

**PEREQUAZIONE DEI COSTI DI DISTRIBUZIONE E DI ALTRI ONERI A CARICO DEI
DISTRIBUTORI DI ENERGIA ELETTRICA**

Documento per la consultazione 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

31 luglio 2003

Premessa

Il presente documento per la consultazione ha per oggetto lo schema di provvedimento relativo ai meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico delle imprese di distribuzione di energia elettrica, e si colloca nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) con delibera 30 maggio 1997, n. 57/97.

Il documento fa seguito a due precedenti consultazioni promosse dall'Autorità: la prima, avviata con il documento per la consultazione "Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica" dell'8 giugno 2000, e la seconda, con il documento per la consultazione "Ammontare dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica" del 20 febbraio 2001.

Osservazioni e proposte dovranno essere formulate entro il 15 settembre 2003.

Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: posta, fax o e-mail

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Area elettricità

piazza Cavour 5 – 20121 Milano

tel. 0265565311

fax 0265565222

e-mail: a_e@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

Indice degli argomenti

PRESUPPOSTI NORMATIVI E MOTIVAZIONI DEL PROVVEDIMENTO	4
1 Introduzione	4
2 Natura e finalità dei meccanismi di perequazione	4
3 Meccanismi di perequazione.....	5
4 Ambito soggettivo di applicazione.....	6
5 I meccanismi di perequazione.....	7
ALLEGATO 1	12
<i>Schema di provvedimento:</i>	12
TITOLO I	12
<i>Disposizioni generali</i>	12
Punto 1	12
Definizioni.....	12
Punto 2	12
Meccanismi di perequazione.....	12
Punto 3	13
Meccanismi di integrazione.....	13
Punto 4	13
Partecipazione ai meccanismi di perequazione e integrazione	13
Punto 5	13
Calcolo dell'ammontare di perequazione complessivo.....	13
Punto 6	14
Calcolo dell'ammontare dei meccanismi di integrazione.....	14
Punto 7	14
Liquidazione degli ammontari di perequazione e di integrazione	14
Punto 8	15
Disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico	15
TITOLO II	15
<i>Meccanismi di perequazione</i>	15
Punto 9	15
Perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato	15
Punto 10	19
Perequazione dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale.....	19
Punto 11	23
Perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione	23
Punto 12	24
Perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione	24
Punto 13	27
Perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione	27
Punto 14	27
Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3	27
ALLEGATO 2	29
<i>Tabelle per la stima di costi e ricavi</i>	29

PRESUPPOSTI NORMATIVI E MOTIVAZIONI DEL PROVVEDIMENTO

1 Introduzione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione fa seguito e conclude due precedenti consultazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: l’Autorità), la prima avviata con il documento “Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione e dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica” dell’8 giugno 2000, e la seconda con il documento “Ammontare dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica” del 20 febbraio 2001 (citati nel seguito rispettivamente come consultazione 2000 e consultazione 2001).
- 1.2 L’Autorità ha ritenuto opportuno prevedere questa ulteriore consultazione prima della definizione del provvedimento finale, anche in ragione della complessità analitica della materia.
- 1.3 Di seguito sono riassunti i presupposti normativi, le motivazioni del provvedimento e le principali novità introdotte rispetto alle consultazioni precedenti. In allegato sono proposti:
- a) lo schema di provvedimento;
 - b) le tabelle che riportano la valorizzazione dei parametri necessari per la stima di ciascun ammontare di perequazione.

2 Natura e finalità dei meccanismi di perequazione

- 2.1 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) prevede da un lato che la tariffa (intesa come prezzo massimo unitario) per il servizio elettrico sia unica a livello nazionale e, dall’altro, che vengano introdotti meccanismi di perequazione tra gli esercenti il servizio di distribuzione dell’energia elettrica (di seguito: distributori).
- 2.2 Il vincolo di uniformità della tariffa sul territorio nazionale comporta la definizione dei corrispettivi tariffari sulla base delle caratteristiche medie dell’utenza e del territorio serviti dai distributori.
- 2.3 I costi del servizio sostenuti dai distributori presentano differenze a loro non imputabili. La tutela dell’economicità e la redditività dei distributori richiede pertanto la definizione di sistemi di perequazione dei costi.
- 2.4 In coerenza con la riforma tariffaria avviata nell’anno 2000 (per il periodo di regolazione 1 gennaio 2000 – 31 dicembre 2003) con la deliberazione 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nel Supplemento ordinario n. 235 alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 235 del 31 dicembre 1999 e successive modificazioni ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 204/99), confluita poi nel Testo integrato¹ a partire dal 2002, l’Autorità deve provvedere alla definizione di meccanismi perequativi che, tenuto conto del sistema tariffario vigente nel periodo di regolazione 2000-2003, salvaguardino l’economicità e la redditività degli esercenti, secondo quanto disposto dall’articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95.

¹ Testo integrato è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell’energia elettrica, approvato con la deliberazione dell’Autorità 18 ottobre 2001, n. 228/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 297 del 22 dicembre 2001, e successive integrazioni e modificazioni.

3 Meccanismi di perequazione

- 3.1 L'Autorità con la deliberazione n. 204/99 ha introdotto un meccanismo di perequazione finalizzato a compensare eventuali differenze per i distributori tra i ricavi, al netto delle componenti tariffarie compensative, relativi alla fornitura a clienti finali ammessi al regime tariffario speciale di cui all'articolo 15 della deliberazione n. 204/99 medesima e i ricavi che il distributore avrebbe potuto ottenere se avesse applicato le condizioni tariffarie previste per la generalità dell'utenza. Tale meccanismo è disciplinato dalle norme del Testo integrato.
- 3.2 Contestualmente all'introduzione della nuova tariffa sociale l'Autorità intende attivare un apposito meccanismo di perequazione dei ricavi dei distributori relativo al regime di agevolazione per i clienti domestici in stato di disagio economico.
- 3.3 Nella consultazione 2001 l'Autorità aveva previsto l'introduzione di ulteriori sistemi perequativi, finalizzati a compensare eventuali differenze per i distributori:
- a) tra i costi riconosciuti per l'acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso ed il trasporto della stessa sulla rete di proprietà di terzi ed i ricavi ammessi a copertura di tali costi, definito come *sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento*;
 - b) tra i costi riconosciuti per l'attività di distribuzione realizzata con reti in bassa, media e alta tensione in ciascuna area geografica ed i costi medi nazionali riconosciuti per la medesima attività, definito come *sistema di perequazione dei costi di distribuzione di energia elettrica*;
 - c) tra i ricavi che il distributore avrebbe potuto ottenere se avesse applicato alle forniture a clienti domestici allacciati in bassa tensione la tariffa D1 ed i ricavi ottenuti dall'applicazione alle medesime forniture delle tariffe D2 e D3 o dalla tariffa agevolata per i clienti in stato di disagio economico che l'Autorità prevede di introdurre prima della fine dell'anno, definito come *compensazione dei ricavi per le forniture a clienti domestici*.
- 3.4 La consultazione 2001 prevedeva poi l'istituzione di due meccanismi di integrazione: integrazione relativa all'applicazione delle componenti tariffarie GR e integrazione relativa ai costi di trasporto sulle reti di distribuzioni di terzi.
- 3.5 Rispetto a quanto previsto nella consultazione 2001, in considerazione delle modifiche di carattere strutturale introdotte con il Testo integrato, in particolare con l'identificazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita, il presente documento prevede una diversa articolazione dei meccanismi perequativi, non più aggregati in sistemi, ma presentati singolarmente. In generale i meccanismi di perequazione previsti nel presente documento corrispondono con i singoli elementi dei sistemi di perequazione della consultazione 2001.
- 3.6 Lo schema di provvedimento allegato prevede in particolare l'introduzione di sei meccanismi di *perequazione* e di due meccanismi di *integrazione* dei ricavi dei distributori di energia elettrica.
- 3.7 I meccanismi di perequazione riguardano:
- a) la perequazione dei costi di acquisto di energia elettrica all'ingrosso per la vendita ai clienti del mercato vincolato;
 - b) la perequazione dei costi del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e su reti di distribuzione sostenuti dalle imprese di distribuzione;
 - c) la perequazione dei costi di distribuzione sulle reti di distribuzione ad alta tensione;
 - d) la perequazione dei costi di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;

- e) la perequazione dei costi di distribuzione sulle reti a media e bassa tensione;
- f) la perequazione dei ricavi per la vendita dell'energia elettrica a clienti domestici;

3.8 I meccanismi di integrazione riguardano:

- g) l'applicazione delle componenti tariffarie *GR* di cui all'articolo 3 della deliberazione n. 204/99;
- h) i ricavi a copertura di costi di distribuzione per i distributori le cui reti non sono direttamente interconnesse alla rete di trasmissione nazionale.

4 Ambito soggettivo di applicazione

4.1 I meccanismi di perequazione proposti si rivolgono ai distributori in quanto soggetti esercenti l'attività di distribuzione esercitata in concessione dagli aventi diritto ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99, per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione. I distributori sono i soggetti di riferimento per il sistema di perequazione dei ricavi per le forniture ai clienti domestici, in quanto fino ad oggi i clienti domestici, in qualità di clienti vincolati, sono stati legittimati a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore alla cui rete sono connessi.

