

Documento di consultazione (approvato l'8 giugno 2000)

CRITERI PER LA DEFINIZIONE DEI SISTEMI DI PEREQUAZIONE DEI COSTI DI DISTRIBUZIONE E DI ALTRI ONERI A CARICO DEI DISTRIBUTORI DI ENERGIA ELETTRICA

Per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 maggio 1997, n. 57/97 ai fini della formazione dei provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra i criteri che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) intende adottare nella definizione dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica. Le proposte dell'Autorità sono formulate nell'ambito del procedimento avviato con delibera 30 maggio 1997, n. 57/97, ai fini della formazione dei provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Il documento viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni e proposte prima che l'Autorità proceda alla predisposizione di un secondo documento per la consultazione riguardante i metodi che verranno adottati ai fini della determinazione dei valori di perequazione.

Nel presente documento sono posti in evidenza alcuni argomenti ed opzioni sui quali l'Autorità sollecita il contributo di tutti i soggetti interessati. Osservazioni e proposte devono pervenire all'Autorità entro il 17 luglio 2000. Al fine di assicurare trasparenza e stimolare il dibattito, i contributi ricevuti dall'Autorità saranno resi disponibili presso gli uffici dell'Autorità per la consultazione da parte dei soggetti interessati.

L'Autorità si riserva di tenere audizioni speciali delle associazioni dei consumatori e degli utenti, delle associazioni ambientaliste, delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori, delle imprese esercenti i servizi e delle loro formazioni associative entro il prossimo mese di ottobre.

1 Introduzione

1.1 Il nuovo ordinamento tariffario e i sistemi di perequazione

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) nel mese di giugno 1997, nell'ambito di un procedimento finalizzato a definire un nuovo ordinamento tariffario, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), ha diffuso il documento "Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario" contenente gli obiettivi del nuovo ordinamento ed i criteri per la sua definizione. Nello stesso mese di giugno si sono tenute le audizioni speciali delle associazioni di consumatori e utenti, delle associazioni ambientaliste e delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori, nonché gli incontri con gli esercenti.

Sulla base delle indicazioni emerse da tale consultazione e dopo ulteriori elaborazioni, l'Autorità ha diffuso il documento per la consultazione del 10 marzo 1998 "Linee guida per la regolazione delle tariffe dei servizi di vettoriamento e fornitura dell'energia elettrica e dei contributi di

allacciamento” (di seguito: documento Linee guida), contenente una prima proposta di riordino del sistema tariffario del settore elettrico italiano. Anche in questo caso i soggetti interessati sono stati invitati a formulare osservazioni e commenti; audizioni ed incontri hanno avuto luogo nel successivo mese di aprile.

Il documento Linee guida e i contributi emersi dalla seconda consultazione hanno costituito il punto di partenza per l'impostazione della raccolta di dati e verifica dei costi del servizio, che è stata operata con riferimento alle principali imprese distributrici e con il grado di approfondimento necessario per la determinazione dei costi riconosciuti per le attività di generazione, trasporto e vendita dell'energia elettrica e la loro attribuzione alle tipologie di utenza nonché, ove rilevante, agli ambiti territoriali.

L'Autorità ha quindi diffuso il documento per la consultazione del 27 novembre 1999 “Regolazione della tariffe del servizio di fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati” (di seguito: documento Regolazione delle tariffe), contenente i criteri di attribuzione alle tipologie di utenza dei costi riconosciuti, sviluppando le proposte già avanzate nel documento Linee guida con alcune modifiche, in parte determinate da considerazioni emerse nelle precedenti consultazioni circa la praticabilità delle soluzioni proposte e in parte finalizzate a rendere il nuovo ordinamento tariffario coerente con l'assetto del settore elettrico determinato dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99). Il documento per la consultazione si basava su quanto già esposto nella “Nota informativa sulla regolazione delle tariffe elettriche per la liberalizzazione del mercato” del 4 agosto 1999 che illustrava i criteri e l'impostazione della regolazione tariffaria da adottare nel settore dell'energia elettrica, tenendo conto delle esigenze di sviluppo del servizio di pubblica utilità corrispondenti agli interessi generali del Paese come indicate nel Documento di programmazione economico - finanziaria relativo alla manovra di finanza pubblica per gli anni 2000 – 2003, tra cui l'esigenza di gradualità nella transizione verso il nuovo ordinamento tariffario.

Dopo ulteriori audizioni dei soggetti interessati tenutesi nel mese di dicembre 1999, l'Autorità ha adottato la deliberazione 29 dicembre 1999, n. 204/99, recante “Regolamentazione 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 ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481”, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito: deliberazione n. 204/99).

Il sistema di perequazione tra imprese distributrici rappresenta un importante elemento del nuovo ordinamento tariffario, inserendosi nel quadro di riferimento delineato dalla deliberazione n. 204/99.

Il presente documento per la consultazione illustra i criteri che l'Autorità intende seguire in materia di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica. Osservazioni e proposte dei soggetti interessati in merito a quanto prospettato nel documento, e in particolare sugli aspetti evidenziati negli spunti di consultazione, dovranno pervenire all'Autorità, per iscritto, entro il 17 luglio 2000. Entro il 15 settembre 2000 l'Autorità diffonderà per la consultazione un ulteriore documento di consultazione che, sulla base delle osservazioni e proposte ricevute su quanto delineato nel presente documento, descriverà nei dettagli i metodi che verranno adottati ai fini della determinazione dei valori di perequazione. Entro la metà del mese di dicembre 2000 l'Autorità adotterà un provvedimento per la determinazione degli ammontari di perequazione relativi all'anno 2000.

1.2 Struttura dei sistemi di perequazione

Tra le finalità e le funzioni primarie del mandato attribuito alle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità dall'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 vi è la definizione di un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, che promuova la tutela degli interessi di utenti e consumatori. Lo stesso comma stabilisce che il sistema tariffario deve armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

Inoltre la legge n. 481/95 prevede da un lato che per le tariffe relative ai servizi di fornitura dell'energia elettrica i prezzi unitari da applicare per tipologia di utenza siano identici sull'intero territorio nazionale (articolo 3, comma 2), dall'altro lato che vengano disciplinati i sistemi di perequazione tra i diversi soggetti esercenti il servizio (articolo 3, comma 6).

Dai principi generali dell'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95, nel quale si prevede altresì che l'Autorità debba assumere le proprie decisioni salvaguardando l'economicità e la redditività degli esercenti, si desume che i parametri e i criteri che danno forma alla cornice regolatoria devono essere determinati con riferimento ai costi. Dato il vincolo di uniformità della tariffa sul territorio nazionale e in presenza di una differenziazione dei costi del servizio tra i diversi ambiti territoriali non imputabili a scelte o comportamenti delle imprese distributrici, la garanzia dell'economicità e la redditività delle imprese distributrici richiede la definizione di un meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione. Analoghe considerazioni valgono per altri oneri a carico dei distributori e non imputabili a loro scelte o comportamenti

Al fine di contemperare le esigenze di garanzia di economicità e redditività per i distributori con quelle di stimolo all'efficienza ed al miglioramento della qualità del servizio, i sistemi di perequazione devono svilupparsi facendo riferimento unicamente a parametri al di fuori del controllo del distributore.

