

TESTO INTEGRATO
DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E
IL GAS PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE,
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA

Periodo di regolazione 2008-2011

Versione modificata con deliberazione n. ARG/elt 30/08

INDICE

PARTE I DEFINIZIONI	6
Articolo 1 Definizioni	6
PARTE II REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI	16
TITOLO 1 DISPOSIZIONI GENERALI	16
Articolo 2 Ambito oggettivo	16
Articolo 3 Criteri generali di regolazione dei corrispettivi	17
Articolo 4 Definizione e pubblicazione delle tariffe	18
TITOLO 2 CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA SULLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI	18
SEZIONE 1 TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI FINALI.....	18
Articolo 5 Tariffa di trasmissione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali	18
SEZIONE 2 CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI FINALI.....	19
Articolo 6 Tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione	19
Articolo 7 Tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione	19
Articolo 8 Corrispettivo per prelievi di energia reattiva	19
Articolo 9 Punti di emergenza.....	19
Articolo 10 Aggiornamento delle componenti della tariffa di riferimento TV1	20
Articolo 11 Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di distribuzione	22
Articolo 12 Componenti UC ₃ , UC ₄ , UC ₆ e MCT.....	24
SEZIONE 3 CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE IMPRESE DISTRIBUTTRICI E PER I PRODUTTORI	24
Articolo 13 Corrispettivi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributtrici dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale.....	24
Articolo 14 Corrispettivi per i servizi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributtrici dalle reti di distribuzione	25
Articolo 15 Corrispettivo per prelievi di energia reattiva	25
Articolo 16 Corrispettivi per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per i produttori di energia elettrica	26
Articolo 17 Remunerazione del servizio di trasmissione	27

Articolo 18 Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di trasmissione	27
Articolo 19 Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di trasmissione	28
TITOLO 3 SERVIZIO DI MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA.....	31
Articolo 20 Disposizioni generali	31
Articolo 21 Soggetti responsabili del servizio di misura dell'energia elettrica	31
Articolo 22 Disposizioni relative ai punti di prelievo in altissima, alta e media tensione e agli impianti di produzione di energia elettrica con potenza nominale superiore a 250 kW	32
Articolo 23 Disposizioni relative ai punti di prelievo in bassa tensione	34
Articolo 24 Disposizioni relative ai punti di interconnessione	34
Articolo 25 Corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica in punti di prelievo nella titolarità di clienti finali.....	34
Articolo 26 Remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica nei punti di interconnessione e di immissione	34
Articolo 27 Corrispettivi applicati in assenza del misuratore	35
Articolo 28 Disposizioni inerenti l'installazione dei misuratori di energia elettrica	35
Articolo 29 Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di misura.....	35
Articolo 30 Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di misura.....	35
TITOLO 4 CORRISPETTIVI APPLICATI ALLE UTENZE DOMESTICHE IN BASSA TENSIONE PER LA REMUNERAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DI ENERGIA ELETTRICA	36
Articolo 31 Tariffe D1, D2, D3.....	36
Articolo 32 Aggiornamento dei corrispettivi applicati alle utenze domestiche in bassa tensione	37
PARTE III PEREQUAZIONE E INTEGRAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI	40
TITOLO 1 PEREQUAZIONE DEI COSTI E DEI RICAVI DI DISTRIBUZIONE E DI MISURA	40
SEZIONE 1 REGIME DI PEREQUAZIONE GENERALE	40
Articolo 33 Perequazione	40
Articolo 34 Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione	42
Articolo 35 Perequazione dei ricavi dovuti alla maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati sulle reti di distribuzione.....	42
Articolo 36 Perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione.....	42
Articolo 37 Perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione....	44
Articolo 38 Perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione	45
Articolo 39 Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D346	
Articolo 40 Perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione	46

Articolo 41 Perequazione dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per la clientela in bassa tensione.....	49
SEZIONE 2 REGIME DI PEREQUAZIONE SPECIFICO AZIENDALE	51
Articolo 42 Perequazione specifica aziendale.....	51
SEZIONE 3 PROMOZIONE DELLE AGGREGAZIONI	54
Articolo 43 Promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici.....	54
SEZIONE 4 INTEGRAZIONE DEI RICAVI A COPERTURA DI ONERI IN CAPO ALLE IMPRESE DI DISTRUBUTRICI E ALLA SOCIETA' TERNA	55
Articolo 44 Integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto ai dipendenti	55
PARTE IV PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE	57
TITOLO 1 IMPOSIZIONE.....	57
Articolo 45 Fissazione delle componenti tariffarie A	57
TITOLO 2 ESAZIONE E GESTIONE DEL GETTITO	58
SEZIONE 1 ESAZIONE.....	58
Articolo 46 Disposizioni generali	58
Articolo 47 Esazione delle componenti tariffarie A ₂ , A ₃ , A ₄ , A ₅ , A ₆	58
Articolo 48 Esazione degli importi destinati al conto qualità dei servizi elettrici	59
Articolo 49 Esazione degli importi destinati al Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica	59
Articolo 50 Esazione delle componenti UC ₁ , UC ₃ , UC ₄	59
Articolo 51 Esazione della componente PPE di cui al comma 7.1 del TIV.....	60
Articolo 52 Esazione delle componenti MCT e dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis della legge n. 368/03.....	60
Articolo 53 Esazione degli importi destinati al Fondo per eventi eccezionali.....	60
SEZIONE 2 GESTIONE DEL GETTITO.....	61
Articolo 54 Istituzione dei conti di gestione	61
Articolo 55 Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue	62
Articolo 56 Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate.....	63
Articolo 57 Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali	65
Articolo 58 Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca.....	65
Articolo 59 Conto qualità dei servizi elettrici	65
Articolo 60 Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica.....	66
Articolo 61 Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e ai clienti del servizio di maggior tutela nel periodo 1 luglio 2007 – 31 dicembre 2007.....	66

Articolo 62	Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi.....	66
Articolo 63	Conto per le integrazioni tariffarie.....	67
Articolo 64	Conto oneri per certificati verdi.....	67
Articolo 65	Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica	67
Articolo 66	Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici - distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione	67
Articolo 67	Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità	68
Articolo 68	Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale	68
Articolo 69	Fondo per eventi eccezionali.....	68
Articolo 70	Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela.....	69
Articolo 71	Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione ...	69
Articolo 72	Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio	69
PARTE V REGIMI TARIFFARI SPECIALI AL CONSUMO.....		70
Articolo 73	Deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC.....	70
Articolo 74	Regimi tariffari speciali	71
Articolo 75	Energia elettrica ceduta alle province di Trento e Bolzano ai sensi dell'articolo 13, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670.....	72

PARTE I

DEFINIZIONI

Articolo 1

Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le seguenti definizioni:

- **l'Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- **alta tensione (AT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e uguale o inferiore a 150 kV;
- **altissima tensione (AAT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 150 kV;
- **bassa tensione (BT)** è una tensione nominale tra le fasi uguale o inferiore a 1 kV;
- **la Cassa** è la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- **cliente del servizio di maggior tutela** è il cliente finale di cui all'articolo 1, comma 2 del decreto legge 18 giugno 2007, convertito, con modifiche, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- **cliente finale** è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi anche attraverso reti interne di utenza e linee dirette;
- **codice di rete** è il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all'articolo 1, comma 4 del DPCM 11 maggio 2004, ovvero il codice di rete tipo per la distribuzione dell'energia elettrica definito in esito al procedimento avviato con la deliberazione 22 ottobre 2007, n. 268/07, positivamente verificato dall'Autorità;
- **componente CDE** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulle reti di distribuzione per le imprese distributrici;
- **componente CDF** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di interconnessione per anno, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulle reti di distribuzione per le imprese distributrici;
- **componente CTR** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per le imprese distributrici;
- **componente MCT** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03;
- **componente MIS_I** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi al servizio di misura;

