

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 3 28 SODDISFAZIONE PER ALCUNI FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO GAS

Anno 1999, valori percentuali

	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
GIUDIZIO COMPLESSIVO		
QUALITÀ COMPLESSIVA	95,2	4,0
GIUDIZI ANALITICI		
STABILITÀ DELLA PRESSIONE	95,2	3,7
FREQUENZA DI LETTURA	86,9	11,9
COMPRENSIBILITÀ DELLA BOLLETTA	81,5	17,3
INFORMAZIONI SUL SERVIZIO	81,7	17,1

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

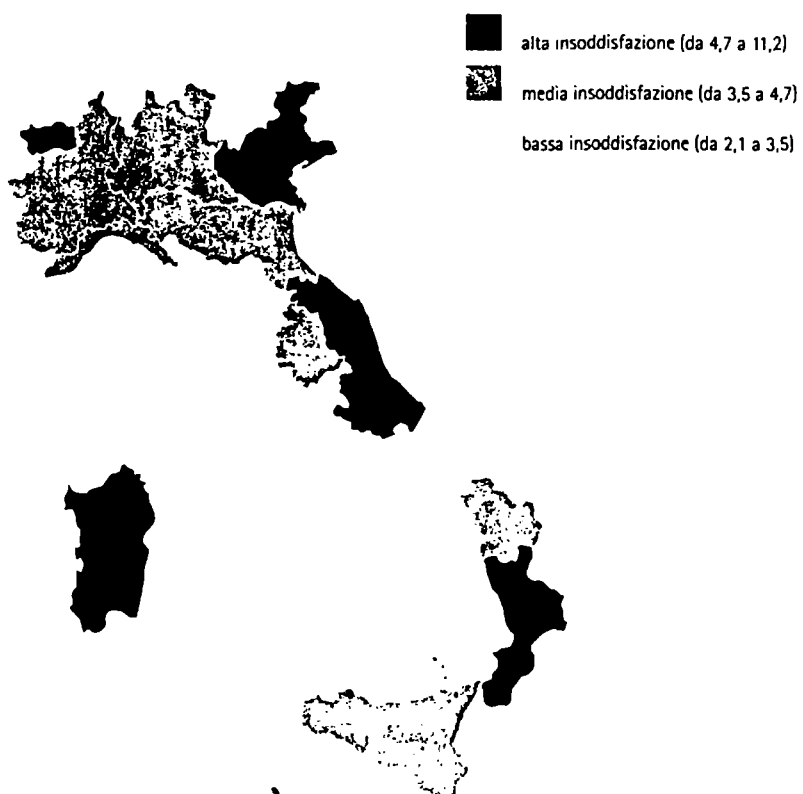
TAV 3 29 PERCEZIONE DEL LIVELLO DI SICUREZZA DEL SERVIZIO GAS

Anno 1999, valori percentuali

	MOLTO O ABBASTANZA SICURO	POCO O PER NULLA SICURO
SERVIZIO FORNITO DALL'AZIENDA DI DISTRIBUZIONE DEL GAS	96,0	2,9
IMPIANTI GAS DI PROPRIETÀ INTERNO ALL'ABITAZIONE E APPARECCHI DI UTILIZZO	95,7	2,5

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

FIG 37 GRADO DI INSODDISFAZIONE DEGLI UTENTI PER IL SERVIZIO DEL GAS



4. L'ATTIVITÀ SVOLTA: IL SETTORE ELETTRICO

INTRODUZIONE

L'approvazione del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito dlgs. n. 79/99), ha modificato in modo sostanziale il mercato dell'industria elettrica nazionale. Coerentemente con il mandato contenuto nella legge n. 481/95 che attribuisce all'Autorità compiti di promozione della concorrenza e di apertura del mercato, l'azione dell'Autorità è stata caratterizzata dall'adozione di provvedimenti tesi alla realizzazione di un'effettiva liberalizzazione del settore elettrico.

In primo luogo sono state stabilite nuove regole per disciplinare l'accesso degli operatori alla rete. Con il provvedimento 18 febbraio 1999, n. 13, l'Autorità ha infatti deciso le tariffe di vettoriamento e fissato le modalità tecniche ed economiche per consentire ai clienti idonei di richiedere il trasporto dell'energia elettrica (l'argomento è stato ampiamente trattato nella *Relazione annuale* del 1998).