Coerentemente con quanto sopra affermato, i sistemi di perequazione che l'Autorità intende proporre in questo documento di consultazione sono finalizzati a compensare eventuali differenze per i distributori:

- a) tra i ricavi ammessi nei vincoli tariffari V1 a copertura dei costi per l'acquisto e il trasporto dell'energia elettrica e i costi riconosciuti per l'acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso ed il trasporto della stessa (sezione 2);
- b) tra i costi medi nazionali riconosciuti per l'attività di distribuzione ed i costi riconosciuti per tale attività in ciascuna area geografica (sezione 3);
- c) tra i ricavi derivanti dall'applicazione per le forniture a clienti domestici allacciati in bassa tensione, delle tariffe D2 e D3 stabilite dalla deliberazione n. 204/99 e i ricavi che il distributore avrebbe potuto ottenere se avesse applicato, alle stesse forniture, la tariffa D1 (sezione 4.2);
- d) tra i ricavi derivanti dall'applicazione delle condizioni tariffarie agevolate previste per i clienti domestici allacciati in bassa tensione in stato di disagio economico e i ricavi che il distributore avrebbe potuto ottenere se avesse applicato la tariffa D1 (sezione 4.3);
- e) tra i ricavi, al netto delle componenti tariffarie compensative, relativi alla fornitura a clienti ammessi al regime tariffario speciale di cui all'articolo 15 della deliberazione n. 204/99 e i

ricavi che il distributore avrebbe potuto ottenere se avesse applicato le condizioni tariffarie previste per la generalità dell'utenza (sezione 5).

I sistemi di perequazione proposti si rivolgono ai distributori (nel documento anche denominati "imprese distributrici"), cioè ai soggetti esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica ai clienti finali, vincolati o idonei, e l'attività di vendita ai clienti vincolati. Ciascun sistema di perequazione potrà comportare un ammontare di perequazione a favore o a carico di ciascun distributore, che il distributore riceverà o dovrà versare. Ciascun sistema di perequazione sarà gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: CCSE) attraverso un apposito conto al quale affluiranno i versamenti a carico dei distributori e dal quale verranno erogati i versamenti a favore dei distributori. La gestione dei sistemi di perequazione da parte della CCSE sarà improntata all'efficienza nei rapporti finanziari con i distributori, anche attraverso la compensazione delle posizioni di segno opposto in capo ad un medesimo distributore relativamente ai diversi sistemi di perequazione.

Come meglio specificato nelle sezioni del documento dedicate alla descrizione della proposta relativa a ciascun sistema di perequazione, alcuni dei sistemi di perequazione proposti, segnatamente quelli di cui alle precedenti lettere a) e b), dovrebbero operare sostanzialmente in pareggio nell'ambito della struttura tariffaria definita dalla deliberazione n. 204/99, nel senso di prevedere versamenti a favore di alcuni distributori erogati attraverso uno specifico conto presso la CCSE e l'alimentazione del conto stesso con versamenti a carico di altri distributori che dovranno ricavare le risorse necessarie traendole dai normali ricavi tariffari definiti dalla deliberazione n. 204/99. . Negli altri casi, ovvero nei sistemi di perequazione di cui alle precedenti lettere c), d) e e), i versamenti a favore di alcuni distributori saranno finanziati, sempre attraverso uno specifico conto presso la CCSE, da versamenti a carico di altri distributori, che destineranno allo scopo il gettito di specifiche componenti tariffarie.

L'introduzione di sistemi di perequazione implica che i ricavi che ciascun distributore può destinare alla copertura dei costi del servizio elettrico non sono più solo i ricavi tariffari e gli altri ricavi a questi assimilati, ma comprendono anche i versamenti che il distributore riceve dai sistemi di perequazione, detratti i versamenti a carico del distributore. Per ciascun distributore, i ricavi destinabili alla copertura dei costi del servizio elettrico possono quindi essere espressi come:

$$RTOT = RIC + IAT + ID + IDOM + IDOMS + IRTS$$

dove:

- RTOT denota i ricavi complessivi a copertura dei costi di acquisto, trasporto e vendita dell'energia elettrica, sia a clienti del mercato vincolato, sia a clienti del mercato libero;
- RIC denota l'insieme dei ricavi tariffari e degli altri ricavi a questi assimilati, come somma delle seguenti voci:
 - ricavi tariffari riportati nel bilancio di esercizio per le vendite ai clienti del mercato vincolato;
 - ricavi da contributi di allacciamento e diritti fissi;
 - ricavi da cessione di energia elettrica ad altre imprese distributrici per la fornitura di energia elettrica a clienti vincolati;

- ricavi da vettoriamento, ad esclusione di quelli derivanti dal corrispettivo per l'uso del sistema, per la componente a copertura dei costi di misura;
- IAT denota l'ammontare, ricevuto (se positivo) o dovuto (se negativo), a titolo di perequazione delle differenze tra i costi riconosciuti per l'acquisto e il trasporto dell'energia elettrica e i ricavi ammessi a copertura di tali costi (si veda la precedente lettera a));
- ID denota l'ammontare ricevuto (se positivo) o dovuto (se negativo), a titolo di perequazione delle differenze tra i costi standard di distribuzione relativi a ciascuna area geografica ed i ricavi riconosciuti a copertura dei costi di distribuzione ottenuti da clienti sia del mercato vincolato che del mercato libero (si veda la precedente lettera b));
- IDOM denota l'ammontare, ricevuto (se positivo) o dovuto (se negativo), a titolo di perequazione delle differenze tra ricavi che l'impresa distributrice avrebbe potuto ottenere se avesse applicato, alle stesse forniture, la tariffa D1 e i ricavi conseguiti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3 alle forniture ai clienti domestici (si veda la precedente lettera c));
- IDOMS denota l'ammontare, ricevuto (se positivo) o dovuto (se negativo), a titolo di perequazione delle differenze tra i ricavi che l'impresa distributrice avrebbe potuto ottenere se avesse applicato la tariffa D1 e i ricavi derivanti dall'applicazione per le forniture a clienti domestici allacciati in bassa tensione ammessi alle condizioni tariffarie agevolate previste per i clienti in stato di condizioni di bisogno (si veda la precedente lettera d));
- IRTS denota l'ammontare, ricevuto (se positivo) o dovuto (se negativo), a titolo di perequazione delle differenze tra i ricavi che l'impresa distributrice avrebbe potuto ottenere se avesse applicato le condizioni tariffarie previste per la generalità dell'utenza e i ricavi effettivamente conseguiti dalla fornitura a clienti ammessi al regime tariffario speciale di cui all'articolo 15 della deliberazione n. 204/99 e (si veda la precedente lettera e)).

In una prospettiva di progressiva liberalizzazione del settore elettrico e di estensione del novero dei clienti idonei e dei soggetti aventi diritto a tale qualifica, il sistema di perequazione delle differenze tra i ricavi ammessi a copertura dei costi per l'acquisto e il trasporto dell'energia elettrica e i costi sostenuti dall'impresa distributrice per l'acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso ed il trasporto della stessa (di cui alla precedente lettera a)) diminuirà di importanza al diminuire della dimensione del mercato dei clienti vincolati. Il sistema di perequazione collegato all'offerta delle tariffe D2 e D3 all'utenza domestica (di cui alla precedente lettera c)), essendo legato a tariffe di transizione, cesserà di operare non appena l'ordinamento tariffario per l'utenza domestica sarà entrato a regime, con l'offerta, a tutti i clienti non ammessi al regime di tariffa sociale, della tariffa D1. Gli altri sistemi di perequazione rimarrebbero invece operanti anche in una situazione di completa liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica poiché, anche in questa prospettiva:

- permarranno differenze nei costi di distribuzione tra diverse aree geografiche;
- potranno essere mantenute disposizioni che prevedono maggior favore tariffario nei confronti dell'utenza domestica in stato di disagio economico;
- potranno rimanere in vigore disposizioni di legge che prevedono regimi tariffari speciali per specifiche categorie di utenza o singoli clienti.