Partecipazione ai meccanismi di perequazione

- 4.2 Lo schema di provvedimento prevede che la partecipazione ai meccanismi di perequazione sia facoltativa per tutti i distributori. Tale previsione estende quanto già proposto nel documento di consultazione del 2001 con riferimento al solo anno 2000 (si veda il paragrafo 4 della consultazione 2001). La scelta di partecipazione non potrà essere effettuata in modo selettivo: la domanda di ammissione, se presentata, deve riguardare tutti i meccanismi di perequazione e tutti gli anni.
- 4.3 La scelta di estendere anche agli anni 2001, 2002 e 2003 la facoltà di partecipazione ai meccanismi di perequazione risponde all'esigenza di limitare l'incertezza a carico dei distributori, conseguente alla definizione di meccanismi, non del tutto preventivamente stimabili, che vanno ad alterare i risultati economici in esercizi chiusi o in fase di chiusura, in relazione ai quali i distributori non hanno più possibilità di intervenire sulle variabili organizzative e di costo.
- 4.4 Con riferimento alla possibilità di partecipare ai meccanismi di perequazione, vi è un'importante differenza rispetto alla consultazione 2001: la partecipazione è subordinata alla disponibilità da parte dei distributori delle misure, differenziate per fasce orarie, relative ai flussi di energia elettrica immessa e prelevata dalla rete di distribuzione. Tali misure sono essenziali per una corretta determinazione degli ammontari di perequazione relativi ai costi d'acquisto di energia elettrica all'ingrosso per le forniture ai clienti del mercato vincolato ed ai costi del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale sostenuti dalle imprese di distribuzione.
- 4.5 E' confermata l'esclusione dai meccanismi di perequazione delle imprese ammesse al regime di integrazione delle tariffe previsto dall'articolo 7, della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

Partecipazione ai meccanismi di integrazione

- 4.6 Lo schema di provvedimento prevede, oltre ai meccanismi di perequazione, due meccanismi di integrazione destinati a garantire la copertura di eventuali squilibri derivanti dall'applicazione negli anni 2000 e 2001 delle componenti tariffarie *GR*, di cui all'articolo 3, della deliberazione n. 204/99 e la copertura di eventuali squilibri in capo a imprese di distribuzione le cui reti non direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale, che non partecipino ai meccanismi di perequazione. Trattandosi di meccanismi di integrazione, viene prevista una partecipazione facoltativa e non vincolata alla partecipazione ai meccanismi di perequazione.

5 I meccanismi di perequazione

Criteri generali

- 5.1 La definizione di meccanismi di perequazione previsti dallo schema di provvedimento che si sottopone a consultazione è basata sui singoli elementi dei sistemi di perequazione già presentati nell'ambito della consultazione 2001. Tale definizione riflette l'esigenza di coerenza con quanto proposto nelle precedenti consultazioni 2000 e 2001. In esito a tali consultazioni, infatti, non sono emerse indicazioni tali da far ritenere opportuno un radicale cambiamento delle impostazioni sottostanti i meccanismi di perequazione proposti.
- 5.2 La conferma dell'organizzazione dei meccanismi proposti nel 2001 pare opportuna anche in ragione della possibilità che, nell'ambito di valutazioni effettuate al fine della determinazione del valore di cessione di rami di azienda conseguenti al processo di razionalizzazione della distribuzione disposto dall'articolo 9 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99), le parti abbiano stimato e tenuto conto dell'effetto che tali meccanismi di perequazione avrebbero potuto avere sulla redditività dei rami delle imprese in oggetto.
- 5.3 Rispetto alla consultazione 2001 sono state introdotte alcune modificazioni dei meccanismi e delle regole già proposte nella consultazione 2001, introducendo:
- a) a livello generale, meccanismi di salvaguardia finalizzati a limitare preventivamente l'impatto che il provvedimento avrà sulle imprese distributrici e sui clienti finali. Tale intervento si è tradotto principalmente nella previsione di specifiche regole in materia di partecipazione ai meccanismi di perequazione e di calcolo degli ammontari complessivi di perequazione;
 - b) a livello puntuale, interventi che si riferiscono alla formula di perequazione dei costi di distribuzione in media e bassa tensione, le formule di perequazione dei costi di distribuzione in alta tensione e di trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, nonché una diversa impostazione della perequazione dei ricavi per le forniture a clienti domestici.

La perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica per la vendita ai clienti del mercato vincolato

- 5.4 Il meccanismo di perequazione dei costi d'acquisto dell'energia elettrica per la vendita ai clienti del mercato vincolato tende a compensare gli squilibri tra costi e ricavi che si vengono a formare in capo ai distributori, in conseguenza di scostamenti dei profili effettivi di prelievo dei clienti serviti, rispetto a quelli teorici utilizzati per la determinazione dei parametri tariffari.
- 5.5 Le formule per la definizione dell'ammontare di perequazione in ciascuno degli anni di applicazione del meccanismo riflettono il sistema tariffario vigente negli stessi. Di

conseguenza rispecchiano le modifiche normative introdotte rispettivamente dall'anno 2001, con la deliberazione dell'Autorità n. 230/00 che ha previsto la soppressione della parte B della tariffa, e dall'anno 2002, con l'entrata in vigore del Testo integrato che ha previsto l'esclusione dal vincolo V1 delle componenti destinate alla copertura dei costi d'acquisto dell'energia elettrica.

- 5.6 Rispetto alla consultazione 2001 sono state introdotte alcune modifiche. In particolare, anche in relazione ai commenti formulati in sede di consultazione, è stato eliminato il *coefficiente α* . Inoltre è previsto che il costo di acquisto sia calcolato a partire dalle quantità in riferimento alle quali è stato determinato il ricavo ammesso, come autocertificato ai fini della verifica del vincolo V1 o come ottenuto dall'applicazione delle tariffe amministrative definite dall'Autorità. Ciò garantisce il rispetto del principio di correlazione tra costi e ricavi, che di per sé dovrebbe guidare anche la compilazione del bilancio, ma che richiederebbe in ogni caso verifiche puntuali da effettuarsi *ex post*.

La perequazione dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale

- 5.7 Il meccanismo di perequazione dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale svolge una funzione analoga a quella prevista per i costi d'acquisto dell'energia elettrica per la vendita ai clienti del mercato vincolato. Anche tale meccanismo tende a compensare gli squilibri tra costi e ricavi che si vengono a formare in capo ai distributori, in conseguenza di scostamenti dei profili effettivi di prelievo dei clienti serviti, rispetto a quelli teorici utilizzati per la determinazione dei parametri tariffari.
- 5.8 Le formule per la definizione dell'ammontare di perequazione riflettono il sistema tariffario vigente in ciascuno degli anni di applicazione del meccanismo. Di conseguenza rispecchiano le modifiche normative introdotte dall'anno 2002, con l'entrata in vigore del Testo integrato, che ha previsto l'esclusione dal vincolo V1 delle componenti destinate alla copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale.
- 5.9 Rispetto alla consultazione 2001 sono state introdotte modifiche. In particolare, tenendo anche conto dei commenti formulati in sede di consultazione, è stato eliminato il *coefficiente α* . Inoltre è previsto che il costo relativo al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale sia calcolato, analogamente a quanto previsto per il costo di acquisto dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato, a partire dalle quantità in riferimento alle quali è stato determinato il ricavo ammesso, come autocertificato ai fini della verifica del vincolo V1 o come ottenuto dall'applicazione delle tariffe amministrative definite dall'Autorità.
- 5.10 Dalla formula di perequazione, prevista dalla consultazione 2001, è stato enucleato l'elemento destinato a svolgere una funzione di tipo integrativo ai ricavi a copertura dei costi di distribuzione sulle reti di terzi per i distributori non direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale.

Perequazione dei costi di distribuzione in alta tensione e di trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione.

- 5.11 I meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione hanno la finalità di compensare scostamenti nei ricavi conseguiti o nei costi sostenuti rispetto alla media nazionale, che non dipendono da scelte organizzative dei distributori, ma sono imputabili a fattori esogeni, quali differenze delle caratteristiche delle aree o della clientela servite.
- 5.12 I meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione in alta tensione e di perequazione dei costi di trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione incorporano il

meccanismo d'integrazione dei ricavi a copertura dei costi di distribuzione sulle reti di terzi per i distributori non direttamente connessi con la rete di trasmissione nazionale. Stante il regime di facoltatività dei meccanismi di perequazione, tale meccanismo di integrazione è applicato separatamente solo nel caso in cui il distributore scelga di non partecipare alla perequazione.