- **componente MIS_3** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di misura;
- **componente $TRAS$** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale prelevata in punti di prelievo nella titolarità di clienti finali;
- **componenti UC_1** sono le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh a copertura degli squilibri della perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e ai clienti del servizio di maggior tutela nel periodo 1 luglio 2007 – 31 dicembre 2007;
- **componenti UC_3** sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura dei meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi;
- **componenti UC_4** sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura delle integrazioni di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a) del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti;
- **componenti UC_6** sono le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;
- **componente ρ_1** è la componente tariffaria della tariffa di riferimento TV1, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio;
- **componente ρ_3** è la componente tariffaria della tariffa di riferimento TV1, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio;
- **componente σ_1** è la componente tariffaria della tariffa di riferimento D1, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi all'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di misura dell'energia elettrica;
- **componente σ_2** è la componente tariffaria della tariffa di riferimento D1, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione;
- **componente σ_3** è la componente tariffaria della tariffa di riferimento D1, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione;
- **componente $\tau_1(D2)$** è la componente tariffaria della tariffa D2, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente $\tau_2(D2)$** è la componente tariffaria della tariffa D2, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;

- **componente $\tau_3(D2)$** è la componente tariffaria della tariffa D2, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente $\tau_1(D3)$** è la componente tariffaria della tariffa D3, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi ;
- **componente $\tau_2(D3)$** è la componente tariffaria della tariffa D3, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente $\tau_3(D3)$** è la componente tariffaria della tariffa D3, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **costi ambientali** sono i costi ambientali endogeni al servizio conseguenti a normative nazionali e locali;
- **costi compensativi** sono i costi compensativi esogeni al servizio conseguenti a normative nazionali e locali;
- **dispacciamento** è il servizio di dispacciamento di cui alla deliberazione n. 111/06;
- **distribuzione** è il servizio di distribuzione esercitato 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;
- **energia netta** è il bilancio tra energia prelevata e energia immessa con riferimento a un insieme definito di punti di interconnessione e relativa ad un determinato periodo di tempo;
- **energia reattiva** è l'energia reattiva induttiva;
- **esercente** è l'esercente uno o più servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica che eroga i servizi e regola i rapporti con le parti mediante la stipula di contratti le cui condizioni economiche o tecniche sono disciplinate dal presente Testo Integrato;
- **fattore di potenza** è un parametro funzione del rapporto tra l'energia reattiva e l'energia attiva immesse o prelevate in un punto di immissione o di prelievo;
- **gestore della rete** è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima, ivi inclusi Terna e le imprese distributrici, di cui al decreto legislativo n. 79/99;
- **Gestore dei servizi elettrici** è la società Gestore dei Servizi Elettrici – GSE S.p.A. di cui al DPCM 11 maggio 2004;
- **impresa distributrice** è l'impresa esercente l'attività di distribuzione ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99;
- **linea diretta** è una rete elettrica che collega un centro di produzione a un centro di consumo indipendentemente dalle reti di trasmissione e di distribuzione;

- **media tensione (MT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV;
- **misura dell'energia elettrica** è l'attività di misura finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica e della potenza, attiva e reattiva;
- **misuratore di energia elettrica** è un dispositivo funzionale alla misura dell'energia elettrica, destinato a misurare l'energia elettrica e la potenza attiva, ed eventualmente reattiva, mediante integrazione della potenza rispetto al tempo;
- **misuratore elettronico relativo a punti di prelievo in bassa tensione** è un misuratore dell'energia elettrica avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06;
- **misure dell'energia elettrica** sono i valori di energia elettrica e della potenza (attiva e, ove previsto, reattiva) misurati da un misuratore di energia elettrica;
- **parte A e parte B** sono le parti variabili della tariffa elettrica di cui dell'articolo 1 della deliberazione n. 70/97;
- **periodo di emergenza** è il periodo di tempo che comprende le ore fisse interessate da un disservizio di rete o da interventi di manutenzione, inclusa l'ora fissa di inizio del disservizio o degli interventi;
- **periodo di regolazione** è il periodo pluriennale di cui all'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95;
- **potenza disponibile** è la massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che il cliente finale sia disalimentato. La potenza disponibile è la potenza per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento;
- **potenza contrattualmente impegnata** è il livello di potenza, indicato nei contratti, reso disponibile dall'esercente ove siano presenti dispositivi atti a limitare la potenza prelevata; per motivi di sicurezza l'esercente può derogare dall'installazione del limitatore di potenza;
- **potenza impegnata** è:
 - i) la potenza contrattualmente impegnata ove consentito;
 - ii) il valore massimo della potenza prelevata nel mese, per tutti gli altri casi.
- **potenza nominale di un generatore elettrico** è la massima potenza ottenibile in regime continuo che è riportata sui dati di targa del generatore, come fissati all'atto della messa in servizio o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;
- **potenza nominale di un impianto** è la somma aritmetica delle potenze nominali dei generatori elettrici, compresi quelli di riserva, destinati alla produzione di energia elettrica;
- **potenza prelevata** è, in ciascuna ora, il valore medio della potenza prelevata nel quarto d'ora fisso in cui tale valore è massimo; in alternativa, è facoltà dell'esercente assumere come potenza prelevata il 70% della potenza massima istantanea;
- **punto di emergenza** è il punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi al fine di consentire l'alimentazione nei casi in cui il cliente finale non possa prelevare l'energia elettrica attraverso un punto di prelievo, indicato come principale, a causa di disservizi di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione;

- **punto di immissione** è il punto in cui l'energia elettrica viene immessa in una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un impianto di produzione elettrica;
- **punto di interconnessione** è un punto di connessione circuitale tra due reti con obbligo di connessione a terzi; i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali direttamente connessi alla RTN, ai fini della regolazione delle partite tra imprese distributrici, tra imprese distributrici e Terna e ai fini della perequazione generale, sono assimilati a punti di interconnessione tra una rete di distribuzione e l'RTN;
- **punto di interconnessione di emergenza** è il punto di interconnessione utilizzato al fine di consentire l'alimentazione nei casi in cui un'impresa distributtrice non possa prelevare l'energia elettrica attraverso un altro punto di interconnessione, indicato come principale, a causa di disservizi di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione;
- **punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale** è un punto di connessione di un impianto di produzione di energia elettrica ad una rete di distribuzione;
- **punto di prelievo** è il singolo punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale ovvero l'insieme dei punti in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale, nel caso in cui la potenza disponibile in ciascuno di detti punti sia non superiore a 500 W, entro il limite di complessivi 100 kW, e l'energia elettrica prelevata sia destinata all'alimentazione di lampade votive, di cartelli stradali e pubblicitari, di cabine telefoniche, di impianti di illuminazione pubblica e di altre utilizzazioni con caratteristiche simili ovvero, in presenza di una linea dedicata ad un impianto di illuminazione pubblica, il singolo punto coincidente, per connessioni MT, con lo stallo di cabina primaria su cui si attesta la suddetta linea o, per connessioni BT, con la partenza in cabina secondaria della linea dedicata;
- **Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)** è la rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto 25 giugno 1999 e successive modifiche e integrazioni ed integrata a seguito dei successivi interventi di sviluppo deliberati da Terna;
- **reti con obbligo di connessione di terzi** sono:
 - i) le reti i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi secondo quanto previsto dall'articolo 3, comma 1, e dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, ivi incluse le reti di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto 25 giugno 1999;
 - ii) le piccole reti isolate di cui all'articolo 7 del decreto legislativo n. 79/99;
 - iii) le reti elettriche che, alla data dell'entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, erano gestite da soggetti diversi dalle imprese distributrici ed alle cui infrastrutture erano connessi soggetti diversi dal gestore delle medesime;
 - iv) la rete interna d'utenza di proprietà della società Ferrovie dello Stato Spa non facente parte della rete di trasmissione nazionale, su cui grava l'obbligo di connessione di terzi ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto 25 giugno 1999;