2 Perequazione dei costi di acquisto e trasporto dell'energia elettrica

2.1 Premessa

Come posto in evidenza nel documento Regolazione delle tariffe, i costi di approvvigionamento (acquisto e trasporto) dell'energia elettrica all'ingrosso per la fornitura ai clienti vincolati non sono sotto il controllo diretto dei distributori.

Da un lato il distributore è chiamato ad acquistare istantaneamente le quantità richieste dai propri clienti; il profilo di prelievo dell'energia elettrica destinata a clienti del mercato vincolato del distributore è pertanto la somma dei singoli profili di prelievo dei clienti vincolati dallo stesso serviti, corretti per le perdite di rete e gli usi propri del distributore.

Dall'altro lato i prezzi ai quali il distributore acquista l'energia elettrica all'ingrosso ed il servizio di trasporto (sia sulla rete di trasmissione che sulle reti di distribuzione gestite da altre imprese) sono stati fissati dall'Autorità con deliberazione 29 dicembre 1999, n. 205/99 recante definizione delle tariffe di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, per l'integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e per la definizione dell'ulteriore componente di ricavo concernente l'energia elettrica prodotta dalle imprese distributrici e destinata ai clienti del mercato vincolato (di seguito: deliberazione n. 205/99).

Una volta che l'Acquirente unico avrà raggiunto la piena operatività, i prezzi ai quali il distributore acquisterà l'energia elettrica all'ingrosso per la fornitura al mercato vincolato saranno definiti, per la parte destinata a coprire i costi di generazione, dallo stesso Acquirente unico. I costi di trasporto saranno definiti secondo le determinazioni dell'Autorità.

Attualmente i prezzi di acquisto del distributore, almeno per la parte relativa all'acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso ed al trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, sono articolati per fascia oraria. In futuro questa articolazione potrà essere definita ora per ora e riflettere il prezzo che si formerà nel sistema delle offerte, di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99, su cui, con tutta probabilità, l'Acquirente unico acquisterà l'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Quindi il costo unitario di approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso sostenuto dal distributore dipende, e dipenderà in futuro, dal profilo di prelievo del distributore stesso ed è tanto maggiore quanto più alta è la quota di energia elettrica prelevata in fasce orarie/ore di punta, o comunque caratterizzate da alti prezzi.

Dal lato dei ricavi invece le componenti dei vincoli tariffari V1 introdotti dalla deliberazione n. 204/99 relative all'approvvigionamento di energia elettrica all'ingrosso non hanno articolazione oraria, dal momento che attualmente per molte tipologie di utenza non è disponibile una misurazione dei consumi orari o anche solo per fasce orarie, e sono determinate dall'Autorità facendo riferimento per ciascuna tipologia di utenza al profilo di prelievo medio nazionale della tipologia.

Se i profili di prelievo effettivi dell'utenza fornita da un distributore coincidessero con i profili di carico di riferimento, il distributore potrebbe trasferire sui clienti finali esattamente i costi sostenuti per l'acquisto di energia elettrica all'ingrosso offrendo opzioni tariffarie non multiorarie che riflettano la componente relativa all'approvvigionamento di energia elettrica all'ingrosso specificata

nel vincolo V1, o, in alternativa, offrendo opzioni tariffarie che riflettano l'articolazione oraria dei prezzi di approvvigionamento.

Poiché invece i profili di prelievo effettivi non coincidono normalmente con quelli utilizzati come riferimento dall'Autorità, il distributore può trovarsi nella situazione di percepire, attraverso opzioni tariffarie compatibili con i vincoli V1, ricavi maggiori o minori rispetto ai costi sostenuti per l'approvvigionamento di energia elettrica all'ingrosso.

In particolare, se il profilo di prelievo effettivo dei clienti vincolati serviti dal distributore è caratterizzato, rispetto al profilo medio nazionale assunto come riferimento dall'Autorità, da una maggiore quota di consumo di energia elettrica in fasce orarie di punta, nelle quali i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso e i corrispettivi di trasporto sulla rete di trasmissione sono più alti, il distributore si trova nell'impossibilità di recuperare i costi di acquisto sostenuti.

Simmetricamente, il distributore la cui clientela vincolata è caratterizzata da profili di prelievo che, rispetto al profilo medio nazionale assunto come riferimento dall'Autorità, mostrano una maggior quota di energia elettrica consumata in fasce orarie di minor carico del sistema (e quindi caratterizzate da prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso e corrispettivi di trasporto minori), consegue, attraverso le opzioni tariffarie che rispettano i vincoli V1, ricavi a copertura dei costi di approvvigionamento di energia elettrica anche significativamente maggiori dei costi effettivamente sostenuti.

Queste considerazioni suggeriscono un sistema di perequazione delle differenze tra i costi sostenuti dai distributori per l'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso ed i ricavi ammessi dai vincoli tariffari V1 e destinati alla copertura di tali costi.

Peraltro, può essere opportuno che la perequazione non copra integralmente la differenza suddetta. Infatti è evidente l'opportunità che i distributori trasferiscano ai clienti vincolati serviti corretti segnali di prezzo, soprattutto per quanto riguarda, ove possibile, l'articolazione dei prezzi per fascia oraria, al fine di promuovere lo spostamento della domanda di energia elettrica verso periodi di minor carico del sistema, così perseguendo una più efficiente utilizzazione degli impianti di produzione e delle infrastrutture di trasporto di energia elettrica. Se è vero infatti che il costo di approvvigionamento non è sotto il diretto controllo del distributore, è anche vero che il distributore, trasferendo in modo appropriato segnali di prezzo alla propria clientela vincolata, può in qualche modo orientare i comportamenti dei consumatori, in particolare nei casi in cui vi sia una maggiore elasticità della domanda e del suo profilo rispetto ai prezzi.

Se la perequazione è solo parziale, il distributore che riuscisse a spostare la domanda dei clienti vincolati da esso serviti verso ore di minor carico del sistema aumenterebbe il proprio margine tra ricavi tariffari a copertura dei costi di approvvigionamento ed i relativi costi effettivi. Al fine di mantenere stimoli ai distributori affinché trasferiscano ai clienti segnali di prezzo sui diversi livelli di carico del sistema nelle diverse fasce orarie od ore appare opportuno che un eventuale sistema di perequazione non copra completamente la differenza tra costi di approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso destinata ai clienti vincolati e ricavi ammessi dai vincoli tariffari V1 alla copertura di tali costi.

Spunto per la consultazione P-1

Si ritiene opportuno che sia introdotto un sistema, eventualmente parziale, di perequazione delle differenze tra i costi riconosciuti ai distributori per l'acquisto all'ingrosso dell'energia elettrica destinata ai clienti vincolati e per il trasporto della stessa energia elettrica sulla rete di trasmissione (e su reti di distribuzione gestite da altre imprese), ed i ricavi ammessi dai vincoli tariffari a copertura di tali costi?