Perequazione dei costi di distribuzione in media e bassa tensione

- 5.13 Le finalità del meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione in media e bassa tensione sono analoghe a quelle dei meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione sopra descritti.
- 5.14 Il meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione in media e bassa tensione proposto nello schema di articolato allegato prevede alcune modifiche rispetto alla consultazione 2001.
- 5.15 E' stata adottata una formula di perequazione basata su una funzione lineare in luogo della funzione logaritmica prevista nella consultazione 2001. Ciò consente una maggiore stabilità dei risultati anche in presenza di variazione dei perimetri delle singole aree di distribuzione. Sono stati aggiunti alla formula di perequazione due correttivi finalizzati a riconoscere gli effetti di alcune variabili esogene che possono influenzare il livello complessivo dei costi di distribuzione.
- 5.16 Agli indicatori tecnici proposti nella consultazione 2001 sono stati aggiunti i seguenti:
- a) percentuale, sul totale, di comuni serviti dall' esercente appartenenti alla categoria montana o a quella collinare, come definite in base alle informazioni contenute nella pubblicazione dell' ISTAT "Elenco dei comuni al 31 maggio 2001". Tale indicatore consente di tenere conto dell' effetto prodotto dalle caratteristiche morfologiche del territorio servito sul livello dei costi sostenuti dall' esercente. A parità di altre caratteristiche l' operare in aree montane o collinari comporta costi più elevati, sia in termini di costo del personale, a causa dei tempi più lunghi di intervento, anche in relazione alle difficoltà di accesso alle linee, sia in termini di impiego di capitale a parità di lunghezza delle linee, conseguenza delle caratteristiche territoriali (maggiore frequenza di zone boschive, corsi d' acqua, profonde vallate);
 - b) variabile che assume valore 1 quando la densità dei clienti per km di linea supera una certa soglia, valore 0 negli altri casi (variabile categorica dicotomica). Tale variabile consente di cogliere l' aumento dei costi legato all' operare in aree densamente abitate. A parità di altre condizioni, gli interventi sulla rete esistente appaiono infatti, se misurati unitariamente, mediamente più onerosi nelle aree urbane ad alta densità abitativa (costo degli scavi, costo dei ripristini stradali, costo di ritrovamenti archeologici). La soglia è stata fissata in modo tale che la variabile assuma valore 1 in corrispondenza delle principali aree urbane ad elevata densità di clientela.
- 5.17 Il carattere sperimentale della formulazione del meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione in media e bassa tensione suggerisce la definizione di dispositivi automatici capaci di tenere sotto controllo l' impatto che tale meccanismo può avere tanto sulle imprese di distribuzione quanto sui clienti finali.
- 5.18 L' organizzazione dell' attività di distribuzione dell' energia elettrica in Italia è caratterizzata da una forte concentrazione e dalla presenza di distributori di piccole dimensioni, il cui peso, in termini statistici, è poco rilevante. Per i piccoli distributori non sono disponibili informazioni contabili ottenute applicando le direttive dell' Autorità in materia di separazione contabile e amministrativa. La formula di perequazione, non potendo contare dei dati disaggregati per le imprese di piccole dimensioni, riflette le caratteristiche medie delle imprese del settore.

L'applicazione di tale formula alle piccole imprese porta a risultati non significativi, in particolare sembra portare a una tendenziale sovrastima del costo da riconoscere alle medesime. Cionondimeno si ritiene opportuno offrire anche alle piccole imprese l'opportunità di partecipare ai meccanismi di perequazione. In conseguenza di ciò e per evitare effetti distorsivi sull'economia del settore, con ingiustificate agevolazioni per le piccole e probabilmente sottodimensionate imprese, si è ritenuto opportuno porre un tetto. L'ammontare positivo derivante dall'applicazione della formula di perequazione, è riconosciuto al distributore per intero se inferiore o uguale al 10% dei ricavi ammessi dal vincolo V1 e dalla tariffa D1 a copertura dei costi di distribuzione in media e bassa tensione ("tetto"). Qualora sia superiore a tale livello, l'ammontare viene posto pari al 10% dei ricavi ammessi come sopra definiti.

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

- 5.19 L'ordinamento tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione introdotto dall'Autorità con la deliberazione n. 204/99 e ripreso nel Testo integrato si basa su tariffe amministrative fissate dall'Autorità. In particolare l'Autorità, a partire dall'anno 2000, ha fissato una tariffa di riferimento, non applicata direttamente ai clienti finali e definita D1, costruita in maniera da garantire, in media, la piena copertura dei costi sostenuti dal distributore per la fornitura di energia elettrica alle utenze domestiche. Per l'applicazione ai clienti finali, invece, l'Autorità ha definito due tariffe transitorie, la D2 e la D3, costruite in maniera tale da rispecchiare la struttura tariffaria vigente prima della riforma introdotta dall'Autorità e che prevedono livelli tariffari miranti a garantire, in media, un ricavo tariffario complessivo coerente con il ricavo che si sarebbe ottenuto dall'applicazione della tariffa D1.
- 5.20 Il meccanismo di perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3 è finalizzato a garantire che il ricavo ottenuto da ciascun distributore per l'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica alle utenze domestiche in bassa tensione, sia pari a quello ottenibile dall'applicazione della tariffa di riferimento D1 che garantisce la piena copertura dei costi, compensando eventuali scostamenti dovuti alle caratteristiche della clientela domestica servita. Tale soluzione, si differenzia da quanto previsto nella consultazione 2001 dove si proponeva di garantire, a ciascun distributore, un livello di ricavi tariffari pari a quelli che questi avrebbe potuto conseguire qualora la composizione della sua clientela domestica e la struttura dei consumi di tali clienti fosse stata pari a quella rilevata in relazione ai quattro principali distributori nazionali. Questa scelta va incontro alle indicazioni emerse nell'ambito della consultazione.

Integrazione dei ricavi tariffari derivanti dall'applicazione delle componenti GR.

- 5.21 Negli anni 2000 e 2001 hanno trovato applicazione le componenti di gradualità GR, introdotte dall'Autorità con la deliberazione n. 204/99. L'applicazione delle componenti GR ha dato luogo in generale a un livello di ricavi superiore rispetto a quello ammesso dal vincolo V1. In alcuni casi limitati l'applicazione delle componenti GR ha invece dato luogo a un livello dei ricavi inferiore rispetto a quello ammesso dal vincolo V1. Con riferimento a questi casi l'Autorità ritiene opportuno prevedere un meccanismo di integrazione, che annulli l'effetto prodotto sulle singole imprese dall'applicazione delle componenti GR.

Integrazione dei ricavi a copertura dei costi di distribuzione sulle reti di terzi per i distributori non direttamente connessi con la rete di trasmissione nazionale

- 5.22 In alcuni casi particolari l'applicazione delle condizioni tariffarie previste per il servizio di trasporto su reti di distribuzione, prestato a distributori, può comportare un onere complessivamente superiore a quello che il distributore medesimo può ottenere dai propri clienti a copertura dei costi di distribuzione. In tali casi l'Autorità ritiene opportuna l'introduzione di un correttivo. Nel caso in cui il distributore partecipi ai meccanismi di perequazione, il correttivo trova automatica applicazione. Nel caso in cui il distributore non intenda partecipare ai meccanismi di perequazione è prevista l'istituzione di un apposito meccanismo d'integrazione a partecipazione facoltativa, indipendente dai meccanismi di perequazione.

Limitazione dell'onere complessivo a carico dei clienti finali

- 5.23 La facoltà lasciata ai distributori di non partecipare ai meccanismi di perequazione fa venir meno ogni attesa di pareggio dei meccanismi di perequazione. L'obiettivo di ridurre l'incertezza a carico dei distributori perseguito attraverso la non obbligatorietà del sistema, tuttavia, deve essere adeguatamente bilanciato con il mandato di tutela dei clienti finali del servizio elettrico affidato all'Autorità.
- 5.24 A tal fine, come già anticipato nella consultazione 2001, lo schema di provvedimento prevede un "tetto" all'onere derivante dai meccanismi di perequazione che può essere fatto gravare sui clienti finali con riferimento alla perequazione degli anni 2000-2003. Tale onere è fissato nel complesso, per tutti e quattro gli anni, pari a 100 milioni di euro. Il rispetto di tale "tetto" potrebbe, pertanto, comportare una proporzionale riduzione degli ammontari di perequazione dovuti ai distributori che parteciperanno al meccanismo di perequazione.

Liquidazione dei saldi di perequazione.

- 5.25 Lo schema di provvedimento prevede che i saldi derivanti dai meccanismi di perequazione siano versati alle/dalle imprese di distribuzione, a partire dall'anno 2004. In alternativa le medesime imprese di distribuzione potrebbero utilizzare tali saldi di perequazione per compensare quelli che matureranno nel periodo di regolazione successivo.