- **reti di distribuzione** sono le reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale;
- **reti interne d'utenza** sono le reti elettriche stabilite sul territorio nazionale diverse dalle reti con obbligo di connessione di terzi e dalle linee dirette;
- **servizio di maggior tutela o maggior tutela** è il servizio di vendita di energia elettrica di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto legge 18 giugno 2007, convertito, con modifiche, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- **servizio di misura dell'energia elettrica** coincide con l'attività di misura dell'energia elettrica;
- **servizio di salvaguardia o salvaguardia** è il servizio di vendita di energia elettrica di cui all'articolo 1, comma 4, secondo periodo del decreto legge 18 giugno 2007, convertito, con modifiche, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- **sistema delle offerte** è il sistema delle offerte di acquisto di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99;
- **subentro** è, in relazione al singolo punto di prelievo, l'attivazione di un contratto di trasporto in maniera non contestuale alla cessazione del contratto di trasporto del cliente precedentemente connesso al medesimo punto con disalimentazione del punto di prelievo stesso;
- **tariffa** è il prezzo massimo unitario di un servizio di pubblica utilità, al netto delle imposte, ai sensi della legge n. 481/95;
- **Terna** è la società Terna – Rete elettrica nazionale Spa, di cui al DPCM 11 maggio 2004;
- **trasmissione** è il servizio di trasmissione di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale;
- **unità di produzione CIP6/92** è un'unità di produzione che cede energia elettrica al Gestore del sistema elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
- **usi propri della trasmissione** sono i consumi di energia elettrica degli esercenti che svolgono il servizio di trasmissione, esclusivamente e direttamente funzionali all'erogazione del medesimo servizio, inclusi i consumi connessi con lo svolgimento delle attività commerciali legate al servizio di trasmissione;
- **usi propri della distribuzione** sono i consumi di energia elettrica degli esercenti che svolgono il servizio di distribuzione, esclusivamente e direttamente funzionali all'erogazione del medesimo servizio, inclusi i consumi connessi con lo svolgimento delle attività commerciali legate al servizio di distribuzione. Non rientrano in tale ambito i consumi di energia elettrica connessi con l'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela;
- **utenza** è un impianto elettrico connesso ad una rete con obbligo di connessione di terzi;
- **voltura** è, in relazione al singolo punto di prelievo, la cessazione del contratto di trasporto con un cliente e la contestuale stipula del contratto con un nuovo cliente, senza disalimentazione del punto di prelievo stesso;

-- * --

- **direttiva 96/92/CE** è la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996, successivamente abrogata dalla direttiva 2003/54/CE è la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- **legge n. 481/95** è la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- **legge n. 83/03** è il decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 aprile 2003, n. 83;
- **legge n. 368/03** è la legge 24 dicembre 2003, n. 368, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 14 novembre 2003, n. 314, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 6 del 9 gennaio 2004;
- **legge n. 239/04** è la legge 23 agosto 2004, n. 239 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 215 del 13 settembre 2004;
- **legge n. 125/07** è la legge 3 agosto 2007, n. 125 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale. n. 188 del 14 agosto 2007;
- **legge finanziaria 2005** è la legge 30 dicembre 2004, n. 311;
- **legge finanziaria 2006** è la legge 23 dicembre 2005, n. 266;
- **decreto legislativo n. 79/99** è il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- **decreto legislativo n. 387/03** è il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 25, Supplemento ordinario n. 17, del 31 gennaio 2004;
- **decreto 19 dicembre 1995** è il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 36 del 16 febbraio 1996;
- **decreto 25 giugno 1999** è il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 151 del 30 giugno 1999;
- **decreto 26 gennaio 2000** è il decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000, come successivamente modificato e integrato dal decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 17 aprile 2001, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 27 aprile 2001;
- **decreto 22 dicembre 2000** è il decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 15 del 19 gennaio 2001;
- **decreto 11 maggio 2004** è il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 115 del 18 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione;
- **decreto 20 luglio 2004** è il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come successivamente modificato e integrato;

- **decreto 20 aprile 2005** è il decreto del Ministero delle attività produttive 20 aprile 2005, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 98 del 29 aprile 2005 relativo alla Concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale.
- **decreto 28 luglio 2005** è il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 28 luglio 2005, recante Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, come integrato e modificato con il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 6 febbraio 2006”;
- **decreto 6 febbraio 2006** è il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 6 febbraio 2006;
- **decreto 19 febbraio 2007** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 19 febbraio 2007, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 65 del 19 marzo 2007;
- **provvedimento CIP n. 34/74** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 6 luglio 1974, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 181 dell'11 luglio 1974;
- **provvedimento CIP n. 6/92** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 170 del 12 maggio 1992;
- **deliberazione n. 70/97** è la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 223/00** è la deliberazione dell'Autorità 13 dicembre 2000, n. 223/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 296 del 20 dicembre 2000;
- **deliberazione n. 42/02** è la deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 42/02 e successivi aggiornamenti;
- **deliberazione n. 151/03**, è la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2003, n. 151/03, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 2 del 3 gennaio 2004, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 5/04**, è la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 60/04** è la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2004, n. 60/04;
- **deliberazione n. 96/04**: è la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2004, n. 96/04, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 250/04**: è la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 188/05**: è la deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 235/05**: è la deliberazione dell'Autorità 10 novembre 2005, n. 235/05;

- **deliberazione n. 281/05** è la deliberazione dell’Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 300/05:** è la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2005, n. 300/05;
- **deliberazione n. 4/06:** è la deliberazione dell’Autorità 11 gennaio 2006, n. 4/06, come successivamente modificata dalla deliberazione n. 13/07;
- **deliberazione n. 28/06** è la deliberazione dell’Autorità 10 febbraio 2006, n. 28/06;
- **deliberazione n. 111/06** è la deliberazione dell’Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06;
- **deliberazione n. 113/06** è la deliberazione dell’Autorità 16 giugno 2006, n. 113/06;
- **deliberazione n. 289/06:** è la deliberazione dell’Autorità 15 dicembre 2006, n. 289/06;
- **deliberazione n. 292/06** è l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06, come successivamente integrato e modificato;
- **deliberazione n. 13/07:** è la deliberazione dell’Autorità 23 gennaio 2007, n. 13/07;
- **deliberazione n. 36/07:** è la deliberazione dell’Autorità 23 febbraio 2007, n. 36/07;
- **deliberazione n. 89/07** è la deliberazione dell’Autorità 11 aprile 2007, n. 89/07;
- **deliberazione n. 90/07** è la deliberazione dell’Autorità 13 aprile 2007, n. 90/07;
- **deliberazione n. 122/07** è la deliberazione dell’Autorità 30 maggio 2007, n. 122/07;
- **deliberazione n. 280/07** è la deliberazione dell’Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07;
- **deliberazione n. 312/07** è la deliberazione dell’Autorità 11 dicembre 2007, n. 312/07;
- **deliberazione n. 341/07:** è la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2007, n. 341/07 recante regolazione della qualità del servizio di trasmissione, per il periodo di regolazione 2008-2011;
- **TIC** è l’Allegato B alla deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 recante Condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione;
- **TIQE (Testo integrato della qualità dei servizi elettrici 2008-2011):** è il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con deliberazione dell’Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07, come successivamente modificato e integrato;
- **TIU (Testo integrato unbundling)** è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione, come successivamente integrato e modificato, approvato con deliberazione dell’Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07;

- **TIV (Testo integrato vendita)** è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con deliberazione 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificato e integrato;

PARTE II

REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI

TITOLO 1

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 2

Ambito oggettivo

- 2.1 La presente parte reca le disposizioni aventi ad oggetto la regolazione dei corrispettivi per la remunerazione dei seguenti servizi di pubblica utilità:
- a) trasmissione dell'energia elettrica;
 - b) distribuzione dell'energia elettrica;
 - c) misura dell'energia elettrica, articolato nelle seguenti attività:
 - i) installazione e manutenzione dei misuratori;
 - ii) raccolta delle misure dell'energia elettrica;
 - iii) validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.
- 2.2 I contratti aventi ad oggetto i servizi di cui al comma 2.1 relativi a punti di prelievo nella titolarità di clienti finali devono corrispondere alle seguenti tipologie:
- a) per utenze domestiche in bassa tensione, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare:
 - i) le applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari; tali applicazioni comprendono i servizi generali in fabbricati che comprendano una sola abitazione;
 - ii) le applicazioni in locali annessi o pertinenti all'abitazione ed adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage o a scopi agricoli, purché l'utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo per l'abitazione e i locali annessi e la potenza disponibile non superi 15 kW;
 - b) per utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
 - c) per utenze in bassa tensione diverse da quelle di cui alle lettere a) e b) del presente comma, ivi incluse le utenze relative a pompe di calore, anche di tipo reversibile, per il riscaldamento degli ambienti nelle abitazioni, quando l'alimentazione sia effettuata in punti di prelievo distinti rispetto a quelli relativi alle utenze di cui alla precedente lettera a);
 - d) per utenze in media tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare

- gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
- e) per utenze in media tensione diverse da quelle di cui alla lettera d) del presente comma;
 - f) per utenze in alta tensione e altissima tensione diverse da quelle di cui alla successiva lettera g), con una tensione nominale tra le fasi fino a 220 kV;
 - g) per utenze in altissima tensione con una tensione nominale tra le fasi superiore a 220 kV.
- 2.3 La regolazione dei corrispettivi di cui al comma 2.1 è riferita a prestazioni rese nel rispetto delle condizioni e dei livelli di qualità dei servizi definiti dalle vigenti deliberazioni dell'Autorità e dai codici di rete.