2.2 Determinazione degli ammontari di perequazione

Si propone che un eventuale sistema di perequazione delle differenze tra i costi sostenuti dai distributori per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti vincolati ed i ricavi ammessi dai vincoli tariffari V1 a copertura di tali costi preveda che per ogni distributore venga definito un ammontare di perequazione pari a:

$$IAT = \alpha * [CA - RA] \quad (1)$$

dove:

- IAT denota l'ammontare di perequazione;
- α è un coefficiente, compreso tra 0 e 1, che determina il grado di perequazione delle differenze tra i costi sostenuti dai distributori per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti vincolati ed i ricavi ammessi dai vincoli tariffari a copertura di tali costi;
- CA denota i costi sostenuti dal distributore per approvvigionarsi di energia elettrica per fornire i propri clienti del mercato vincolato alle condizioni previste dalla deliberazione n. 205/99, espressi in lire;
- RA denota la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo V1 a copertura dei costi di approvvigionamento di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato.

I ricavi ammessi considerati ai fini della perequazione dei costi di approvvigionamento di energia elettrica destinata ai clienti vincolati saranno corretti, per gli anni 2000 e 2001, per tenere conto dell'effetto dell'applicazione delle componenti tariffarie GR e dell'eventuale conseguente impossibilità per alcune imprese di distribuzione di pervenire alla totale copertura dei costi di approvvigionamento.

Tanto minore è il valore del coefficiente α , tanto minore è la misura in cui le differenze tra costi di approvvigionamento e ricavi ammessi a copertura di tali costi sono perequate. Il distributore è esposto alla possibilità che i ricavi ammessi dai vincoli tariffari a copertura dei costi di approvvigionamento non siano sufficienti a coprire i costi effettivi di approvvigionamento; ma proprio questa possibilità costituisce lo stimolo per il distributore ad operare affinché, per quanto possibile, la domanda dei clienti vincolati da questo serviti si sposti verso fasce orarie od ore a minore carico del sistema.

Valori del coefficiente α prossimi ad 1 comportano un alto grado di perequazione delle differenze tra costi di approvvigionamento e ricavi ammessi a copertura di tali costi. Il distributore, al quale è quasi completamente assicurata la copertura dei costi effettivi di approvvigionamento, riceve pochi

stimoli ad operare, attraverso la struttura dei prezzi nelle opzioni tariffarie offerte ai clienti vincolati da esso serviti, affinché la domanda di questi clienti si sposti, per quanto possibile verso fasce orarie od ore di minor carico del sistema.

Qualsiasi sia il valore del coefficiente α , il sistema di perequazione delle differenze tra costi di approvvigionamento e ricavi ammessi a copertura di tali costi dovrebbe operare in pareggio, a meno di modifiche nel tempo ai profili di prelievo medi nazionali delle diverse tipologie di utenza rispetto a quelli presi dall'Autorità come riferimento nel definire le componenti dei vincoli tariffari V1 a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica. Eventuali squilibri del sistema di perequazione, derivanti dalle suddette modifiche, saranno finanziati con apposita componente tariffaria (UC1), già prevista dall'ordinamento tariffario definito dalla deliberazione n. 204/99.

Spunto per la consultazione P-2

Si condivide la formulazione proposta per la determinazione degli ammontari di perequazione?

Quale valore del coefficiente α si ritiene che meglio contemperi gli evidenziati contrapposti obiettivi?

3 Perequazione dei costi di distribuzione di energia elettrica

3.1 Premessa

L'attività di distribuzione, come definita dall'articolo 4, comma 6, della deliberazione 11 maggio 1999, n. 61/99¹, è caratterizzata da livelli di costo diversi in diverse aree geografiche. Tali differenze possono derivare da:

- a) diverse modalità organizzative e gestionali adottate dalle imprese distributrici;
- b) diverse caratteristiche dell'utenza e del territorio servito.

Peraltro, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 3, comma 2, della legge n. 481/95, sia i corrispettivi relativi al servizio di vettoriamento dell'energia elettrica previsti dalla deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 1999, n. 13/99, sia le tariffe e i vincoli tariffari relativi alla fornitura del servizio elettrico ai clienti del mercato vincolato previsti dalla deliberazione n. 204/99 sono stati definiti in misura uniforme sull'intero territorio nazionale, con riferimenti a valori medi nazionali del costo dei servizi che tali corrispettivi e tariffe intendono coprire.

In assenza di qualsiasi sistema di perequazione, i distributori che operano in aree geografiche caratterizzate da costi più alti di quelli medi nazionali potrebbero trovarsi nell'impossibilità di conseguire ricavi sufficienti a coprire i costi del servizio. I distributori che operano in aree geografiche caratterizzate da costi inferiori alla media nazionale si troverebbero invece a conseguire ricavi superiori a quelli che sarebbero giustificati a copertura dei costi del servizio, anche in assenza di modalità organizzative e di gestione particolarmente efficienti.

Queste considerazioni evidenziano l'opportunità di introdurre un sistema di perequazione dei costi di distribuzione che compensi solo le differenze di costo dell'attività di distribuzione dovute a fattori non soggetti al controllo del distributore, mantenendo inalterati gli stimoli all'efficienza ed al miglioramento della qualità del servizio insiti nel meccanismo di aggiornamento tariffario con il metodo del *price-cap* e quindi alla progressiva eliminazione delle differenze, tra diverse aree geografiche, nei costi di distribuzione nella misura in cui queste sono dovute a fattori sotto il controllo del distributore.

¹ “L'attività *distribuzione* comprende le funzioni della teleconduzione, le funzioni del trasporto e della trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione in alta, media e bassa tensione, nonché su porzioni di reti non incluse nella rete di trasmissione nazionale” (articolo 4, comma 6, della deliberazione 11 maggio 1999, n. 61/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 164 del 15 luglio 1999)

La controllabilità da parte dell'impresa distributrice dei costi derivanti da scelte organizzative e gestionali dipende in misura rilevante dalla lunghezza dell'orizzonte temporale di riferimento. Alcuni aspetti organizzativi e gestionali possono essere modificati in tempi relativamente rapidi; altri, in particolare quelli collegati a decisioni di investimento nelle reti, possono essere modificati solo in tempi più lunghi. L'insieme dei fattori sotto il controllo dei distributori è plausibilmente assai ristretto nel brevissimo termine.

Dal momento che la distinzione tra differenze nei costi di distribuzione derivanti da scelte organizzative e gestionali e differenze imputabili a fattori esterni non è facilmente rilevabile, il sistema di perequazione si limita a considerare le differenze nei costi di distribuzione che si dimostrano legate, con regolarità statistica, a differenze nelle caratteristiche dell'utenza e del territorio serviti, anche se il nesso di causalità tra queste caratteristiche ed i costi di distribuzione può coinvolgere scelte organizzative e gestionali. Per questo motivo, le differenze nei costi di distribuzione da ammettere a perequazione devono emergere da una procedura statistica che evidenzi le regolarità nella relazione tra caratteristiche dell'utenza e del territorio e livello dei costi di distribuzione.