ALLEGATO 1

Schema di provvedimento

Perequazione di costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica

TITOLO I

Disposizioni generali

Punto 1

Definizioni

1.1 Ai fini della presente deliberazione si applicano le definizioni contenute nell'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 ottobre 2001 n. 228/01, pubblicata nel Supplemento ordinario n. 277 alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 297, del 22 dicembre 2001 e successive modificazioni, integrate come segue:

- **Testo integrato** è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 ottobre 2001 n. 228/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 297, Supplemento ordinario n. 277, del 22 dicembre 2001 e successive modificazioni ed integrazioni;
- **deliberazione n. 174/01** è la deliberazione dell'Autorità 25 luglio 2001, n. 174/01 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 196 del 24 agosto 2001;
- **distributore** è l'esercente l'attività di distribuzione dell'energia elettrica di cui al comma 2.1, lettera a), punto iii) del Testo integrato;
- **misuratore a fasce** è il misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4;
- **opzioni ulteriori domestiche** sono le opzioni tariffarie ulteriori di cui all'articolo 23 del Testo integrato;
- **tariffa DI** è la tariffa *DI* di cui all'articolo 12 della deliberazione n. 204/99 ed all'articolo 22 del Testo integrato;
- **usi propri** sono i consumi di energia elettrica del distributore direttamente connessi allo svolgimento delle attività di distribuzione ai clienti del mercato vincolato.
- **vincolo VI** è il vincolo *VI* di cui all'articolo 6 della deliberazione n. 204/99 per gli anni 2000 e 2001, ed all'articolo 6 del Testo integrato, per gli anni 2002 e 2003;

Punto 2

Meccanismi di perequazione

2.1 Sono istituiti i seguenti meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori per gli anni 2000-2003:

- a) perequazione dei costi di acquisto di energia elettrica all'ingrosso per le forniture ai clienti del mercato vincolato;

- b) perequazione dei costi del servizio di trasporto sostenuti dai distributori per il servizio prestato dal Gestore della rete ;
- c) perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione;
- d) perequazione dei costi di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
- e) perequazione dei costi di distribuzione sulle reti a media e bassa tensione;
- f) perequazione dei ricavi per le forniture a clienti domestici;

Punto 3

Meccanismi di integrazione

- 3.1 E' istituito per gli anni 2000 e 2001 il meccanismo di integrazione dei ricavi derivanti dall'applicazione delle componenti tariffarie GR di cui all'articolo 3 della deliberazione n. 204/99.
- 3.2 E' istituito per gli anni 2000, 2001, 2002 e 2003, il meccanismo di integrazione dei ricavi a copertura dei costi di distribuzione sulle reti di terzi per i distributori non direttamente connessi con la rete di trasmissione nazionale.

Punto 4

Partecipazione ai meccanismi di perequazione e integrazione

- 4.1 Salvo quanto disposto dai successivi commi da 4.2 a 4.6, ai meccanismi di perequazione di cui al punto 2 sono ammessi tutti i distributori.
- 4.2 Per tutti gli anni del primo periodo di regolazione 2000, 2001, 2002 e 2003 la partecipazione ai meccanismi di perequazione di cui al comma 2.1 è facoltativa per tutti i distributori.
- 4.3 Con riferimento a ciascun distributore ed a ciascun anno, la partecipazione ad uno dei meccanismi di perequazione di cui al comma 2.1 comporta l'adesione a tutti gli altri meccanismi.
- 4.4 Sono esclusi dall'applicazione dei meccanismi di perequazione (a partecipazione facoltativa) i distributori che alla data dell'1 gennaio 2002 non disponevano delle misure dell'energia elettrica, rispettivamente immessa e prelevata nei punti di interconnessione, anche virtuali, nonché prelevata da clienti del mercato libero, distintamente per le fasce orarie F1, F2, F3 ed F4.
- 4.5 I meccanismi di perequazione di cui al punto 2 e di integrazione di cui al punto 3 non si applicano alle imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.
- 4.6 La partecipazione al meccanismo di integrazione di cui al comma 3.1 è facoltativa.
- 4.7 La partecipazione al meccanismo di integrazione di cui al comma 3.2 è facoltativa. Non sono ammessi gli esercenti che partecipano ai meccanismi di perequazione di cui al punto 2.

Punto 5

Calcolo dell'ammontare di perequazione complessivo

- 5.1 Per gli anni 2000, 2001, 2002 e 2003, per ciascun distributore, l'ammontare di perequazione complessivo, espresso in lire o in euro, è pari a:

$$AP = A+T+DA+DF+DB+RD$$

dove:

- AP è l'ammontare di perequazione complessivo per ciascun distributore e per ciascun anno;
 - A è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei costi di acquisto di energia elettrica all'ingrosso per le forniture ai clienti del mercato vincolato di cui al comma 2.1, lettera a), calcolato secondo quanto disposto dal successivo punto 9;
 - T è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei costi del servizio di trasporto sostenuti dai distributori per il servizio prestato dal Gestore della rete, di cui al comma 2.1, lettera b), calcolato secondo quanto disposto dal successivo punto 10;
 - DA è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione di cui al comma 2.1, lettera c), calcolato secondo quanto disposto dal successivo punto 11;
 - DF è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei costi di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, di cui al comma 2.1, lettera d), calcolato secondo quanto disposto dal successivo punto 12;
 - DB è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione sulle reti a media e bassa tensione, di cui al comma 2.1, lettera e), calcolato secondo quanto disposto dal successivo punto 13;
 - RD è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei ricavi per le forniture a clienti domestici, di cui al comma 2.1, lettera f), calcolato secondo quanto disposto dal successivo punto 14;
- 5.2 Gli ammontari complessivi AP, a livello nazionale, sono eventualmente ridotti proporzionalmente al fine di garantire che l'onere a carico dei clienti finali non superi, nel complesso, per il periodo 2000-2003, il valore di 100 milioni di euro.

Punto 6

Calcolo dell'ammontare dei meccanismi di integrazione

- 6.1 Per gli anni 2000 e 2001 l'ammontare di integrazione dei ricavi, espresso in lire, relativo al meccanismo di cui al comma 3.1 è pari alla somma algebrica delle componenti *GR* complessivamente addebitate o accreditate ai propri clienti, come riportate nelle schede per l'autocertificazione dei ricavi ai fini della verifica del vincolo *VI*, di cui alla deliberazione n. 174/01.
- 6.2 Per gli anni 2000, 2001, 2002 e 2003, l'ammontare di integrazione dei ricavi, espresso in lire o in euro, relativo al meccanismo di cui al comma 3.2 è pari alla differenza tra la somma dei ricavi ammessi dal vincolo *VI* e dalla tariffa *D1* a copertura dei costi di distribuzione sulle reti di alta, media e bassa tensione e il costo sostenuto per il servizio di trasporto su reti di distribuzione di terzi.

Punto 7

Liquidazione degli ammontari di perequazione e di integrazione

- 7.1 Gli ammontari di perequazione di cui al precedente punto 5 sono liquidati in rate di pari importo a partire dall'anno 2004.
- 7.2 I distributori possono utilizzare i medesimi ammontari di perequazione a compensazione degli ammontari di perequazione che matureranno negli anni 2004, 2005, 2006 e 2007.

7.3 Gli ammontari di integrazione di cui al precedente punto 6 sono liquidati a partire dall'anno 2004.

Punto 8

Disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico

- 8.1 E' istituito il conto per la perequazione dei ricavi per le forniture a clienti domestici
- 8.2 L'onere derivante da quanto previsto al precedente articolo 7 è ripartito proporzionalmente tra il Conto per la perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, il Conto per la perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione e il Conto per la perequazione dei ricavi per le forniture a clienti domestici.

TITOLO II

Meccanismi di perequazione

Punto 9

Perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato

- 9.1 Per l'anno 2000 l'ammontare di perequazione, espresso in lire, relativo al meccanismo di cui al comma 2.1, lettera a), è pari a:

$$A = [CA_{NM} - RA_{NM}]$$

dove:

- A è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato per ciascun distributore e per ciascun anno;
- CA_{NM} denota il costo sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore a fasce, aumentata della quantità consumata dai distributori per gli usi propri, calcolato secondo la seguente formula:

$$CA_{NM} = \sum_c \sum_i pgf_i * q^{c,NM} * \varphi_i * \lambda * \frac{LF}{\lambda}$$

- RA_{NM} denota la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo VI e dalla tariffa DI, a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato, per i clienti non dotati di misuratore a fasce;

con:

- LF, coefficiente che esprime le perdite effettive, come addebitate al distributore, dal livello di tensione del punto di misura al livello di tensione del punto di interconnessione;
- pgf_i , componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di produzione per ciascuna fascia oraria i, in vigore nell'anno 2000;

- $q^{c,NM}$, energia elettrica venduta ai clienti del mercato vincolato della tipologia c , non dotati di misuratore a fasce, aumentata della quota parte dell'energia elettrica consumata dai distributori per gli usi propri;
- $q_i^{c,M}$, energia elettrica consumata in ciascuna fascia oraria i dai clienti del mercato vincolato della tipologia c dotati di misuratore a fasce, aumentata della quota parte dell'energia elettrica consumata dai distributori per gli usi propri;
- q_i^{imm} , quantità di energia elettrica immessa nella rete del distributore in ciascuna fascia oraria i destinata ai clienti del mercato vincolato, come calcolata ai sensi dell'articolo 27 del Testo integrato, a cui è sottratta l'energia elettrica destinata ad autoconsumo, esclusi gli usi propri. Gli autoconsumi al netto degli usi propri, corretti per le perdite, sono attribuiti a ciascuna fascia oraria in base al profilo dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
- φ_i , quota parte dell'energia elettrica acquistata dal distributore in ciascuna fascia oraria i destinata ai clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore a fasce, calcolata secondo la seguente formula:

$$\varphi_i = \frac{(q_i^{imm} - \sum_c q_i^{c,M} * \lambda)}{\sum_i (q_i^{imm} - \sum_c q_i^{c,M} * \lambda)}$$

- λ , parametro λ come definito nel Testo integrato;
- λ' , coefficiente che esprime le perdite standard dal livello di tensione del punto di misura al livello di tensione del punto di interconnessione.