La creazione di un mercato concorrenziale presuppone che vengano separate le attività pertinenti a diversi stadi della filiera. A tal fine l'Autorità, con delibera 11 maggio 1999, n. 61, ha stabilito nuove regole per la separazione contabile e amministrativa per gli operatori elettrici e per quelli che operano congiuntamente nel settore elettrico e in altri settori. Le nuove regole si applicano altresì al Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito Grtn S.p.A.), all'Acquirente Unico e ai rivenditori di energia elettrica.

Con le delibere 26 maggio 1999, n. 78, e 30 giugno 1999, n. 91, l'Autorità ha definito le clausole minime da inserire nei contratti bilaterali e individuato le varie categorie di soggetti che hanno diritto alla qualifica di cliente idoneo. Sempre con delibera n. 91/99 è stato istituito l'elenco dei clienti idonei.

A seguito di segnalazioni presentate dai produttori di energia elettrica, in data 8 giugno 1999, con delibera n. 82, l'Autorità ha modificato il sistema dei prezzi di cessione delle eccedenze di energia prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3MW precedentemente stabilito con delibera 22 dicembre 1998, n. 162.

Per quanto riguarda la trasmissione, nel giugno 1999, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha inviato all'Autorità uno schema di decreto per la determinazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale. Con delibera 24 giugno 1999, n. 86, l'Autorità, nell'esprimere il parere richiesto, ha formulato le proprie osservazioni e proposte con riferimento ai diversi articoli del citato schema di decreto. Con la delibera 16 novembre 1999, n. 157, l'Autorità ha invece fissato il finanziamento del Grtn S.p.A. Tale finanziamento non comporta aumenti della tariffa elettrica in vigore.

Sempre al fine di promuovere la concorrenza e la liberalizzazione del settore, l'Autorità, con delibera 9 novembre 1999, n. 158, ha stabilito che i contratti di durata annuale debbano contenere una clausola che contempli il riconoscimento al cliente idoneo della facoltà di recesso unilaterale, con onere di preavviso all'impresa distributrice non superiore ad un mese, nel caso in cui, anche in vigenza di contratto, il cliente abbia acquisito la qualifica di cliente idoneo.

Le regole per le importazioni di elettricità sono state definite dall'Autorità con una serie di provvedimenti (delibere 28 ottobre, 11 novembre, 3 dicembre e 16 dicembre 1999 rispettivamente n. 162, n. 172, n. 1809 e n. 182) in base ai quali vengono disciplinate le modalità e le condizioni delle importazioni, nonché le procedure che il Grtn S.p.A. deve seguire per la verifica di ammissibilità delle richieste di importazione per l'anno 2000 e per la conseguente assegnazione della capacità di interconnessione disponibile per il mercato libero.

I provvedimenti più significativi adottati dall'Autorità nel corso del 1999 riguardano la riforma delle tariffe dell'energia elettrica (provvedimenti 31 dicembre 1999, n. 204 e n. 205). Tali provvedimenti hanno anche determinato una parziale modifica dei compiti della Cassa congruaglio per il settore elettrico.

Nella determinazione del nuovo regime tariffario per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato (delibera n. 204/99) l'azione dell'Autorità si è basata sul principio della rispondenza delle tariffe ai costi e alla qualità del servizio ricevuto.

In sintesi gli aspetti principali della riforma riguardano, tra gli altri:

- la riduzione delle tipologie di utenza: si è passati da cinquantadue a nove classi tariffarie;
- la possibilità per le imprese distributrici di formulare opzioni tariffarie rispondenti alle specifiche esigenze degli utenti. Tali opzioni dovranno essere approvate dall'Autorità ed offerte senza discriminazioni a tutti li utenti della stessa tipologia di utenza;
- l'ampliamento della gamma di scelta della potenza elettrica impegnata, con l'introduzione, per l'utenza domestica, di multipli di 1,5 kW fino a 6; e di 10 kW ed oltre per multipli di 5;
- il collegamento tra i livelli tariffari e i livelli di continuità del servizio in modo tale da promuovere il miglioramento soprattutto nelle zone con livelli di qualità più bassi.