Articolo 3

Criteria generali di regolazione dei corrispettivi

- 3.1 Le tariffe per i servizi di cui al comma 2.1, come disciplinate dal presente provvedimento, sono applicate dall' esercente in maniera non discriminatoria a tutte le attuali e potenziali controparti appartenenti alla medesima tipologia contrattuale.
- 3.2 L' esercente rende disponibili livelli di potenza contrattualmente impegnata pari a 1,5; 3,0; 4,5; 6,0; 10; 15; 20; 25 e 30 kW. Entro il limite di 30 kW, l' esercente può rendere disponibili ulteriori livelli di potenza contrattualmente impegnata.
- 3.3 Nei casi di cui al comma 3.2, il dispositivo atto a limitare la potenza prelevata è tarato al livello della potenza contrattualmente impegnata, incrementato almeno del 10%.
- 3.4 Gli importi derivanti dall' applicazione di componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, ovvero in centesimi di euro/kW impegnato per anno, sono addebitati in quote mensili calcolate dividendo per dodici i medesimi importi ed arrotondate con criterio commerciale alla seconda cifra decimale, se espresse in centesimi di euro, o alla quarta cifra decimale, se espresse in euro.
- 3.5 In nessun caso può essere richiesto il pagamento di corrispettivi con riferimento al periodo successivo alla cessazione dell' erogazione del servizio. Nel caso di cessazione, subentro, voltura o nuovo allacciamento, nel mese in cui la cessazione, il subentro o il nuovo allacciamento si verificano, le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, ovvero in centesimi di euro/kW impegnato per anno, devono essere moltiplicate, ai fini della determinazione degli importi dovuti per il medesimo mese, per un coefficiente pari al rapporto tra il numero di giorni di durata del contratto nel medesimo mese e 365 (trecentosessantacinque).

Articolo 4

Definizione e pubblicazione delle tariffe

- 4.1 A decorrere dall'anno 2008, l'Autorità definisce e pubblica, entro il 31 ottobre di ciascun anno, le tariffe di riferimento e le tariffe obbligatorie che devono essere applicate dagli esercenti nell'anno successivo alle attuali o potenziali controparti di contratti aventi ad oggetto l'erogazione dei servizi di cui al comma 2.1.
- 4.2 Entro 30 (trenta) giorni dalla data di pubblicazione delle tariffe di riferimento e delle tariffe obbligatorie da parte dell'Autorità, gli esercenti pubblicano a loro volta, sul proprio sito internet, le tariffe relative ai servizi erogati. La medesime devono essere altresì rese disponibili presso i propri uffici aperti al pubblico.

TITOLO 2

**CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE
DELL'ENERGIA ELETTRICA SULLE RETI CON OBBLIGO DI
CONNESSIONE DI TERZI**

SEZIONE 1

**TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA
ELETTRICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ
DI CLIENTI FINALI**

Articolo 5

Tariffa di trasmissione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali

- 5.1 Ciascuna impresa distributrice, applica alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2 lettere da b) a g), una tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione, composta dalla componente tariffaria *TRAS*.
- 5.2 La componente tariffaria *TRAS* è pari alla componente *CTR* di cui al comma 13.1 corretta tenendo conto delle perdite di rete, ed assume i valori di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1 .
- 5.3 La componente tariffaria *TRAS* è aggiornata annualmente tenuto conto di quanto disposto al precedente comma 5.2 e di quanto disposto all'Articolo 18.

SEZIONE 2

CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI FINALI

Articolo 6

Tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione

- 6.1 La tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione per le attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2, lettere da b) a g), è denominata tariffa TV1 ed è composta dalle seguenti componenti, i cui valori sono fissati nella tabella 2 di cui all'allegato n. 1:
- a) ρ_1 , composta dagli elementi $\rho_1(disMT)$, $\rho_1(disBT)$ e $\rho_1(cot)$;
 - b) ρ_3 , composta dagli elementi $\rho_3(disAT)$, $\rho_3(disMT)$, $\rho_3(disBT)$ e $\rho_3(cot)$.

Articolo 7

Tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione

- 7.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a g) una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione.
- 7.2 I valori delle componenti tariffarie per il servizio di distribuzione, obbligatoriamente applicate alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a g) sono fissati nella tabella 3, di cui all'allegato 1.

Articolo 8

Corrispettivo per prelievi di energia reattiva

- 8.1 Ciascuna impresa distributrice, nel caso di punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, per prelievi con insufficiente fattore di potenza, applica le componenti fissate nella tabella 4 di cui all'allegato n. 1.
- 8.2 Con riferimento ai punti di prelievo dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fasce orarie, per l'energia reattiva prelevata nella fascia F3 le componenti tariffarie di cui al comma 8.1 sono poste pari a zero.

Articolo 9

Punti di emergenza

- 9.1 Ai fini dell'applicazione delle tariffe obbligatorie di cui all'Articolo 7, la potenza impegnata e l'energia elettrica prelevata in un punto di emergenza durante il periodo di emergenza sono convenzionalmente attribuite al punto di prelievo,

indicato come principale nel contratto avente ad oggetto il servizio di trasporto ed interessato dal disservizio di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione.

Articolo 10

Aggiornamento delle componenti della tariffa di riferimento TVI

- 10.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l’Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell’anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti ρ_1 e ρ_3 a copertura dei costi operativi applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall’Istat;
 - b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
 - c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.
- 10.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 10.1, lettera b), è pari al 1,9%.
- 10.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l’Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell’anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti ρ_1 e ρ_3 a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall’Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell’Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati;
 - d) il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti sulle reti di distribuzione incentivati ai sensi di quanto disposto dal successivo Articolo 11 ed entrati in esercizio.
- 10.4 Ai fini di quanto previsto al comma 10.3, lettera c) e d), sono portati in detrazione dal valore lordo dell’investimento anche gli eventuali contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.
- 10.5 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l’Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell’anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti ρ_1 e ρ_3 a copertura degli ammortamenti, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall’Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell’Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti;

- d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.
- 10.6 Ai fini di quanto previsto al comma 10.5, lettera d), sono riconosciute ai fini tariffari quote di ammortamento, per un periodo pari alla durata convenzionale stabilita nella tabella 5 dell'Allegato 1, anche in relazione a cespiti il cui valore lordo risulti in tutto o in parte compensato da contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.
- 10.7 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, entro il 31 ottobre di ciascun anno, a partire dall'anno 2009, l'Autorità determina una quota correttiva degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ della tariffa di riferimento TV1 da applicare nell'anno successivo t , alle tipologie contrattuali di cui al comma 2.2 lettere b) e c) sulla base di quanto disposto al comma 10.8.
- 10.8 La quota correttiva degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ della tariffa di riferimento TV1 di cui al comma 10.7 è determinata con l'obiettivo di compensare lo squilibrio ΔCOT tenendo conto della variazione attesa dei volumi del servizio erogato. Detto squilibrio, rilevato a consuntivo relativamente all'anno $t-2$ secondo la formula di seguito riportata, è corretto in relazione ai tassi di variazione di cui al comma 10.1, lettere a) e b).

$$\Delta COT_{t-2} = \sum_m \left(CE_{m,t-2}^{COT} - RAP_{m,t-2}^{COT,AT/MT} - RAP_{m,t-2}^{COT,BT} \right)$$

dove:

- m indica l'impresa distributrice che ha costituito separata società di vendita per l'erogazione del servizio di maggior tutela;
- $CE_{m,t-2}^{COT}$ è il livello dei costi effettivi ammissibili per l'attività di commercializzazione del servizio di distribuzione, di competenza dell'anno $t-2$, rilevati contabilmente a consuntivo, come desumibili dai conti annuali separati redatti in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 11/07, relativamente al comparto di cui al comma 6.4, lettera f); in relazione all'ammissibilità dei costi, l'Autorità opera in coerenza con i criteri utilizzati per la fissazione dei costi riconosciuti per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo regolatorio 2008-2011;
- $RAP_{m,t-2}^{COT,AT/MT}$ è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale connessa in altissima, alta e media tensione, di competenza dell'anno $t-2$, derivante dall'applicazione degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ della tariffa di riferimento TV1 a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e dall'applicazione dei contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi di cui alla tabella 2 del TIC, per ciascuna impresa distributrice m ;
- $RAP_{m,t-2}^{COT,BT}$ è la somma dei ricavi ammessi, per ciascuna tipologia contrattuale connessa in bassa tensione, di competenza dell'anno $t-2$, derivante dall'applicazione degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ e $\sigma_1(cot)$ delle

tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e dall'applicazione dei contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi di cui alla tabella 2 del TIC, per ciascuna impresa distributrice *m*.