9.2 Per l'anno 2001 l'ammontare di perequazione, espresso in lire, relativo al meccanismo di cui al comma 2.1, lettera a), è pari a:

$$A = [CA_{NM} - RA_{NM}] + [\max(CA_M - RA_M; 0)]$$

dove:

- A è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato per ciascun distributore e per ciascun anno;
- CA_{NM} denota il costo sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore a fasce, aumentata della quantità consumata dai distributori per gli usi propri, calcolato secondo la seguente formula:

$$CA_{NM} = \sum_c \sum_i pgf_i * q^{c,NM} * \varphi_i * \lambda * \frac{LF}{\lambda'} + \sum_c \sum_J Ct * q_J^{c,NM} * \lambda * \frac{LF}{\lambda'}$$

- CA_M denota il costo sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, dotati di misuratore a fasce, aumentata della quantità consumata dai distributori per gli usi propri, calcolato secondo la seguente formula:

$$CA_M = \sum_c \sum_i pgf_i * q_i^{c,M} * \lambda * \frac{LF}{\lambda'} + \sum_c \sum_J Ct * q_J^{c,M} * \lambda * \frac{LF}{\lambda'}$$

- RA_{NM} ed RA_M denotano la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo VI e dalla tariffa DI, a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato, rispettivamente per i clienti non dotati di misuratore a fasce e per i clienti che dispongono di tale apparecchio. Ai fini del calcolo del ricavo ammesso dalla tariffa DI si assume un valore medio annuo del parametro C_t , calcolato coerentemente con quanto disposto ai fini della verifica del vincolo VI di cui all'articolo 9 della deliberazione n. 204/99, con successivo provvedimento dell'Autorità;

con:

- C_t , parametro C_t come definito nel Testo integrato;
- LF , coefficiente che esprime le perdite effettive, come addebitate al distributore, dal livello di tensione del punto di misura al livello di tensione del punto di interconnessione;
- pgf_i , componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di produzione per ciascuna fascia oraria i , in vigore nell'anno 2001;
- $q^{c,NM}$, energia elettrica venduta ai clienti del mercato vincolato della tipologia c , non dotati di misuratore a fasce, aumentata della quota parte dell'energia elettrica consumata dai distributori per gli usi propri;
- $q_i^{c,M}$, energia elettrica consumata in ciascuna fascia oraria i dai clienti del mercato vincolato della tipologia c dotati di misuratore a fasce, aumentata della quota parte dell'energia elettrica consumata dai distributori per gli usi propri;
- $q_J^{c,NM}$, energia elettrica consumata in ciascun bimestre J dell'anno dai clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore a fasce, calcolata secondo la seguente formula:

$$q_J^{c,NM} = q^{c,NM} \frac{(q_J^{imm} - \sum_c q_J^{c,M} * \lambda)}{\sum_J (q_J^{imm} - \sum_c q_J^{c,M} * \lambda)}$$

- $q_J^{c,M}$, quantità di energia elettrica consumata in ciascun bimestre J dell'anno dai clienti del mercato vincolato della tipologia c dotati di misuratore a fasce;
- q_i^{imm} , quantità di energia elettrica immessa nella rete del distributore in ciascuna fascia oraria i destinata al mercato vincolato, come calcolata ai sensi dell'articolo 27 del Testo integrato, a cui è sottratta l'energia elettrica destinata ad autoconsumo, esclusi gli usi propri. Gli autoconsumi al netto degli usi propri, corretti per le perdite, sono attribuiti a ciascuna fascia oraria in base al profilo dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
- q_J^{imm} , quantità di energia elettrica immessa nella rete del distributore in ciascun bimestre J dell'anno destinata ai clienti del mercato vincolato;
- φ_i , quota parte dell'energia elettrica acquistata dal distributore in ciascuna fascia oraria i destinata ai clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore a fasce, calcolata secondo la seguente formula:

$$\varphi_i = \frac{(q_i^{imm} - \sum_c q_i^{c,M} * \lambda)}{\sum_i (q_i^{imm} - \sum_c q_i^{c,M} * \lambda)}$$

- λ , parametro λ come definito nel Testo integrato;
- λ' , coefficiente che esprime le perdite standard dal livello di tensione del punto di misura al livello di tensione del punto di interconnessione.

9.3 Per gli anni 2002 e 2003 l'ammontare di perequazione, espresso in euro, relativo al meccanismo di cui al comma 2.1, lettera a), è pari a:

$$A = [CA_{NM} - RA_{NM}] + [\max(CA_M - RA_M; 0)]$$

dove:

- A è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato per ciascun distributore e per ciascun anno;
- CA_{NM} denota il costo sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore a fasce, aumentata della quantità consumata dai distributori per gli usi propri, calcolato secondo la seguente formula:

$$CA_{NM} = \sum_c \sum_i pgf_i * q^{c,NM} * \varphi_i * \lambda * \frac{LF}{\lambda'} + \sum_c \sum_J Ct * q_J^{c,NM} * \lambda * \frac{LF}{\lambda'}$$

- CA_M denota il costo sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, dotati di misuratore a fasce, aumentata della quantità consumata dai distributori per gli usi propri, calcolato secondo la seguente formula:

$$CA_M = \sum_c \sum_i pgf_i * q_i^{c,M} * \lambda * \frac{LF}{\lambda'} + \sum_c \sum_J Ct * q_J^{c,M} * \lambda * \frac{LF}{\lambda'}$$

- RA_{NM} ed RA_M denotano la somma dei ricavi ottenibili per ciascuna tipologia di utenza applicando la componente CCA, rispettivamente per i clienti vincolati non dotati di misuratore a fasce e per i clienti vincolati che dispongono di tale apparecchio, al netto della componente VE.

con:

- Ct , parametro Ct come definito nel Testo integrato;
- LF , coefficiente che esprime le perdite effettive, come addebitate al distributore, dal livello di tensione del punto di misura al livello di tensione del punto di interconnessione;
- pgf_i , componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di produzione per ciascuna fascia oraria i , in vigore in ciascun anno;

- $q^{c,NM}$, energia elettrica venduta ai clienti del mercato vincolato della tipologia c , non dotati di misuratore a fasce, aumentata dell'energia elettrica consumata dai distributori per gli usi propri;
- $q_J^{c,NM}$, energia elettrica venduta in ciascun bimestre J ai clienti del mercato vincolato della tipologia c , non dotati di misuratore a fasce, aumentata dell'energia elettrica consumata dai distributori per gli usi propri;
- $q_i^{c,M}$, energia elettrica consumata in ciascuna fascia oraria i dai clienti del mercato vincolato della tipologia c dotati di misuratore a fasce, aumentata della quota parte dell'energia elettrica consumata dai distributori per gli usi propri;
- φ_i , quota parte dell'energia elettrica acquistata dal distributore in ciascuna fascia oraria i destinata ai clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore a fasce, calcolata secondo la seguente formula:

$$\varphi_i = \frac{(q_i^{imm} - \sum_c q_i^{c,M} * \lambda)}{\sum_i (q_i^{imm} - \sum_c q_i^{c,M} * \lambda)}$$

- λ , parametro λ come definito nel Testo integrato;
- λ' , coefficiente che esprime le perdite standard dal livello di tensione del punto di misura al livello di tensione del punto di interconnessione.

Punto 10

Perequazione dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale

10.1 Per gli anni 2000 e 2001 l'ammontare di perequazione, espresso in lire, relativo al meccanismo di cui al comma 2.1, lettera b) è pari a:

$$T = [CT_{NM} - RT_{NM}] + \max[(CT_M - RT_M); 0]$$

dove:

- T è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale;
- CT_{NM} denota il costo sostenuto per l'acquisto del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, relativo all'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore a fasce, aumentata della quantità consumata dai distributori per gli usi propri, calcolato secondo la seguente formula:

$$CT_{NM} = \sum_c \sum_i ctr_i * q^{c,NM} * \varphi_i * \lambda * L * \frac{LF}{\lambda}$$

- CT_M denota il costo sostenuto per l'acquisto del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, relativo all'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato dotati di misuratore a fasce, aumentata della quantità consumata dai distributori per gli usi propri, calcolato secondo la seguente formula:

$$CT_M = \sum_c \sum_i ctr_i * q_i^{c,M} * \lambda * L * \frac{LF}{\lambda'}$$

- RT_{NM} ed RT_M denotano la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo VI e dalla tariffa DI , a copertura dei costi per l'acquisto del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale destinata ai propri clienti del mercato vincolato, rispettivamente per i clienti non dotati di misuratore a fasce e per i clienti che dispongono di tale apparecchio;

con:

- ctr_i , corrispettivo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale, differenziato per ciascuna fascia oraria i , in vigore in ciascun anno;
- L , coefficiente di correzione delle perdite sulla rete di trasmissione nazionale;
- LF , coefficiente che esprime le perdite effettive, come addebitate al distributore, dal livello di tensione del punto di misura al livello di tensione del punto di interconnessione;
- $q^{c,NM}$, energia elettrica venduta ai clienti del mercato vincolato della tipologia c , non dotati di misuratore a fasce, aumentata della quota parte dell'energia elettrica consumata dai distributori per gli usi propri;
- $q_i^{c,M}$, energia elettrica consumata in ciascuna fascia oraria i dai clienti del mercato vincolato della tipologia c dotati di misuratore a fasce, aumentata della quota parte dell'energia elettrica consumata dai distributori per gli usi propri;
- q_i^{imm} , quantità di energia elettrica immessa nella rete del distributore in ciascuna fascia oraria i destinata ai clienti del mercato vincolato, come calcolata ai sensi dell'articolo 27 del Testo integrato, a cui è sottratta l'energia elettrica destinata ad autoconsumo, esclusi gli usi propri. Gli autoconsumi al netto degli usi propri, corretti per le perdite, sono attribuiti a ciascuna fascia oraria in base al profilo dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
- φ_i , quota parte dell'energia elettrica acquistata dal distributore in ciascuna fascia oraria i destinata ai clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore a fasce, calcolata secondo la seguente formula:

$$\varphi_i = \frac{(q_i^{imm} - \sum_c q_i^{c,M} * \lambda)}{\sum_i (q_i^{imm} - \sum_c q_i^{c,M} * \lambda)}$$

- λ , parametro λ come definito nel Testo integrato;
- λ' , coefficiente che esprime le perdite standard dal livello di tensione del punto di misura al livello di tensione del punto di interconnessione.

