrazione all'Enel S.p.A. degli oneri derivanti dalla sospensione e chiusura delle centrali nucleari;
- il conto sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate istituito con provvedimento CIP n. 15/89;
- il conto costi energia istituito con la delibera dell'Autorità n. 70/97;
- il conto maggiorazione straordinaria ai sensi dell'art. 33, della legge n. 9/91.

A seguito dell'attuazione del nuovo ordinamento, i compiti della CCSE sono stati parzialmente modificati. Con delibera 9 marzo 2000, n. 53/00, l'Autorità ha stabilito di istituire i seguenti nuovi conti presso la CCSE:

- conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali;
- conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione;
- conto per speciali il finanziamento della attività nucleari residue.

Con la delibera n. 53/00 è stato costituito un fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca.

L'Autorità ha altresì stabilito che rimangano operanti presso la CCSE il conto per il rimborso all'Enel S.p.A. di oneri straordinari, il conto per il rimborso degli oneri nucleari alle imprese appaltatrici, il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, il conto per la compensazione tariffaria ed il conto costi energia.

Aspetti organizzativi della CCSE

Sino al 1998 la Cassa è stata amministrata da un comitato di gestione composto dal presidente e da dieci membri designati dalla segreteria generale del CIP, dai Ministeri del tesoro, del bilancio e della programmazione economica e dell'industria, commercio e artigianato, dall'Enel S.p.A., dalla Federelettrica e dall'Uniem. Il riscontro sulla gestione viene esercitato da un collegio di revisori composto da tre membri (provvedimento CIP del 6 aprile 1984, n. 13).

In virtù dell'art. 3 del decreto legislativo 26 gennaio 1948, n. 98, la CCSE è tenuta a presentare, all'autorità istitutiva e al Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica per la sua approvazione, un rendiconto annuale della gestione, corredato dalle relazioni del comitato di gestione e del collegio dei revisori.

La struttura organizzativa è articolata in tre aree funzionali: un'area contabile, un'area affari generali e personale, un'area tecnica per l'accertamento delle entrate e delle uscite, e in quattro uffici. L'organico della CCSE consta di 26 unità, di cui 24 sono dipendenti del Grtn S.p.A. e 2 sono dipendenti dell'Autorità. A seguito della soppressione del CIP le funzioni in materia di energia elettrica sono state dapprima transitoriamente attribuite al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (art. 5, comma 2, lettera b) del decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373) e, successivamente, trasferite all'Autorità (art. 3, comma 1 legge n. 481/95).

L'Autorità, con la delibera 16 maggio 1997, n. 46, ha istituito una commissione di studio sulla CCSE. Successivamente, l'Autorità ha deliberato alcuni interventi di tipo organizzativo. In data 26 novembre 1997, con delibera n. 123 ha deciso l'integrazione della disciplina concernente il comitato di gestione della CCSE; mentre, con delibera 11 febbraio 1998, n. 10, ha nominato un nuovo componente del collegio dei revisori dei conti; inoltre, in data 21 maggio 1998, con delibera n. 47, l'Autorità ha sciolto il Comitato di gestione e ha istituito un Collegio commissariale che esercita le funzioni del Comitato di gestione. La gestione Commissariale è stata prorogata fino al 30 maggio 2000, con delibera 8 giugno n. 83. La CCSE ha sede in Roma.