Il sistema di perequazione dei costi di distribuzione opererà con riferimento all'attività di distribuzione relativa sia alla fornitura dell'energia elettrica ai clienti vincolati, sia alla fornitura del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica a favore di clienti idonei o per l'autoconsumo.

Si propone che il sistema di perequazione dei costi di distribuzione trovi automatica applicazione per Enel Distribuzione Spa e le altre maggiori imprese distributrici, mentre per le altre imprese distributrici la partecipazione sarà facoltativa, dietro presentazione di apposita domanda all'Autorità.

Spunto per la consultazione P-3

Si ritiene condivisibile l'estensione automatica del sistema di perequazione dei costi di distribuzione unicamente alla maggiori imprese distributrici?

Quale si ritiene debbano essere i criteri (dimensionali) per l'inclusione automatica delle imprese distributrici ai sistemi di perequazione?

Si propone che la determinazione degli ammontari di perequazione avvenga attraverso la seguente procedura:

- a) individuazione, ad intervalli pluriennali regolari, di una relazione (di seguito indicata come "funzione di costo diretto") tra i costi diretti standard di distribuzione di ciascuna area geografica e un insieme dei caratteristiche dell'utenza e del territorio serviti al di fuori del controllo del distributore (di seguito indicato come il "vettore delle caratteristiche" dell'area geografica);
- b) contestuale quantificazione della quota di costi comuni da attribuire all'attività di distribuzione in ciascuna area geografica;

- c) individuazione, ogni anno, del costo diretto standard di distribuzione di un'area geografica come il valore risultante dall'applicazione della funzione di costo diretto valutata in corrispondenza del vettore delle caratteristiche dell'area geografica per l'anno stesso, aumentato della quota di costi comuni attribuibili all'attività di distribuzione nell'area stessa;
- d) perequazione per i distributori inclusi nel sistema di perequazione delle le differenze tra i costi standard di distribuzione relativi a ciascuna area geografica, ottenuti come indicato alla precedente lettera c), ed i ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione ottenuti da clienti sia del mercato vincolato che del mercato libero.

Si propone inoltre che:

- e) l'individuazione del costo standard di distribuzione secondo la procedura di cui alle precedenti lettere da a) a c) venga effettuata all'avvio del sistema di perequazione e successivamente all'inizio di ogni periodo di regolazione (al momento di durata quadriennale);
- f) all'interno di tale intervallo temporale i costi standard di distribuzione siano ridotti di una percentuale predefinita commisurata ai recuperi di produttività attesi nell'attività di distribuzione. Coerentemente con quanto previsto dalla deliberazione n. 204/99 con riferimento alle tariffe per i clienti del mercato vincolato, per il primo periodo di regolazione tale percentuale è fissata pari al 4%.

L'area geografica che si propone di prendere come riferimento ai fini della perequazione dei costi di distribuzione è l'area servita da ciascun distributore, comunque non eccedente la provincia.

Spunto per la consultazione P-4

Si ritiene appropriata una revisione della forma funzionale e del valore dei parametri che descrivono la funzione di costo a cadenza quadriennale?

Si ritiene appropriata l'aggiornamento annuale automatico, all'interno di ciascun periodo di regolazione, del costo standard secondo il metodo del *price cap*?

Si ritiene appropriata la definizione di area geografica rilevante ai fini della perequazione dei costi di distribuzione?

3.2 Determinazione dei costi standard di distribuzione

Sulla base della procedura delineata nella sezione 3.1, il costo standard di distribuzione per ciascuna area geografica può essere espresso come somma del costo diretto standard e della quota di costi comuni da attribuire all'attività di distribuzione nella specifica area geografica, ovvero²:

$$CS_i = CDS_i + CCS_i \quad (2)$$

dove:

- CS_i denota, per l'i-esima area geografica, il costo standard di distribuzione;
- CDS_i denota, per l'i-esima area geografica, il costo diretto standard di distribuzione;
- CCS_i denota, per l'i-esima area geografica, i costi comuni da attribuire all'attività di distribuzione per area geografica, cioè i costi diversi da quelli diretti, tipicamente i costi comuni a più attività o a più ambiti territoriali, per la quota attribuibile all'attività di distribuzione nell'i-esima area geografica.

3.2.1 Individuazione dei costi diretti standard

La funzione di costo diretto, utilizzata per l'individuazione del costo diretto standard dell'attività di distribuzione in ciascuna area geografica, può essere descritta come:

$$CDS_i = CDS_i^{MT/BT} + CDS_i^{AT} \quad (3)$$

dove:

$$CDS_i^{MT/BT} = f(X_i^1, X_i^2, \dots, X_i^n; \beta^1, \beta^2, \dots, \beta^n) \quad (4)$$

- $CDS_i^{MT/BT}$ denota, per l'i-esima area geografica, il costo diretto standard di distribuzione relativamente alle reti in media e bassa tensione;
- CDS_i^{AT} denota, per l'i-esima area geografica, il costo diretto standard di distribuzione relativamente alle reti in alta tensione;
- $X_i^1, X_i^2, \dots, X_i^n$ denota il vettore delle caratteristiche (dell'utenza e del territorio) dell'area geografica i-esima;

² La trattazione analitica ha solo uno scopo illustrativo; in alcuni aspetti il rigore formale è sacrificato in favore della semplicità.

- $\beta^1, \beta^2, \dots, \beta^n$ denota il vettore di parametri che definisce la relazione tra il vettore delle caratteristiche di un'area geografica ed il costo diretto standard di distribuzione in tale area.

I costi diretti di distribuzione relativi alle reti in media e bassa tensione costituiscono la maggior parte dei costi direttamente attribuibili a ciascuna area geografica. Infatti, la rete in alta tensione è in parte gestita dal gestore della rete di trasmissione nazionale, e come tale non necessita di perequazione dei relativi costi. Inoltre, la topografia della rete in alta tensione, anche quando trattasi di rete di distribuzione, mal si presta ad un suo trattamento basato su ambiti territoriali locali. Pertanto si propone di utilizzare diverse metodologie per la determinazione dei costi diretti standard di distribuzione relativi alle reti in media e bassa tensione (equazione 4) e per i costi diretti standard di distribuzione relativi alle reti in alta tensione.

Spunto per la consultazione P-5

Si ritiene giustificata, anche in considerazione di quanto esposto nel seguito della presente sezione, l'utilizzazione di metodologie differenziate per la determinazione dei costi diretti standard di distribuzione relativi alle reti in media e bassa tensione (equazione 4) e per i costi diretti standard di distribuzione relativi alle reti in alta tensione?

Nel caso dei costi diretti standard di distribuzione relativi alle reti in media e bassa tensione, per l'individuazione tra le molteplici caratteristiche dell'utenza e del territorio servito di quelle più significative determinanti il costo diretto standard, per la definizione della forma funzionale della relazione tra queste caratteristiche ed il costo diretto standard e per la stima dei parametri ($\beta^1, \beta^2, \dots, \beta^n$) che definiscono tale relazione, si propone di utilizzare metodi statistici di specificazione e di stima basati sui minimi quadrati ordinari.