10.2 In deroga a quanto previsto dal comma 10.1, nel caso in cui il Gestore della rete abbia effettuato addebiti integrativi d'acconto al distributore sulla base di quanto indicato nelle comunicazioni dell'Autorità 29 settembre 2000 (protocollo: AP/M00/1915/cp), 10 maggio 2001 (protocollo: PB/M01/933/gb-cp), 25 giugno 2001 (protocollo PB/M01/1244/gb-cp) e 9 aprile 2002 (protocollo PB/M02/1500/cp), senza procedere a successivi conguagli, l'ammontare di perequazione T, non negativo, espresso in lire, viene calcolato secondo la seguente formula:

$$T = \max[(CT'_M - RT'_M); 0]$$

dove:

- T è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale;
- CT'_M denota il costo sostenuto dal distributore per l'acquisto del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, relativo all'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato dotati di misuratore a fasce, aumentata della quantità consumata dai distributori per gli usi propri, calcolato secondo la seguente formula:

$$CT'_M = \sum_c \sum_i ctr_i * q_i^{c,M} * \lambda * L * \frac{LF}{\lambda'}$$

- RT'_M denota il ricavo ammesso dal vincolo VI e dalla tariffa DI, a copertura dei costi di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, dotati di misuratore a fasce;

con:

- ctr_i , corrispettivo per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica, differenziato per ciascuna fascia oraria i , in vigore in ciascun anno;
- L , coefficiente di correzione delle perdite sulla rete di trasmissione nazionale;
- LF , coefficiente che esprime le perdite effettive, come addebitate al distributore, dal livello di tensione del punto di misura al livello di tensione del punto di interconnessione;
- $q_i^{c,M}$, energia elettrica consumata in ciascuna fascia oraria i dai clienti della tipologia c dotati di misuratore a fasce, aumentata dell'energia elettrica consumata dai distributori per gli usi propri
- λ , parametro λ come definito nel Testo integrato;
- λ' , coefficiente che esprime le perdite standard dal livello di tensione del punto di misura al livello di tensione del punto di interconnessione.

10.3 Nel caso di cui al comma 10.2 il distributore deve trasmettere copia delle fatture ricevute dal Gestore della rete di competenza dell'esercizio al quale si riferisce l'ammontare di perequazione.

10.4 Per gli anni 2002 e 2003 l'ammontare di perequazione, espresso in euro, relativo al meccanismo di cui al comma 2.1, lettera b) è pari a:

$$T = [CT_{NM} - RT_{NM}]$$

dove:

- T è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale;
- CT_{NM} denota il costo sostenuto dal distributore per l'acquisto del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, relativo all'energia elettrica destinata ai clienti finali, non dotati di misuratore a fasce, aumentata della quantità consumata dal distributore per gli usi propri, calcolato secondo la seguente formula:

$$CT_{NM} = \sum_c \sum_i ctr_i * qe^{c,NM} * \varphi e_i * \lambda * L * \frac{LF}{\lambda'}$$

- RT_{NM} denota la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo VI e dalla tariffa DI, a copertura del costo sostenuto dal distributore per l'acquisto del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti finali, non dotati di misuratore a fasce, ottenuti applicando le componenti $\rho_3^c(tras)$ alle quantità consumata in ciascun anno da ciascuna tipologia c;

con:

- ctr_i , corrispettivo per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica, differenziato per ciascuna fascia oraria i , in vigore in ciascun anno;
- L , coefficiente di correzione delle perdite sulla rete di trasmissione nazionale;
- LF , coefficiente che esprime le perdite effettive, come addebitate al distributore, dal livello di tensione del punto di misura al livello di tensione del punto di interconnessione;
- $qe^{c,NM}$, energia elettrica consumata prelevata dai clienti finali della tipologia c , non dotati di misuratore a fasce, aumentata dell'energia elettrica consumata dai distributori per gli usi propri;
- φe_i , quota parte dell'energia elettrica acquistata dal distributore in ciascuna fascia oraria i destinata ai clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore a fasce, calcolata secondo la seguente formula:

$$\varphi e_i = \frac{(q_i^{prel} - \sum_c qe_i^{c,M} * \frac{\lambda}{\lambda''})}{\sum_i (q_i^{prel} - \sum_c qe_i^{c,M} * \frac{\lambda}{\lambda''})};$$

- $qe_i^{c,M}$, energia elettrica consumata in ciascuna fascia oraria i dai clienti finali della tipologia c dotati di misuratore a fasce, aumentata dell'energia elettrica consumata dai distributori per gli usi propri;
- q_i^{prel} , quantità di energia elettrica prelevata dal distributore in ciascuna fascia oraria i , come calcolata ai sensi dell'articolo 27 del Testo integrato, a cui è sottratta l'energia elettrica destinata ad autoconsumo, esclusi gli usi propri. Gli autoconsumi al netto degli usi propri, corretti per le perdite, sono attribuiti a ciascuna fascia oraria in base al profilo dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
- λ , parametro λ come definito nel Testo integrato;
- λ' , coefficiente che esprime le perdite standard dal livello di tensione del punto di misura al livello di tensione del punto di interconnessione;
- λ'' , coefficiente delle perdite standard dal punto di interconnessione del distributore al livello della rete di trasmissione nazionale;

Punto 11

Perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione

11.1 Per gli anni 2000, 2001, 2002 e 2003 l'ammontare di perequazione, espresso in lire per gli anni 2000 e 2001 e in euro per gli anni 2002 e 2003, relativo al meccanismo di cui al comma 2.1, lettera c) è pari a:

$$DA = C_1 + C_2 - [RA_{DIR} * \xi + RA_{TOT} * (1 - \xi)]$$

dove:

- DA è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione;
- C_1 (espresso in lire ovvero in euro) è, per ciascun distributore e per ciascun anno, il costo diretto standard relativo all'intero sistema delle linee ad alta tensione di distribuzione, calcolato secondo la seguente formula:

$$C_1 = \frac{\sum_k P_k * N_{k,m}}{\sum_m \sum_k P_k * N_{k,m}} * \sum_m \sum_c \rho_3^{c,c} (disAT) * qe^{c,m}$$

- C_2 (espresso in lire ovvero in euro) è, per ciascun distributore e per ciascun anno, il costo eventualmente sostenuto per l'utilizzo di reti ad alta tensione di altri distributori, calcolato secondo la seguente formula:

$$C_2 = \sum_t s^t * qp^t + sv^{AT} * np^{AT}$$

- RA_{DIR} (espresso in lire ovvero in euro) è per ciascun distributore e per ciascun anno, la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo VI e dalla tariffa DI a copertura dei costi diretti di distribuzione in alta tensione, calcolato considerando i consumi di tutti i clienti finali, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri, e applicando i corrispettivi unitari $\rho_3^{c,c} (disAT)$ riportati nella tabella 1. RA_{DIR} comprende anche il ricavo RT_{DIR} a copertura dei costi diretti di distribuzione in alta tensione relativo al servizio di trasporto eventualmente prestato ad altri distributori, calcolato secondo la seguente formula:

$$RT_{DIR} = \sum_t u^t * q^t$$

- RA_{TOT} (espresso in lire ovvero in euro) è per ciascun distributore e per ciascun anno, la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo VI e dalla tariffa DI a copertura dei costi di distribuzione in alta tensione, calcolato considerando i consumi di tutti i clienti finali nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri. RA_{TOT} comprende anche il ricavo RT_{TOT} a copertura dei costi di distribuzione in alta tensione relativo al servizio di trasporto eventualmente prestato ad altri distributori, calcolato secondo la seguente formula:

$$RT_{TOT} = \sum_t s^t * q^t$$

con:

- $N_{k,m}$, consistenza delle componenti k delle linee di distribuzione ad alta tensione, come risulta dall'autocertificazione del distributore m ;

- np^t , numero dei punti di consegna ovvero dei punti di interconnessione, distinti per livello di tensione t ;
- $qe^{c,m}$, quantità di energia elettrica relativa al servizio trasporto prestato a ciascuna tipologia di utenza c da ciascun distributore m ;
- q^t , quantità di energia elettrica prelevata dalla rete di distribuzione del distributore da altri distributori, per ciascun livello di tensione t ;
- qp^t , quantità di energia elettrica prelevata da reti di distribuzione di terzi, per ciascun livello di tensione t ;
- p_k , costo unitario standard di ciascuna componente k delle linee di distribuzione ad alta tensione, come riportato nella tabella 2;
- s^t , componenti dei corrispettivi per il servizio di trasporto prestato a distributori, destinati alla copertura dei costi di distribuzione su reti di alta tensione, per ciascun livello di tensione t , come riportate nella tabella 3;
- sv^{at} , componenti dei corrispettivi per il servizio di trasporto prestato a distributori con punto di consegna in alta tensione destinati alla copertura dei costi di vendita, distinto per livello di tensione t , come riportate nella tabella 4;
- u^t , corrispettivo unitario previsto a copertura dei costi diretti di distribuzione in alta tensione relativi al servizio di trasporto prestato ad altri distributori, distinto per livello di tensione t , pari ai valori del parametro $\rho_3^c(disAT)$ riportati nella tabella 1 e riferiti alle tipologie di utenza altri usi del livello di tensione corrispondente;
- ξ , rapporto tra la quantità di energia elettrica prelevata dal distributore dalla rete di trasmissione nazionale e il totale di energia elettrica prelevata dal distributore.