Articolo 11

Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di distribuzione

- 11.1 La remunerazione degli investimenti per il servizio di distribuzione avviene in applicazione delle disposizioni di cui ai commi seguenti e a condizione che detti investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.
- 11.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di remunerazione del capitale investito netto per il servizio di distribuzione è fissato pari al 7,0%, salvo quanto disposto dai seguenti commi.
- 11.3 Entro il 31 luglio di ciascun anno *t*, a partire dall'anno 2008, ciascuna impresa concessionaria del servizio di distribuzione comunica all'Autorità, utilizzando la modulistica predisposta dalla Direzione tariffe dell'Autorità:
- gli investimenti entrati in esercizio nel corso dell'anno *t-1*, riportati sui bilanci sottoposti a revisione contabile, distinti per le tipologie di investimento individuate al comma 11.4;
 - le dismissioni effettuate nel corso dell'anno *t-1* per le tipologie di investimento individuate al comma 11.4 lettera b), indicando l'anno di messa in esercizio del cespite dimesso, precisando altresì se il cespite dimesso è stato oggetto di successiva alienazione;
 - la documentazione comprovante il rispetto dei requisiti di cui ai commi 11.5 e 11.6;
 - gli investimenti e le dismissioni programmate per i tre anni successivi mediante un prospetto riportante l'illustrazione degli obiettivi, dei costi e dei tempi di realizzazione delle opere, distinti per le tipologie di investimento individuate al comma 11.4.
- 11.4 Alle tipologie di seguito elencate di nuovi investimenti, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata, per le relative durate:
- D=1 investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT: 2% per 8 anni;
 - D=2 investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite: 2% per 8 anni;
 - D=3 investimenti di cui alla precedente lettera a) la cui realizzazione determini almeno due nuovi lati di maglia sul lato AT delle medesime stazioni: 2% per 12 anni;
 - D=4 investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT (*smart grids*): 2% per 12 anni;
 - D=5 investimenti diversi da quelli di cui alle precedenti lettere, ivi comprese le variazioni di lavori in corso: 0%.

- 11.5 L'incremento del tasso di remunerazione e la durata di cui al comma 11.4 lettere a) e c) sono riconosciuti nel caso in cui gli investimenti realizzati si riferiscono a:
- a) regioni con meno di 10 trasformatori AT/MT ogni 100.000 punti di prelievo oppure aree comunali con almeno 100.000 punti di prelievo che hanno registrato un incremento di potenza massima prelevata negli ultimi 5 anni maggiore del 15%;
 - b) cabine con entra-esci sul lato AT.
- 11.6 L'incremento del tasso di remunerazione e la durata di cui al comma 11.4 lettera b) sono riconosciuti nel caso in cui gli investimenti realizzati si riferiscono a trasformatori MT/BT conformi alla classe di perdite a carico ridottissime "Ak" secondo la classificazione della norma EN 50464-1 e almeno alla classe "B0" per le perdite a vuoto secondo la medesima norma.
- 11.7 La procedura e i criteri di selezione degli investimenti ammessi al trattamento incentivante di cui al comma 11.4 lettera d) sono determinati con specifico provvedimento dell'Autorità.
- 11.8 L'ammissibilità degli investimenti di cui al comma 11.4 lettera d) è demandata ad un'apposita commissione di esperti nominata dall'Autorità che esamina i progetti in relazione alle potenzialità di sviluppo della generazione distribuita e ai benefici attesi in termini di miglioramento della qualità della tensione; l'onere della commissione sarà posto a carico dei soggetti i cui progetti saranno selezionati.
- 11.9 Dall'anno 2010, con riferimento agli investimenti di cui al comma 11.4, entrati in esercizio nell'anno $t-2$, la maggiore remunerazione di cui al comma 10.3, lettera d), è calcolata come somma delle maggiori remunerazioni riconducibili a ciascuna delle tipologie di investimento di cui al comma 11.4, determinate come prodotto tra il valore netto dell'investimento, al netto anche di eventuali contributi in conto capitale percepiti, e il tasso di maggiore remunerazione riconosciuto ai sensi del medesimo comma 11.4.
- 11.10 La maggior remunerazione riconosciuta ai sensi del presente articolo è attribuita alle imprese distributrici che hanno realizzato gli investimenti oggetto di incentivazione, tramite la perequazione di cui all'Articolo 35.
- 11.11 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:
- a) l'effettiva realizzazione degli investimenti di cui al presente articolo e la corrispondenza degli investimenti comunicati ai sensi del comma 11.3, lettera a), con i costi effettivamente sostenuti;
 - b) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali di cui al comma 11.3, con quelli risultanti dai bilanci certificati;
 - c) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera b) rispetto alle attività svolte.

Articolo 12

Componenti UC₃, UC₄, UC₆ e MCT

- 12.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a g), le componenti UC₃, UC₄, UC₆ e MCT.

SEZIONE 3

CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI E PER I PRODUTTORI

Articolo 13

Corrispettivi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale

- 13.1 Ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale riconosce:
- a) a Terna un corrispettivo determinato applicando la componente *CTR*, fissata nella tabella 6 di cui all'allegato n. 1, alla somma:
 - i) dell'energia elettrica netta prelevata dall'impresa medesima dalla rete di trasmissione nazionale;
 - ii) dell'energia elettrica netta immessa nella rete dell'impresa medesima nei punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in alta tensione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, fissato nella tabella 7, colonna A, di cui all'allegato n. 1;
 - b) al soggetto titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica connesso a un punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in media o bassa tensione un corrispettivo determinato applicando la componente *CTR* di cui alla lettera a) del presente comma all'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa medesima nel medesimo punto, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, fissato nella tabella 7, colonna A, di cui all'allegato n. 1.
 - c) al GSE un corrispettivo determinato applicando la componente *CTR* di cui alla lettera a) del presente comma all'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa medesima da unità di produzione CIP 6/92 connessa ad un punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionali in media e bassa tensione, limitatamente alla quota di energia elettrica ritirata dal GSE.

Articolo 14

Corrispettivi per i servizi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalle reti di distribuzione

- 14.1 Ciascuna impresa distributtrice che preleva energia elettrica da reti di distribuzione riconosce all'impresa distributtrice dalla cui rete l'energia elettrica viene prelevata un corrispettivo composto:
- a) dalla componente *CTR* di cui al comma 13.1, applicata all'energia netta prelevata dall'impresa distributtrice nei punti di interconnessione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, fissato nella tabella 7, colonna B, di cui all'allegato n. 1;
 - b) dalla componente *CDF*, applicata a ciascun punto di interconnessione;
 - c) dalla componente *CDE*, applicata all'energia netta prelevata dall'impresa distributtrice nei punti di interconnessione.
- 14.2 La componente *CDF* di cui al comma 14.1, lettera b), è pari:
- a) alla componente ρ_1 della tariffa TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera c), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in bassa tensione;
 - b) alla componente ρ_1 della tariffa TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera e), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in media tensione;
 - c) alla componente ρ_1 della tariffa TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera f), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in alta tensione.
- 14.3 La componente *CDE* di cui al comma 14.1, lettera c) è pari alla:
- a) componente ρ_3 della tariffa TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera c) nel caso in cui il punto di interconnessione sia in bassa tensione;
 - b) componente ρ_3 della tariffa TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera e), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in media tensione;
 - c) componente ρ_3 della tariffa TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera f) nel caso in cui il punto di interconnessione sia in alta tensione.
- 14.4 Il corrispettivo di cui al comma 14.1, lettera b), non si applica ai punti di interconnessione di emergenza.

Articolo 15

Corrispettivo per prelievi di energia reattiva

- 15.1 Terna e le imprese distributrici nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e rete di trasmissione nazionale, per prelievi con insufficiente fattore

di potenza, applicano i corrispettivi previsti alla tabella 4 di cui all'allegato n. 1 per il corrispondente livello di tensione.