Si propone inoltre che ai fini della specificazione e stima della relazione tra le caratteristiche dell'utenza e del territorio servito ed il costo diretto standard tali metodi statistici vengano applicati a dati di costo effettivo relativi alle maggiori imprese distributrici e riferiti all'ultimo anno per i quali gli stessi sono disponibili e verificati a livello di singola area geografica (per il primo periodo di regolazione, il 1997). Questa procedura appare appropriata in relazione all'obiettivo di individuare le determinanti di costi standard, e non dei costi effettivi di ciascuna realtà geografica locale. In questo senso appare ragionevole il riferimento ad un campione rappresentativo delle diverse realtà locali che copre oltre il 95% della clientela.

Si noti infine che l'utilizzo dei minimi quadrati ordinari comporta che la funzione di costo che si ottiene descriva la relazione tipica tra costi e loro determinanti e non una frontiera di costo efficiente.

Spunto per la consultazione P-6

Si ritiene che il metodo di stima proposto, basato sui minimi quadrati ordinari, sia adeguato agli obiettivi del sistema di perequazione dei costi di distribuzione, anche in considerazione del fatto che la relazione che ne deriva non rappresenta la frontiera di costo efficiente?

Possibili elementi del vettore delle caratteristiche sono rappresentati da:

- a) il numero totale di clienti serviti nell'area geografica;
- b) la potenza impegnata da quei clienti;
- c) l'energia elettrica venduta a quei clienti;
- d) la potenza impegnata per cliente;
- e) il livello medio di utilizzazione della potenza;
- f) la quota di potenza impegnata in media tensione rispetto al totale;
- g) la percentuale di clienti serviti in area ad alta e bassa concentrazione secondo la definizione di cui alla deliberazione dell'Autorità 1 settembre 1999, n. 128/99 recante "Definizioni di obblighi di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e di indicatori di continuità del servizio" o secondo analoghe classificazioni disponibili per il 1997;
- h) la lunghezza delle linee di distribuzione in rapporto al numero di clienti serviti,
- i) il numero di fulmini per chilometro quadrato, come uno dei possibili indicatori degli effetti di fenomeni metereologici sull'attività di distribuzione.

Per le suddette caratteristiche sono attualmente disponibili dati per le diverse aree geografiche.

Spunto per la consultazione P-7

Quali si ritengono essere le caratteristiche dell'utenza e del territorio serviti rilevanti nella determinazione dei costi di distribuzione?

L'Autorità intende proporre una specifica forma della funzione di costo diretto nel prossimo documento di consultazione sui sistemi di perequazione. Quale si ritiene, anche sulla base di precedenti analisi svolte dai soggetti interessati o delle quali tali soggetti hanno comunque conoscenza, possa essere la migliore specificazione della funzione di costo diretto?

Utilizzando i valori stimati dei parametri $\beta^1, \beta^2, \dots, \beta^n$ nella funzione di costo diretto standard (equazione 4) si ottiene ogni anno, per l'i-esima area geografica, in corrispondenza dei relativi valori delle caratteristiche $X_i^1, X_i^2, \dots, X_i^n$ per lo stesso anno, il costo diretto standard di distribuzione su reti in media e bassa tensione ($CDS_i^{MT/BT}$).

Per la determinazione del costo diretto standard relativo all'attività di distribuzione sulle reti in alta tensione (CDS_i^{AT}) si propone di utilizzare un parametro di costo unitario standard, riferito ad un indicatore della consistenza quantitativa di tale attività. In particolare si propone di fare riferimento al costo unitario standard dell'attività di distribuzione su linee in alta tensione per chilometro di linea, determinato dall'Autorità sulla base dei costi medi nazionali dell'attività di distribuzione su reti in alta tensione.

Tale costo unitario standard viene moltiplicato, ogni anno e per ogni area geografica, per la lunghezza delle linee in alta tensione, per ottenere il costo diretto standard di distribuzione su reti in alta tensione per l'area geografica in quell'anno.

Spunto per la consultazione P-8

Si ritiene che la metodologia proposta per la determinazione dei costi standard di distribuzione su reti in alta tensione sia appropriata?

Per ogni anno e per ogni area geografica, il costo diretto standard sarà ottenuto, sulla base dell'equazione 3, come somma del costo diretto standard di distribuzione su reti in media e bassa tensione e del costo diretto standard di distribuzione sulle reti in alta tensione.

3.2.2 Individuazione della componente standard di costi comuni da attribuire all'attività di distribuzione

Una volta individuato il costo diretto standard per ciascuna area geografica, secondo la procedura descritta nella sezione precedente, il costo standard di distribuzione sarà ottenuto aumentando il costo diretto standard di una componente standard di costi comuni attribuibile all'attività di distribuzione in ciascuna area geografica.

Per quanto riguarda la determinazione di tale componente, si propongono due approcci alternativi. Posto che in ogni caso l'attribuzione di questi costi deve basarsi su un metodo convenzionale, dal momento che gli stessi costi, per loro natura, non possono essere oggetto di attribuzione diretta, si propone di determinare CCS_i :

- assumendo un valore monetario fisso per ciascuna area geografica; o
- assumendo che i costi comuni rappresentino una percentuale, uguale in tutte le aree geografiche, dei costi diretti standard dell'attività di distribuzione.

Per la determinazione del valore monetario fisso o del rapporto tra la componente standard di costi comuni attribuibile all'attività di distribuzione e i costi diretti standard di distribuzione, si propone di fare riferimento a valori medi nazionali.

Spunto per la consultazione P-9

Si ritiene che la metodologia proposta per la determinazione dei costi comuni da includere nel costo standard di distribuzione di ciascuna area geografica ai fini di perequazione sia appropriata?

Quale tra i due approcci alternativi, o quale eventuale altro approccio, si ritiene più idoneo a determinare il valore dei costi comuni da inserire nel costo standard di distribuzione di ciascuna area geografica ai fini di perequazione?

Per concludere, si noti che la metodologia delineata consente di stimare il costo standard di distribuzione anche relativamente ad un'area geografica i cui dati di costo effettivo non siano stati impiegati, in quanto non disponibili all'Autorità, per la stima della funzione di costo diretto, purché siano conosciuti, per l'area geografica, i valori delle caratteristiche $X_i^1, X_i^2, \dots, X_i^n$, e la lunghezza delle linee in alta tensione.

3.3 Criteri per la quantificazione degli ammontari di perequazione dei costi di distribuzione

La sezione precedente descrive le proposte dell'Autorità per l'individuazione dei costi standard di distribuzione in funzione delle caratteristiche dell'utenza e del territorio serviti. La copertura del costo standard così identificato è assicurata al distributore dall'insieme dei corrispettivi percepiti per la fornitura di energia elettrica ai propri clienti del mercato vincolato, per la fornitura del servizio di vettoriamento e per cessioni di energia elettrica ad altre imprese distributrici.