La tariffa unica nazionale è stata mantenuta pur introducendo elementi di flessibilità e imprenditorialità coerenti con il processo di graduale liberalizzazione dell'offerta di energia elettrica.

Con la delibera n. 205/99 l'Autorità ha definito la regolazione dei prez-

zi di cessione dell'energia elettrica dai produttori ai distributori, nonché 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 dei clienti del mercato vincolato.

Nel corso del 1999 l'Autorità ha altresì svolto attività di accertamento tecnico e verifica degli impianti.

I primi provvedimenti dell'Autorità per l'anno 2000 riguardano il Grtn S.p.A.

In ottemperanza con quanto previsto all'art. 3 del dlgs. n. 79/99, con delibera 9 marzo 2000, n. 52, l'Autorità ha emanato le direttive al Grtn S.p.A. per l'adozione di regole tecniche in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette, al fine di garantire la più idonea connessione alla rete di trasmissione nazionale, nonché la sicurezza e la connessione operativa tra le reti. Con delibera 29 marzo 2000 n. 63, l'Autorità ha determinato la misura del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale dovuto al Grtn S.p.A. per il finanziamento delle proprie attività nell'anno 2000.

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 esborsi tariffari 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, (cfr. 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 vettoriamiento 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 vettoriamiento 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 vettoriamiento dell'energia elettrica destinata a un cliente del mercato libero presuppone da un lato, il controllo da parte del richiedente del servizio di vettoriamiento del proprio profilo di carico e, dall'altro, la possibilità per il prestatore del servizio di vettoriamiento 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 vettoriamiento 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 richiedono 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-distributrici per il mercato vincolato e il gettito derivante dalle maggiorazioni del corrispettivo di accesso e di uso della rete di trasmissi-

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.

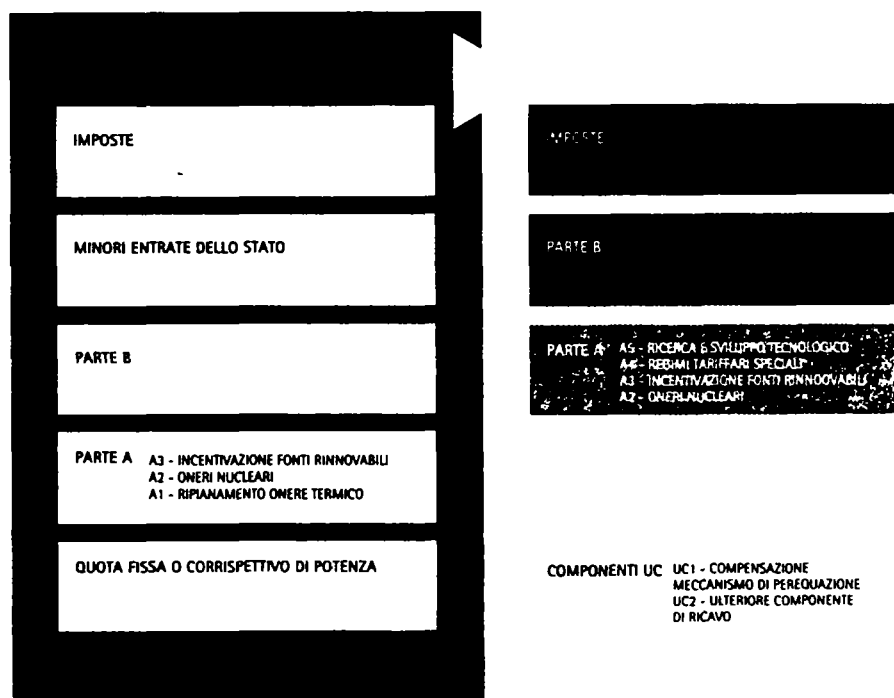
Tale meccanismo di regolamentazione è determinato in modo da assicurare alle imprese la copertura dei costi riconosciuti per la fornitura di energia elettrica, degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e dei costi sostenuti nell'interesse generale, avvicinando per ogni tipologia di utenza i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