- 15.2 Ciascuna impresa distributrice applica ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, per prelievi con insufficiente fattore di potenza, i corrispettivi previsti alla tabella 4 di cui all'allegato n. 1, per il corrispondente livello di tensione.
- 15.3 Terna destina le partite economiche derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di cui al comma 15.1, evidenziati con separata contabilità, alla determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06.

Articolo 16

Corrispettivi per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per i produttori di energia elettrica

- 16.1 Chiunque abbia la disponibilità di un impianto di produzione di energia elettrica connesso ad una rete con obbligo di connessione di terzi riconosce a Terna, per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, un corrispettivo determinato applicando all'energia elettrica prodotta e immessa nella medesima rete, anche per il tramite di linee dirette e di reti interne d'utenza, una componente tariffaria pari a 0,0256 centesimi di euro/kWh.
- 16.2 Il corrispettivo di cui al precedente comma è fatturato da Terna con cadenza mensile.
- 16.3 Il GSE riconosce a Terna il corrispettivo di cui al comma 16.1, relativo all'energia elettrica prodotta e immessa in rete da unità di produzione CIP 6/92, limitatamente al quantitativo ritirato dal GSE.
- 16.4 Con riferimento ai prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, in relazione all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, non sono dovuti corrispettivi ulteriori rispetto a quanto previsto dal precedente comma 16.1.
- 16.5 Le condizioni di cui al precedente comma 16.4 si applicano nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, come dichiarata dal soggetto che ha nella disponibilità l'impianto di produzione con certificazione asseverata da perizia indipendente. Ove la potenza prelevata superi la potenza dichiarata di oltre il 10%, ai prelievi vengono applicate le condizioni previste per i clienti finali per tutto l'anno solare nel quale si è verificato il supero. A tal fine, per gli impianti connessi alla rete di trasmissione nazionale, Terna trasmette mensilmente alle imprese distributrici competenti i dati delle potenze prelevate.
- 16.6 Le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03, sono regolate dalla deliberazione n. 28/06.
- 16.7 Le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dedicato dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e dell'energia

elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/04 sono regolate dalla deliberazione n. 280/07.

Articolo 17

Remunerazione del servizio di trasmissione

- 17.1 Ai fini della determinazione della componente fissa del canone annuale di cui all'articolo 16 della convenzione tipo approvata con il decreto 22 dicembre 2000, Terna determina l'esborso complessivo di cui al comma 1 dell'articolo 18 della medesima convenzione tipo come differenza tra:
- a) i corrispettivi percepiti dalla stessa Terna ai sensi del comma 13.1, lettera a), e del comma 16.1;
 - b) il corrispettivo destinato alla copertura dei costi riconosciuti per la remunerazione del Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03, determinato applicando una componente pari a 0,008 centesimi di euro/kWh, all'energia di cui al comma 13.1, lettera a).

Articolo 18

Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di trasmissione

- 18.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente *CTR* di cui al comma 13.1, della componente tariffaria di cui al comma 16.1 e della componente di cui al comma 17.1, lettera b) a copertura dei costi operativi, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
 - b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
 - c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.
- 18.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 18.1, lettera b), è pari al 2,3%.
- 18.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente *CTR* di cui al comma 13.1, della componente tariffaria di cui al comma 16.1 e della componente di cui al comma 17.1, lettera b) a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati;
 - d) il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti netti di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione,

incentivati ai sensi di quanto disposto dal successivo Articolo 19, entrati in esercizio, salvo quanto disposto al comma 19.8.

- 18.4 Ai fini di quanto previsto al comma 18.3, lettera d), sono portati in detrazione dal valore lordo dell'investimento anche gli eventuali contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.
- 18.5 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente *CTR* di cui al comma 13.1, della componente tariffaria di cui al comma 16.1 e della componente di cui al comma 17.1, lettera b) a copertura degli ammortamenti, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti;
 - d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.
- 18.6 Ai fini di quanto previsto al comma 18.5, lettera d), sono riconosciute quote di ammortamento, per un periodo pari alla durata convenzionale stabilità nella tabella 5 dell'Allegato 1, anche in relazione a cespiti il cui valore lordo risulti in tutto o in parte compensato da contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.

Articolo 19

Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di trasmissione

- 19.1 La remunerazione degli investimenti in reti di trasmissione dell'energia elettrica avviene in applicazione delle disposizioni di cui ai commi seguenti e a condizione che detti investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.
- 19.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di remunerazione del capitale investito netto in reti di trasmissione è fissato pari al 6,9%, salvo quanto disposto dai seguenti commi.
- 19.3 Agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007 ed incentivati ai sensi della deliberazione n. 5/04, è riconosciuta una maggiorazione del tasso di remunerazione pari al 2%, fino al 31 dicembre 2019.
- 19.4 Entro il 31 luglio di ciascun anno t , a partire dall'anno 2008, l'impresa concessionaria del servizio di trasmissione comunica all'Autorità, utilizzando la modulistica predisposta dalla Direzione tariffe dell'Autorità:
- a) gli investimenti e le dismissioni effettuate nel corso dell'anno $t-1$, riportati nei bilanci sottoposti a revisione contabile, distinti per le tipologie di investimento individuate al comma 19.6, salvo quanto previsto dalle successive lettere in

- relazione al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03;
- b) la documentazione comprovante i costi compensativi e i costi ambientali sostenuti nel corso dell'esercizio $t-1$ per la realizzazione di ciascun investimento, unitamente agli atti autorizzativi e ai provvedimenti derivanti dalla normativa nazionale o locale o, qualora presenti, agli accordi sottoscritti con gli enti locali per la realizzazione delle opere compensative e ambientali;
 - c) la documentazione necessaria ai fini della valutazione di ammissibilità di cui al comma 19.7
 - d) gli investimenti e le dismissioni programmate per i tre anni successivi, mediante un prospetto riportante l'illustrazione degli obiettivi, dei costi e dei tempi di realizzazione delle opere, distinti per le tipologie di investimento individuate al comma 19.6;
 - e) la stima dei nuovi investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03 che entreranno in esercizio entro il termine dell'anno $t+1$;
 - f) la stima aggiornata dei nuovi investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03 che entreranno in esercizio entro il termine dell'anno t ;
 - g) gli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03 entrati in esercizio entro l'anno $t-1$.
- 19.5 Il concessionario del servizio di trasmissione fornisce evidenza della coerenza degli investimenti programmati, comunicati annualmente ai sensi del comma 19.4, lettera d), con il Piano di Sviluppo predisposto ai sensi del decreto 20 aprile 2005.
- 19.6 Alle tipologie di seguito elencate di nuovi investimenti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata, per le relative durate:
- a) I=1: investimenti di rinnovo, investimenti derivanti da obblighi normativi, incrementi di immobilizzazioni in corso ed altri investimenti diversi da quelli di cui alle successive lettere b) e c): 0%;
 - b) I=2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non riconducibili alla successiva tipologia I=3 e investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03: 2% per 12 anni;
 - c) I=3 investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, le congestioni intrazonali e gli investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity (NTC)* sulle frontiere elettriche: 3% per 12 anni.
- 19.7 L'attribuzione dei nuovi investimenti alla tipologia di cui al comma 19.6 avviene su proposta dell'impresa concessionaria del servizio e mediante approvazione preventiva da parte dell'Autorità.
- 19.8 Il capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari in ciascun anno t a partire dall'anno 2008, in relazione agli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03 include le stime comunicate da Terna di entrata in esercizio di nuovi investimenti destinati a tale

scopo entro il termine dell'anno t . Su base annuale l'Autorità verifica eventuali differenze tra le entrate in esercizio stimate e le effettive entrate in esercizio.