Il sistema di perequazione dovrebbe quindi compensare ogni anno, per le imprese distributrici che partecipano al sistema di perequazione, la differenza tra i costi standard di distribuzione (CS_i , per tutte le aree geografiche i servite dal distributore) ed i ricavi ammessi (R) a copertura dei costi di distribuzione ottenuti da clienti sia del mercato vincolato che del mercato libero e da altre imprese distributrici. I ricavi ammessi sono dati dalla somma dei:

- a) ricavi tariffari ammessi relativi alle vendite ai clienti del mercato vincolato, pari alla somma dei:
 - ricavi, calcolati sulla base del numero di clienti e dell'energia venduta ai clienti di ciascuna tipologia di utenza ad esclusione dei clienti domestici alimentati in bassa tensione, che risulterebbero nello stesso anno dall'applicazione dei corrispettivi dell'opzione tariffaria TV1, ad esclusione delle componenti a copertura dei costi di acquisto, di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale o su reti di altri distributori, di vendita e delle componenti A e UC; e

- ricavi, calcolati sulla base del numero di clienti appartenenti alla tipologia di utenza “forniture in bassa tensione per usi domestici”, della potenza impegnata da questi clienti e dell’energia elettrica venduta agli stessi clienti, che risulterebbero nello stesso anno dall’applicazione dei corrispettivi della tariffa D1, ad esclusione delle componenti a copertura dei costi di acquisto, di trasporto dell’energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale o su reti di altri distributori, di vendita e delle componenti A e UC;
- b) ricavi da contributi di allacciamento;
- c) ricavi da cessione di energia elettrica ad altre imprese distributrici per la fornitura a clienti del mercato vincolato;
- d) ricavi da vettoriamento, ad esclusione di quelli derivanti dal corrispettivo per l’uso del sistema, per la componente a copertura dei costi di misura.

L’ammontare di perequazione (ID) che i distributori riceveranno dal sistema di perequazione, se positivo, o dovranno versare, se negativo, è determinato, per ciascuna impresa distributrice, come:

$$ID = \sum CS_i - R \quad (5)$$

dove:

- CS_i denota il costo standard di distribuzione per l’area geografica i-esima;
- la sommatoria dei costi standard si estende a tutte le aree geografiche servite dal distributore;
- R denota i ricavi conseguiti dal distributore rilevanti ai fini della perequazione, come sopra definiti.

Il sistema di perequazione dei costi di distribuzione dovrebbe operare in pareggio, a meno di modifiche nel tempo del valore degli elementi del vettore delle caratteristiche di ciascuna area geografica e dell’articolazione e dei livelli di consumo per tipologia di utenza.

Si propongono due possibili alternative per la gestione di eventuali squilibri del sistema di perequazione, derivanti dalle suddette modifiche:

- a) tali squilibri potranno essere finanziati da un’apposita componente tariffaria (UC1), già prevista nell’ordinamento tariffario definito dalla deliberazione n. 204/99; o
- b) ogni squilibrio potrà essere riassorbito attraverso una riduzione equiproporzionale degli ammonteri di perequazione relativi a quei distributori per i quali gli ammontari stessi sono dello stesso segno dello squilibrio.

Spunto per la consultazione P-10

Quale delle due alternative prospettate appare la più idonea a gestire eventuali squilibri nel sistema di perequazione dei costi di distribuzione?

4 Compensazione dei ricavi per le forniture a clienti domestici

4.1 Premessa

L'ordinamento tariffario introdotto con la deliberazione n. 204/99 prevede, nel caso delle forniture a clienti domestici allacciati in bassa tensione, un regime di maggior tutela rispetto alle altre tipologie di utenza, imponendo a tutte le imprese distributrici l'applicazione di tariffe fissate dall'Autorità. L'applicazione della tariffa fissata dall'Autorità in modo da coprire i costi del servizio imputabili alla tipologia di utenza (tariffa D1) avrebbe rappresentato tuttavia, per una parte significativa della clientela domestica, un sostanziale cambiamento rispetto alla tariffa in vigore prima della deliberazione n. 204/99.

Al fine di gestire con gradualità la transizione verso la nuova tariffa D1 e in attesa dell'avvio del nuovo regime di agevolazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati, è stato previsto un regime transitorio che si concluderà alla fine dell'anno 2002. Nell'ambito di questo regime transitorio l'Autorità ha definito due tariffe di transizione rispettivamente per i clienti domestici con contratto per abitazioni di residenza con potenza impegnata non superiore ai 3 kW (tariffa D2) e per i restanti clienti domestici alimentati in bassa tensione (tariffa D3). Queste tariffe devono essere applicate obbligatoriamente dai distributori sia ai clienti con contratto in essere all'avvio del nuovo ordinamento tariffario, sia ai nuovi clienti.

Terminato tale periodo transitorio, i distributori dovranno applicare a tutta i clienti domestici la tariffa D1.

Il nuovo ordinamento tariffario prevede inoltre l'attivazione di una tariffa sociale significativamente più favorevole della tariffa D1, destinata ai clienti domestici economicamente disagiati.

In tale contesto, il sistema di perequazione potrebbe compensare i distributori per le eventuali differenze tra:

- a) i ricavi effettivi conseguiti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3 ed i ricavi che i distributori avrebbero potuto ottenere dall'applicazione della tariffa D1;
- b) i ricavi effettivi conseguiti dall'applicazione della tariffa sociale prevista per i clienti in stato di disagio economico ed i ricavi che i distributori avrebbero potuto ottenere dall'applicazione, agli stessi clienti, della tariffa D1.

Spunto per la consultazione P-11

Si ritiene rilevante e/o opportuna la perequazione dei ricavi di cui alle precedenti lettere a) e b)?

4.2 Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3

Il livello dei corrispettivi delle tariffe D2 e D3 è stato determinato dall'Autorità in modo tale da garantire, a livello medio nazionale, che i ricavi complessivi siano tali da coprire i costi riconosciuti del servizio elettrico attribuiti ai clienti domestici. Tuttavia tale garanzia non potrà essere assicurata a livello di singola impresa distributrice o di ambito territoriale, dal momento che sia la quota di clienti domestici a cui deve essere applicata la tariffa D2 o la tariffa D3, sia la struttura dei consumi di energia elettrica per i clienti domestici che ai quali si applica la tariffa D2 varia da distributore a distributore e tra diversi ambiti territoriali.

L'attivazione del sistema di perequazione proposto permetterebbe di compensare le differenze tra i ricavi conseguiti da ciascun distributore dalla vendita dell'energia elettrica ai clienti domestici applicando le tariffe D2 e D3 ed i ricavi che il distributore avrebbe conseguito applicando agli stessi clienti la tariffa D1. In questo modo, infatti, sarebbe assicurato a ciascun distributore un gettito complessivo tale da coprire i costi riconosciuti per l'erogazione del servizio elettrico ai clienti domestici.

Un tale sistema di perequazione dovrebbe gestire contributi:

- a carico dei distributori per i quali i ricavi conseguiti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3 risultano superiori ai ricavi ottenibili dall'applicazione della tariffa D1;
- a favore dei distributori per i quali i ricavi conseguiti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3 risultano inferiori ai ricavi ottenibili dall'applicazione della tariffa D1.

Per ciascuna impresa distributrice e per ciascun ambito territoriale, l'ammontare annuale di perequazione, positivo o negativo, sarebbe pari a:

$$IDOM = RT_{D1} - R_{dom} \quad (6)$$

dove:

- IDOM è il contributo a compensazione dei ricavi conseguiti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3;
- RT_{D1} sono i ricavi conseguibili dall'impresa distributrice applicando la tariffa D1;
- R_{dom} sono i ricavi tariffari conseguiti dall'impresa distributrice per la vendita dell'energia elettrica ai clienti domestici a tariffe D2 e D3.

I ricavi conseguibili dall'applicazione della tariffa D1 dovrebbero essere determinati, per l'anno 2000, sulla base dei valori dei parametri stabiliti dalla deliberazione n. 204/99, al netto delle

componenti A e UC. Per gli esercizi successivi i valori dei parametri dovrebbero essere aggiornati secondo le modalità stabilite dalla deliberazione stessa.