11.2 Il livello complessivo dei ricavi ammessi di cui al comma 11.1 viene calcolato come valore minimo tra:

- g) livello dei ricavi calcolato con riferimento a quantità standard di consumo e di clienti, coerenti con le quantità stimate ai fini della determinazione dei vincoli tariffari; tali quantità standard vengono determinate, incrementando i consumi effettivi del 1997 del 4,3% ed il numero dei clienti del 3,7%;
- h) il livello dei ricavi calcolati con riferimento alle quantità effettive dell'anno di riferimento.

Punto 12

Perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione

12.1 Per gli anni 2000, 2001, 2002 e 2003 l'ammontare di perequazione, espresso in lire per gli anni 2000 e 2001 e in euro per gli anni 2002 e 2003, relativo al meccanismo di cui al comma 2.1, lettera d) è pari a:

$$DF = Cf_1 + Cf_2 - [RF_{DIR} * \mu + RF_{TOT} * (1 - \mu)]$$

dove:

- DF è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
- Cf_1 (espresso in lire ovvero in euro) è, per ciascun distributore e per ciascun anno, il costo diretto standard relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato secondo la seguente formula:

$$Cf_1 = \frac{\sum_k r_k * N_{k,m}}{\sum_m \sum_k r_k * N_{k,m}} * \left(\sum_m \sum_c \rho_3^{c,c} (disMT) * qe^{c,m} + \sum_m \sum_c \rho_1^{c,c} (disMT) * ne^{c,m} \right)$$

- Cf_2 (espresso in lire ovvero in euro) è, per ciascun distributore e per ciascun anno, il costo eventualmente sostenuto per il prelievo di energia elettrica da reti di distribuzione di terzi, relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato secondo la seguente formula:

$$Cf_2 = \sum_t z^t * qp^t + \sum_t sv^t * np^t$$

- RF_{DIR} (espresso in lire ovvero in euro) è per ciascun distributore e per ciascun anno, la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo VI e dalla tariffa DI a copertura dei costi diretti relativi alla trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato considerando i consumi di tutti i clienti finali nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri, e applicando i corrispettivi unitari $\rho_1^{c,c}(disMT)$ e $\rho_3^{c,c}(disMT)$ riportati in tabella 5. RF_{DIR} comprende anche il ricavo Rf_{DIR} a copertura dei costi di trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione relativo al servizio di trasporto eventualmente prestato ad altri distributori, calcolato secondo la seguente formula:

$$Rf_{DIR} = \sum_t w^t * qe^t$$

- RF_{TOT} (espresso in lire ovvero in euro) è per ciascun distributore e per ciascun anno, la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo VI e dalla tariffa DI a copertura dei costi relativi alla trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato considerando i consumi di tutti i clienti finali, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri, e applicando i corrispettivi unitari riportati nella tabella 6. RF_{TOT} comprende anche il ricavo Rf_{TOT} a copertura dei costi di trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione relativo al servizio di trasporto eventualmente prestato ad altri distributori, calcolato secondo la seguente formula:

$$Rf_{TOT} = \sum_t z^t * qe^t$$

con:

- $ne^{c,m}$, numero di clienti (ovvero di punti di prelievo) appartenenti a ciascuna tipologia c di ciascun distributore m ;
- $N_{k,m}$, consistenza delle componenti k delle stazioni di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione in termini di potenza nominale di trasformazione espressa in MVA, come risulta dall'autocertificazione del distributore m ;
- np^t , numero dei punti di consegna ovvero dei punti di interconnessione in media o bassa tensione, distinti per livello di tensione t , con t pari a bt o a mt ;
- $qe^{c,m}$, quantità di energia elettrica relativa al servizio trasporto prestato a ciascuna tipologia di utenza c da ciascun distributore m ;
- qe^t , quantità di energia elettrica prelevata dalla propria rete di distribuzione da altri distributori, per ciascun livello di tensione t ;
- qp^t , quantità di energia elettrica prelevata da reti di distribuzione di terzi, per ciascun livello di tensione t ;
- r_k , costo unitario standard delle componenti k delle stazioni di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, come riportato nella tabella 7;
- sv^t , componenti dei corrispettivi per il servizio di trasporto prestato a distributori con punto di consegna al livello di tensione t , con t che può valere media o bassa tensione, destinati alla copertura dei costi di vendita, come riportate nella tabella 4;
- z^t , componenti dei corrispettivi per il servizio di trasporto prestato a distributori destinati alla copertura dei costi di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, distinti per livello di tensione t , come riportate nella tabella 6 e riferiti alle tipologie contrattuali per utenze in bassa tensione altri usi, utenze in media tensione altri usi e utenze in media tensione altri usi;
- w^t , corrispettivo unitario a copertura dei costi diretti di trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione relativi al servizio di trasporto prestato ad altri distributori, distinto per livello di tensione t , come riportato nella tabella 5 e riferito alle tipologie contrattuali per utenze in bassa tensione altri usi, utenze in media tensione altri usi e utenze in media tensione altri usi;
- μ , rapporto tra la somma della quantità di energia elettrica prelevata dal distributore dalla rete di trasmissione nazionale e da punti di consegna collocati in alta tensione e il totale di energia elettrica prelevata dal distributore.

12.2 Il livello complessivo dei ricavi ammessi di cui al comma 12.1 viene calcolato come valore minimo tra:

- a) livello dei ricavi calcolato con riferimento a quantità standard di consumo e di clienti, coerenti con le quantità stimate ai fini della determinazione dei vincoli tariffari; tali quantità standard vengono determinate, incrementando i consumi effettivi del 1997 del 4,3% ed il numero dei clienti del 3,7%;

- b) il livello dei ricavi calcolati con riferimento alle quantità effettive dell'anno di riferimento.

Punto 13

Perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione

- 13.1 Per gli anni 2000, 2001, 2002 e 2003 l'ammontare di perequazione, espresso in lire per gli anni 2000 e 2001 e in euro per gli anni 2002 e 2003, relativo al meccanismo di cui al comma 2.1, lettera d) è pari a:

$$DB = \min(Db ; 0,1 * RA)$$

dove:

$$Db = \sum_p Db_p$$

- DB è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione in media e bassa tensione;
- RA denota la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo VI e dalla tariffa DI , a copertura dei costi diretti di distribuzione in media e bassa tensione, calcolato considerando tutti i clienti finali, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri, e applicando i corrispettivi unitari riportati nella tabella 8;

con:

- Db_p , importo calcolato per ciascuna impresa, ovvero per ciascuna provincia p in cui opera l'impresa, se l'impresa opera in più province, secondo la seguente formula:

$$Db_p = A + \sum_i \beta_i * Z_{i,p}$$

- A , costante il cui valore è pari a lire 36.045.394.871 per gli anni 2000 e 2001 e a euro 18.615.892,86 per gli anni 2002 e 2003.
- $Z_{i,p}$, indicatori tecnici i , relativi a ciascuna impresa, ovvero per ciascuna provincia p in cui opera l'impresa, indicati nella tabella 9;
- β_i , coefficienti degli indicatori Z riportati nella tabella 10.

- 13.2 Nel caso di imprese che abbiano acquisito rami di azienda nell'ambito di una medesima provincia, l'ammontare di perequazione CAp è calcolato, nei primi cinque anni successivi all'acquisizione, considerando i due rami come se fossero imprese separate.

Punto 14

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

- 14.1 Per gli anni 2000, 2001, 2002 e 2003 l'ammontare di perequazione, espresso in lire per gli anni 2000 e 2001 e in euro per gli anni 2002 e 2003, relativo al meccanismo di cui al comma 2.1, lettera f), è pari a:

$$RD = RA - RE$$

dove:

- RD è l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di perequazione dei ricavi ottenuti dalle tariffe $D2$ e $D3$.
- RA rappresenta il livello dei ricavi che il distributore avrebbe conseguito dall'applicazione della tariffa $D1$ ai clienti, ai quali sono state applicate le tariffe $D2$ e $D3$ ovvero opzioni ulteriori domestiche, con riferimento al numero medio di clienti, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza dell'anno al quale si riferisce l'ammontare di perequazione;
- RE rappresenta il livello dei ricavi che il distributore avrebbe conseguito dall'applicazione delle tariffe $D2$ e $D3$, senza sconti o abbuoni, ai clienti ai quali sono state applicate le tariffe $D2$ e $D3$ ovvero opzioni ulteriori domestiche, con riferimento al numero medio di clienti, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza dell'anno al quale si riferisce l'ammontare di perequazione.