- 19.9 L'inclusione nel capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari di investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03 previsti per gli anni successivi al 2008 è subordinato all'entrata in esercizio degli investimenti netti inclusi nella base di capitale utilizzata ai fini della definizione dei livelli tariffari applicati nell'anno precedente.
- 19.10 Dall'anno 2010, con riferimento agli investimenti di cui al comma 19.4, lettera a), entrati in esercizio nell'anno $t-2$, la maggiore remunerazione di cui al comma 18.3 lettera d) è calcolata come somma delle maggiori remunerazioni riconducibili a ciascuna delle tipologie di investimento di cui al comma 19.6 lettere b) e c), determinate come prodotto tra il valore netto dell'investimento, al netto anche di eventuali contributi in conto capitale percepiti e il tasso di maggiore remunerazione riconosciuto ai sensi del medesimo comma 19.6 lettere b) e c).
- 19.11 In deroga a quanto disposto dal comma 19.10, nel caso in cui il valore di investimenti rientranti nelle categorie I=2 e I=3 includa costi ambientali e/o compensativi superiori al 6% dei costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, la maggiore remunerazione (MR) sul capitale investito relativa allo specifico investimento è calcolata secondo la seguente formula:

$$MR = r_{ridotto} - r_{base}$$

essendo:

r_{base} il tasso di remunerazione di cui al comma 19.2;

$r_{ridotto}$ è il tasso calcolato come segue

$$r_{ridotto} = (r_{base} + r_{premium}) * \frac{C^{eff} * (1 + \alpha)}{C^{eff} + C^{amb}} + K_D * \frac{C^{amb} - C^{eff} * \alpha}{C^{eff} + C^{amb}}$$

dove:

- $r_{premium}$ è la maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti di sviluppo in coerenza con le disposizioni di cui al comma 19.6.
- la componente C^{amb} rappresenta i costi compensativi e/o i costi ambientali;
- la componente C^{eff} rappresenta i costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, al netto dei costi compensativi e/o i costi ambientali;
- α è fissato ad un valore pari a 0,06;
- K_D rappresenta il tasso nominale di rendimento del capitale di debito riconosciuto ai fini tariffari, pari al 4,90%;

19.12 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:

- a) l'effettiva realizzazione degli investimenti di cui al presente articolo e la corrispondenza degli investimenti comunicati ai sensi del comma 19.4, lettera a), con i costi effettivamente sostenuti;
- b) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali di cui al comma 19.4, con quelli risultanti dai bilanci certificati;
- c) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera b) rispetto alle attività svolte.

TITOLO 3

SERVIZIO DI MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA

Articolo 20

Disposizioni generali

- 20.1 Ciascun misuratore che consenta la rilevazione oraria o per fascia oraria delle grandezze elettriche è sincronizzato con un unico riferimento nazionale messo a disposizione dall'Istituto Nazionale di Ricerca Metrologica e a cura del soggetto responsabile della rilevazione e della registrazione delle misure dell'energia elettrica.
- 20.2 Ai fini del calcolo dei corrispettivi per il servizio di cui al comma 2.1, lettera c), le misure rilevanti sono esclusivamente quelle effettuate dai misuratori di cui al presente titolo.
- 20.3 Per gli impianti di produzione per i quali la misura dell'energia elettrica prodotta coincide con la misura dell'energia elettrica immessa in rete, i misuratori installati ai sensi della normativa vigente sono utilizzati anche per la misura dell'energia elettrica prodotta.

Articolo 21

Soggetti responsabili del servizio di misura dell'energia elettrica

- 21.1 Il soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori è:
- a) con riferimento ai punti di prelievo, l'impresa distributrice per i clienti finali che prelevano l'energia elettrica da tali punti;
 - b) con riferimento ai punti di immissione relativi ad un impianto di produzione di energia elettrica, il soggetto titolare dell'impianto medesimo;
 - c) con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice sulla cui rete tali punti si trovano;
 - d) con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che cede energia elettrica attraverso tali punti.
- 21.2 Il soggetto responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica è:
- a) con riferimento ai punti di prelievo, l'impresa distributrice per i clienti finali che prelevano l'energia elettrica da tali punti;
 - b) con riferimento ai punti di immissione situati su una rete con obbligo di connessione di terzi, il soggetto che gestisce la medesima rete;
 - c) con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice sulla cui rete tali punti si trovano;
 - d) con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che cede energia elettrica attraverso tali punti.

- 21.3 Ai soli fini della definizione della responsabilità dell'installazione e della manutenzione dei misuratori oltre che della responsabilità della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica, in presenza di un unico punto di connessione utilizzato sia per prelievi che per immissioni di energia elettrica:
- a) se il punto di connessione è asservito ad un impianto di produzione di energia elettrica e se i prelievi che avvengono attraverso tale punto sono finalizzati esclusivamente all'attività di produzione di energia elettrica, il punto di connessione medesimo è considerato punto di immissione. In tale caso il soggetto titolare dell'impianto è tenuto ad installare un solo misuratore in grado di rilevare sia la misura dell'energia elettrica immessa che la misura dell'energia elettrica prelevata;
 - b) nei casi diversi da quelli di cui al precedente alinea, il punto di connessione viene considerato punto di prelievo.
- 21.4 Il soggetto responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica di cui al comma 21.2 trasmette a Terna la registrazione delle misure dell'energia elettrica rilevate, per quanto necessario ai fini del compimento, da parte della medesima Terna, degli adempimenti amministrativi di competenza.
- 21.5 Le misure dell'energia elettrica rilevate e registrate nei punti di immissione e di prelievo non possono essere utilizzate per finalità diverse da quelle relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e di vendita di cui al comma 2.1, salvo consenso scritto da parte del soggetto titolare dell'impianto di produzione dell'energia elettrica o del cliente finale a cui tali punti si riferiscono.
- 21.6 Il responsabile dell'attività di raccolta e registrazione archivia e custodisce, per un periodo minimo di 5 anni, le misure dell'energia elettrica, sia quelle orarie corrispondenti ai punti di immissione e di prelievo trattati su base oraria, sia quelle corrispondenti ai punti di immissione e prelievo non trattati su base oraria, in modalità tale per cui questi possano essere disponibili e riutilizzati a scopi di verifica e controllo dell'applicazione dei meccanismi vigenti e con finalità legate ai servizi regolati.
- 21.7 Qualora l'ambito di competenza del responsabile dell'attività di rilevazione e registrazione delle misure risulti variato a seguito di cessioni e incorporazioni di attività, il soggetto cedente ha l'obbligo di trasferire gli archivi delle misure di energia elettrica integralmente al soggetto cessionario, contestualmente al perfezionamento della cessione.

Articolo 22

Disposizioni relative ai punti di prelievo in altissima, alta e media tensione e agli impianti di produzione di energia elettrica con potenza nominale superiore a 250 kW

- 22.1 Il presente articolo si applica al servizio di misura dell'energia elettrica con riferimento ai punti di prelievo in altissima, alta e media tensione e ai punti di immissione relativi a impianti di produzione di energia elettrica, con potenza nominale superiore a 250 kW.

- 22.2 I misuratori relativi ai punti di immissione e di prelievo di cui al precedente comma devono:
- a) consentire la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza prelevata e dell'energia elettrica attiva e reattiva immesse e prelevate nei punti di immissione e di prelievo;
 - b) essere provvisti di un sistema di segnalazione automatica di eventuali irregolarità del proprio funzionamento;
 - c) consentire al soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui è installato il misuratore l'accesso alle rilevazioni e alle registrazioni, con le stesse modalità e indipendentemente dall'accesso alle medesime rilevazioni e registrazioni da parte del soggetto di cui al comma 21.2;
 - d) essere predisposti per l'installazione, su richiesta del soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui i misuratori medesimi sono installati ed a spese di quest'ultimo, di dispositivi per il monitoraggio delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica.
- 22.3 In alternativa a quanto previsto al comma 22.2, lettera c), il soggetto di cui al comma 21.2 rende disponibili al cliente finale, per via informatica, i dati registrati nel corso del mese, entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui i dati sono stati registrati.
- 22.4 Nel caso in cui si verificano irregolarità di funzionamento del misuratore, l'intervento di manutenzione è effettuato, entro 48 (quarantotto) ore dalla segnalazione automatica o dalla comunicazione, dal soggetto di cui al comma 21.1 che ne dà tempestiva informazione al titolare del punto di immissione o di prelievo o al soggetto di cui al comma 21.2.
- 22.5 Per il periodo in cui si è verificata l'irregolarità di funzionamento di cui al comma 22.4, la ricostruzione delle misure dell'energia elettrica è effettuata dal soggetto di cui al comma 21.2, sulla base dell'errore di misurazione accertato in sede di verifica del misuratore, con effetto retroattivo dal momento in cui l'irregolarità si è verificata, ove lo stesso momento sia determinabile, oppure, nei casi di indeterminabilità, dall'inizio del mese in cui l'irregolarità è stata rilevata. Qualora non sia possibile determinare il suddetto errore di misurazione, la ricostruzione è effettuata con riferimento alle misure relative ad analoghi periodi o condizioni, tenendo conto di ogni altro elemento idoneo.
- 22.6 Il soggetto che ha diritto alla disponibilità delle misure dell'energia elettrica può richiedere in qualsiasi momento la verifica dei misuratori. Rimangono a carico del richiedente le spese necessarie per la verifica nel caso in cui gli errori riscontrati risultino compresi entro i limiti di precisione previsti per il misuratore. Qualora gli errori riscontrati superino tali limiti, il soggetto di cui al comma 21.1 assume a proprio carico le spese di verifica e provvede al ripristino della funzionalità del medesimo misuratore.