Il livello dei ricavi risulta pari al prodotto di tali valori moltiplicati per il numero medio dei clienti serviti nell'anno di riferimento, calcolato come media aritmetica del numero di clienti attivi alla fine di ciascun mese pari dello stesso anno (febbraio, aprile, giugno, ...), la potenza impegnata e l'energia elettrica venduta all'utenza domestica, come risultante nel bilancio di esercizio.

Il sistema dovrebbe operare in pareggio, a meno di modifiche nel tempo delle caratteristiche di domanda medie nazionali dei clienti domestici. Eventuali squilibri del sistema di perequazione, derivanti dalle suddette modifiche, sarebbero finanziati con apposita componente tariffaria (UC1), già prevista nell'attuale ordinamento tariffario definito dalla deliberazione n. 204/99.

4.3 Perequazione dei minori ricavi derivanti dall'offerta della tariffa sociale

Come evidenziato nella sezione 4.1, i corrispettivi previsti dalla tariffa D1 sono allineati ai costi del servizio attribuibili ai clienti domestici. L'introduzione di una tariffa sociale caratterizzata, relativamente ai consumi di energia elettrica considerati "obbligati", da corrispettivi fortemente ridotti rispetto a quelli della tariffa D1, implicherà il conseguimento, da parte dei distributori, di ricavi inferiori ai costi attribuibili ai clienti che beneficiano della tariffa sociale.

Per assicurare ai distributori il conseguimento dei ricavi ottenibili dall'applicazione della tariffa D1, potrebbe essere attivato un sistema di perequazione che compensi le differenze tra i ricavi ottenuti dalla fornitura di energia elettrica alle condizioni previste dalla tariffa sociale definita dall'Autorità ed i ricavi che l'impresa distributrice avrebbe potuto conseguire con l'applicazione della tariffa D1.

Formalmente per ciascuna impresa distributrice l'ammontare di perequazione annuale è pari a:

$$IDOMS = (RT_{D1} - Rsoc) \quad (7)$$

dove:

- IDOMS denota il contributo a compensazione dei minori ricavi derivanti dall'applicazione della tariffa sociale;
- RT_{D1} denota i ricavi che l'impresa distributrice avrebbe conseguito applicando la tariffa D1 alla clientela domestica a cui è applicata la tariffa sociale;
- $Rsoc$ denota i ricavi tariffari conseguiti dall'impresa distributrice dall'applicazione della tariffa sociale alla clientela domestica in stato di disagio economico;

Il sistema di perequazione delineato dovrebbe cominciare ad operare a partire dal primo anno di attivazione delle previste procedure di accesso regolato alla tariffa sociale. Il conto istituito presso la CCSE per la gestione di questo sistema di perequazione dovrebbe essere finanziato da un'apposita componente tariffaria (denominata *C*) che si propone di introdurre a carico dei clienti domestici non ammessi all'applicazione della tariffa sociale. Le aliquote di tale componente tariffaria dovrebbero essere fissate dall'Autorità in modo da provvedere un gettito che, a livello di sistema, compensi i minori ricavi derivanti dall'applicazione della tariffa sociale.

La compensazione dovrebbe avvenire attraverso un apposito conto, non potendo essere assicurata automaticamente a livello di singolo distributore; infatti, sia la quota di clienti domestici ammessi al regime agevolato, sia la struttura dei consumi di questi clienti varia da distributore a distributore. Per alcuni distributori, caratterizzati da una quota di clienti domestici che accede al regime di maggiore tutela minore della media nazionale, il gettito della componente tariffaria C sarebbe infatti più che sufficiente per compensare i minori ricavi conseguenti all'applicazione della tariffa sociale. Per altri distributori invece, caratterizzati ad esempio da una maggiore frequenza di clienti domestici che accedono all'applicazione della tariffa sociale, il gettito della componente tariffaria C non sarebbe sufficiente a compensare i minori ricavi derivanti dall'applicazione di tale tariffa.

5 Compensazione dei ricavi relativi alla fornitura a clienti ammessi al regime tariffario speciale

Il nuovo ordinamento tariffario definito dalla deliberazione n. 204/99 ha istituito, per le forniture ai clienti ammessi al regime tariffario speciale³, un meccanismo che prevede, contestualmente all'applicazione delle opzioni tariffarie previste per la generalità dell'utenza, l'accredito di una componente tariffaria compensativa pari alla differenza tra:

- gli addebiti che derivano dall'applicazione dell'opzione tariffaria più conveniente per il cliente che beneficia del regime tariffario speciale, al netto delle componenti A e UC, e
- gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione allo stesso cliente delle condizioni tariffarie previste dalla normativa vigente al 31 dicembre 1999, al netto delle componenti A e UC.

La componente compensativa viene erogata dall'impresa distributrice nella cui area è localizzato il cliente, mentre l'onere relativo è stato distribuito su tutti i clienti, attraverso l'introduzione della componente tariffaria A4.

Al fine di garantire che i ricavi relativi alla fornitura a clienti ammessi al regime tariffario speciale siano perequati ai ricavi che l'impresa distributrice avrebbe potuto ottenere se avesse potuto applicare le condizioni tariffarie previste per la generalità dell'utenza è stato istituito presso la CCSE, con deliberazione dell'Autorità n. 53/00, il "Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali". Tale conto, alimentato dalla componente tariffaria A4, viene utilizzato al fine di rimborsare alle imprese distributrici aventi diritto le componenti compensative erogate. Viene inoltre consentito a tali imprese di trattenere, e quindi non versare al conto, il gettito della componente tariffaria A4 fino ad una quota dei rimborsi spettanti, a titolo di acconto sugli stessi.

³ Corrispondono alle categorie di utenza e singole utenze alle quali, in base a norme primarie e secondarie, alla data del 31 dicembre 1999 si applicano aliquote della parte A della tariffa, al netto delle componenti inglobate, e/o della parte B della tariffa ridotte rispetto a quelle previste per la generalità dell'utenza

6 Quadro riassuntivo

La seguente tabella riassume le caratteristiche principali dei sistemi di perequazione proposti nel presente documento.

Descrizione sintetica dei sistemi di perequazione proposti

	Sistemi di perequazione	Attività interessate	Componente tariffaria interessata	Periodo temporale interessato	Effetto di una completa liberalizzazione del mercato
a)	Costi di approvvigionamento per clienti del mercato vincolato	Vendita a clienti del mercato vincolato	UC1	A partire dall'anno 2000	Eliminazione di questo sistema di perequazione
b)	Costi di distribuzione	Distribuzione	UC1	A partire dall'anno 2000	Ininfluyente per la determinazione dei costi standard riconosciuti
c)	Tariffe D2 e D3	Vendita a clienti del mercato vincolato	C	A partire dall'anno 2000 fino all'anno 2002	Eliminazione di questo sistema di perequazione
d)	Tariffa sociale	Vendita a clienti del mercato vincolato	C	A partire dall'anno di attivazione del nuovo meccanismo di selezione dei clienti in stato di disagio economico	Necessità di una ridefinizione del regime di tutela per i clienti in stato di disagio economico
e)	Regimi tariffari speciali	Vendita	A4	A partire dall'anno 2000	Ininfluyente