ALLEGATO 2

Tabelle per la stima di costi e ricavi

Tabella 1 – Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi diretti di distribuzione in alta tensione per tipologia di utenza ($\rho'_3^c(disAT)$) (di cui al punto 11.1)

Tipologia	Anno 2000	Anno 2001	Anno 2002	Anno 2003
	lire/kWh	lire/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione –usi domestici	0,70	0,70	0,0369	0,0369
Bassa tensione – illuminazione pubblica	0,63	0,63	0,0296	0,0296
Bassa tensione – altri usi	0,87	0,87	0,0375	0,0375
Media tensione – illuminazione pubblica	0,40	0,40	0,0176	0,0176
Media tensione – altri usi	0,80	0,80	0,0358	0,0358
Alta tensione	0,48	0,48	0,0212	0,0212

Tabella 2 – Costo unitario standard per componente di rete di alta tensione (pk) (di cui al punto 11.1)

Componente	Costo unitario standard (lire)	Costo unitario standard (euro)
Linee 380 kV singola terna (per km)	21.333.805	11.017,99
Linee 380 kV doppia terna (per km)	17.067.044	8.814,39
Linee 220 kV –singola terna (per km)	7.210.410	3.723,87
Linee 220 kV – doppia terna (per km)	5.768.328	2.979,09
Linee 150/130 kV – singola terna (per km)	7.757.810	4.006,57
Linee 150/130 kV – doppia terna (per km)	6.206.248	3.205,26
Linee 220 kV – in cavo (per km)	106.003.668	54.746,33
Linee 130 kV – in cavo (per km)	88.143.263	45.522,20
Cavo SACOI (per km)	11.361.254	5.867,60
Linee 200 kV – corrente continua (per km)	2.198.125	1.135,24
Linee 60 kV – singola terna (per km)	5.818.358	3.004,93
Linee 60 kV – doppia terna (per km)	4.654.686	2.403,94
Linee 60 kV – in cavo (per km)	66.107.447	34.141,65

Tabella 3 – Quota parte dei corrispettivi unitari relativi al servizio di trasporto prestato a distributori, destinati alla copertura dei costi di distribuzione su reti di alta tensione (st) (di cui al punto 11.1)

Tensione di consegna	Anno 2000	Anno 2001	Anno 2002	Anno 2003
	lire/kWh	lire/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
Alta tensione	1,42	1,40	0,0720	0,0740
Media tensione	2,10	2,08	0,1075	0,1100
Bassa tensione	2,20	2,18	0,1124	0,1149

Tabella 4 – Quota parte dei corrispettivi unitari relativi al servizio di trasporto prestato a distributori, destinati alla copertura dei costi di vendita (sv^{at} , sv^j) (di cui ai punti 11.1 e 12.1)

Tensione di consegna	Anno 2000	Anno 2001	Anno 2002	Anno 2003
	lire/punto di consegna	lire/punto di consegna	centesimi di euro/punto di interconnessione	centesimi di euro/punto di interconnessione
Alta tensione	111.502.600	109.384.100	5.581.427,18	5.497.705,77
Media tensione	2.273.000	2.229.800	113.775,45	112.068,82
Bassa tensione	104.600	102.600	5.236,87	5.158,32

Tabella 5 – Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi diretti di trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione per tipologia di utenza ($\rho_1^c(disMT)$, $\rho_3^c(disMT)$) (di cui al punto 12.1)

Tipologia	Anno 2000		Anno 2001		Anno 2002		Anno 2003	
	lire/cliente per anno	lire/kWh	lire/cliente per anno	lire/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione –usi domestici		2,62		2,59		0,1347		0,1362
Bassa tensione – illuminazione pubblica		2,09		2,06		0,1075		0,1090
Bassa tensione – altri usi		2,95		2,92		0,1527		0,1542
Media tensione – illuminazione pubblica		2,31		2,29		0,1194		0,1213
Media tensione – altri usi	2.297.985		2.270.824		118.245,19		119.681,76	

Tabella 6 – Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi di trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione per tipologia di utenza (compresa una quota parte di costi comuni attribuiti) (di cui al punto 12.1)

Tipologia	Anno 2000		Anno 2001		Anno 2002		Anno 2003	
	lire/client e per anno	lire/kWh	lire/cliente per anno	lire/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione –usi domestici		4,86		4,80		0,2497		0,2525
Bassa tensione – illuminazione pubblica		3,88		3,82		0,1994		0,2022
Bassa tensione – altri usi		5,47		5,41		0,2830		0,2858
Media tensione – illuminazione pubblica		2,28		4,24		0,2210		0,2246
Media tensione – altri usi	4.259.629		4.209.282		219.183,59		221.846,47	

Tabella 7 – Costo unitario standard per componente relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione (r_k) (di cui al punto 12.1)

Componente	Costo unitario standard (lire)	Costo unitario standard (euro)
Trasformatori 220/MT (per MVA installato)	6.754.000	3.488,25
Trasformatori 150-130/MT (per MVA installato)	6.331.000	3.269,60
Altri trasformatori AT/MT (per MVA installato)	7.772.000	4.014,07

Tabella 8 – Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi diretti di distribuzione in media e bassa tensione per tipologia di utenza (di cui al punto 13.1)

Tipologia	Anno 2000		Anno 2001		Anno 2002		Anno 2003	
	lire/client e per anno	lire/kWh	lire/cliente per anno	lire/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione – illuminazione pubblica		11,0		10,9		0,57		0,57
Bassa tensione – altri usi	148.000	8,0	146.300	7,9	7.618,03	0,41	7.710,58	0,42
Media tensione – illuminazione pubblica		6,0		6,0		0,31		0,32
Media tensione – altri usi	5.970.000		5.899.400		307.192,50		310.924,61	
	lire/kW per anno	lire/kWh	lire/kW per anno	lire/kWh	centesimi di euro /kW per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro /kW per anno	centesimi di euro/kWh
BT domestici	21.000	7,0	20.800	6,9	1.080,37	0,36	1.093,50	0,36

Tabella 9 – Indicatori tecnici per la determinazione dell’ammontare di perequazione relativo ai costi di distribuzione dell’energia elettrica su reti di media e bassa tensione (di cui al punto 13.1)

Z ₁ : numero di clienti serviti;
Z ₂ : numero di clienti serviti in rapporto alla lunghezza delle linee di distribuzione in media e bassa tensione misurate in km;
Z ₃ : lunghezza delle linee di distribuzione in media e bassa tensione misurate in km in rapporto all’area territoriale servita misurata in km ² ;
Z ₄ : percentuale delle linee di distribuzione in media e bassa tensione interrato rispetto al totale;
Z ₅ : numero di clienti allacciati in media tensione, ad esclusione degli usi di illuminazione pubblica, in rapporti al numero totale dei clienti serviti;
Z ₆ : potenza media impegnata dai clienti domestici misurata in kW;
Z ₇ : percentuale dei comuni, presenti nella provincia di riferimento dell’esercente, appartenenti alla categoria montana o a quella collinare, come definite in base al Censimenti Istat 2001;
Z ₈ : variabile dummy che assume valore 1 se il rapporto tra il numero di clienti serviti e la lunghezza delle linee di distribuzione in media e bassa tensione è superiore a 54,05, mentre assume valore 0 se tale rapporto è inferiore o uguale a 54,05.

Tabella 10 – Coefficienti degli indicatori tecnici (β_i) per la determinazione dell'ammontare di perequazione relativo ai costi di distribuzione dell'energia elettrica su reti di media e bassa tensione (di cui al punto 13.1)

	Anni 2000 e 2001	Anni 2002 e 2003
β_1 (numero di clienti serviti)	-25.000	-12,91
β_2 (numero di clienti serviti in rapporto alla lunghezza delle linee di distribuzione in media e bassa tensione misurate in km)	-277.750.000	-143.445,90
β_3 : (lunghezza delle linee di distribuzione in media e bassa tensione misurate in km in rapporto all'area territoriale servita misurata in km ²)	-353.789.000	-182.716,77
β_4 (percentuale delle linee di distribuzione in media e bassa tensione interrate rispetto al totale)	7.565.207.000	3.907.103,35
β_5 (numero di clienti allacciati in media tensione, ad esclusione degli usi di illuminazione pubblica, in rapporti al numero totale dei clienti serviti)	-1.304.834.947.000	-673.891.010,55
β_6 (potenza media impegnata dai clienti domestici misurata in kW):	-6.961.539.000	-3.595.334,84
β_7 (percentuale dei comuni, presenti nella provincia di riferimento dell'esercente, appartenenti alla categoria montana o a quella collinare, come definite in base al Censimenti Istat 2001)	38.120.000	19.687,34
β_8 (variabile dummy che assume valore 1 se il rapporto tra il numero di clienti serviti e la lunghezza delle linee di distribuzione in media e bassa tensione è superiore a 54,05, mentre assume valore 0 se tale rapporto è inferiore o uguale a 54,05)	5.102.564.000	2.635.254,38