Articolo 23

Disposizioni relative ai punti di prelievo in bassa tensione

- 23.1 I misuratori relativi ai punti di bassa tensione devono soddisfare le caratteristiche minime di cui alla deliberazione n. 292/06, fermo restando quanto disposto al successivo Articolo 28.

Articolo 24

Disposizioni relative ai punti di interconnessione

- 24.1 I misuratori relativi ai punti di interconnessione consentono la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza prelevata e dell'energia elettrica attiva e reattiva immesse e prelevate nei punti di interconnessione.
- 24.2 Il servizio di misura dell'energia elettrica prelevata e/o immessa in un punto di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale è svolto conformemente alle prescrizioni tecniche, ai criteri e alle modalità definite dal codice di rete sulla base delle direttive emanate dell'Autorità con la deliberazione n. 250/04.

Articolo 25

Corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica in punti di prelievo nella titolarità di clienti finali

- 25.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a g), una tariffa composta dalle componenti tariffarie MIS_1 e MIS_3 , fissate pari ai valori di cui alla tabella 8.1 dell'allegato n. 1.

Articolo 26

Remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica nei punti di interconnessione e di immissione

- 26.1 Con riferimento al servizio di misura prestato in punti di interconnessione, al soggetto che provvede all'installazione e manutenzione del misuratore viene riconosciuto dalla controparte il corrispettivo di cui alla tabella 8.2 dell'Allegato 1.
- 26.2 Con riferimento al servizio di misura prestato in punti di interconnessione ovvero in punti di immissione, al soggetto che provvede alla raccolta delle misure viene riconosciuto dalla controparte il corrispettivo di cui alla tabella 8.3 dell'Allegato 1.
- 26.3 Con riferimento al servizio di misura prestato in punti di interconnessione ovvero in punti di immissione, al soggetto che provvede alla validazione e registrazione delle misure viene riconosciuto dalla controparte il corrispettivo di cui alla tabella 8.4 dell'Allegato 1.

Articolo 27

Corrispettivi applicati in assenza del misuratore

- 27.1 Nei punti di prelievo, di immissione e di interconnessione ove, compatibilmente con la normativa vigente, non risulti installato un misuratore, l'applicazione dei corrispettivi di cui ai precedenti articoli 25 e 26 è effettuata al netto del corrispettivo di cui al comma 26.1.

Articolo 28

Disposizioni inerenti l'installazione dei misuratori di energia elettrica

- 28.1 In tutti i punti di prelievo e di immissione in altissima, alta e media tensione di cui al comma 22.1 devono essere installati misuratori di energia elettrica conformi con quanto specificato al comma 22.2.
- 28.2 Con riferimento alle tempistiche di installazione dei misuratori elettronici relativi ai punti di prelievo e di immissione in bassa tensione si applicano le disposizioni di cui alla deliberazione n. 292/06.

Articolo 29

Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di misura

- 29.1 La remunerazione degli investimenti per il servizio di misura dell'energia elettrica avviene in applicazione delle disposizioni di cui ai commi seguenti e a condizione che detti investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.
- 29.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di remunerazione del capitale investito netto nel servizio di misura è fissato pari al 7,2%.

Articolo 30

Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di misura

- 30.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti MIS_1 e MIS_3 di cui al comma 25.1, a copertura dei costi operativi, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
 - b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
 - c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.
- 30.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 30.1, lettera b), è pari al 5,0%.

- 30.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l’Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell’anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti MIS_1 , e MIS_3 di cui di cui al comma 25.1 a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall’Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell’Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati.
- 30.4 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l’Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell’anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti MIS_1 , e MIS_3 di cui di cui al comma 25.1 a copertura degli ammortamenti, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall’Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell’Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti, con l’esclusione delle dismissioni di misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06;
 - d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.
- 30.5 In relazione all’aggiornamento previsto ai commi 30.3 e 30.4, relativamente al riconoscimento della remunerazione degli investimenti netti e degli ammortamenti in misuratori elettronici e sistemi di telegestione per i punti di prelievo di bassa tensione, salvo quanto disposto al comma 40.4, qualora il costo lordo di investimento dichiarato dalla singola impresa distributrice, medio per punto di prelievo, ecceda di oltre l’80% il costo medio lordo rivalutato di settore, la quota di costo eccedente detta soglia è esclusa dalla base di capitale riconosciuta ai fini tariffari.

TITOLO 4

CORRISPETTIVI APPLICATI ALLE UTENZE DOMESTICHE IN BASSA TENSIONE PER LA REMUNERAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DI ENERGIA ELETTRICA

Articolo 31 *Tariffe D1, D2, D3*

- 31.1 La tariffa di riferimento per i clienti potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), a remunerazione dei servizi di cui al comma 2.1, è

denominata D1. La tariffa D1, i cui valori sono fissati nella tabella 9, è composta dalle seguenti componenti tariffarie:

- a) componente σ_1 , costituita dagli elementi $\sigma_1(mis)$ e $\sigma_1(cot)$;
- b) componente σ_2 ;
- c) componente σ_3 , costituita dagli elementi $\sigma_3(tras)$, $\sigma_3(disAT)$ e $\sigma_3(disMT)$;
- d) componenti UC_3 , UC_4 , UC_6 e MCT di cui di cui all'Articolo 12.

31.2 Ciascuna impresa distributrice applica una tariffa denominata D2 alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente, nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW. La tariffa D2 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:

- a) componente $\tau_1(D2)$;
- b) componente $\tau_2(D2)$;
- c) componente $\tau_3(D2)$;
- d) componenti UC_3 , UC_4 e MCT di cui all'Articolo 12.

31.3 Ciascuna impresa distributrice applica una tariffa denominata D3 alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), diverse da quelli di cui al comma 31.2. La tariffa D3 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:

- a) componente $\tau_1(D3)$;
- b) componente $\tau_2(D3)$;
- c) componente $\tau_3(D3)$;
- d) componenti UC_3 , UC_4 e MCT di cui all'Articolo 12.

31.4 I valori delle componenti σ_1 , σ_2 , σ_3 , $\tau_1(D2)$, $\tau_2(D2)$, $\tau_3(D2)$, $\tau_1(D3)$, $\tau_2(D3)$, $\tau_3(D3)$, sono fissati nelle tabelle 10, 11 e 12 dell'Allegato 1.

31.5 Gli scaglioni di consumo espressi in kWh per anno previsti dalla tabella 10 ai fini dell'addebito della componente $\tau_3(D2)$ sono applicati con il criterio del pro-quota giorno. Gli scaglioni giornalieri sono ottenuti dividendo per 365 (trecentosessantacinque) i valori che delimitano gli scaglioni stessi e arrotondando il quoziente alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale. Le modalità di calcolo di cui al presente comma sono applicate alle fatture o bollette emesse in seguito alla lettura dei misuratori.

Articolo 32

Aggiornamento dei corrispettivi applicati alle utenze domestiche in bassa tensione

32.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti σ_1 , σ_2 e σ_3 a copertura dei costi operativi, applicando:

- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;

- b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
 - c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.
- 32.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 32.1, lettera b), è pari al 1,9% con riferimento al servizio di distribuzione, al 2,3% con riferimento al servizio di trasmissione e all'5,0% con riferimento al servizio di misura.
- 32.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti σ_1 , σ_2 , e σ_3 a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati entrati in esercizio;
 - d) limitatamente all'elemento $\sigma_3(disMT)$, all'elemento $\sigma_3(disAT)$, e alla componente σ_2 , il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti sulle reti di distribuzione incentivati ai sensi di quanto disposto dal successivo Articolo 11;
 - e) limitatamente all'elemento $\sigma_3(tras)$, il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti in reti di trasmissione ai sensi dell'Articolo 19.
- 32.4 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti σ_1 , σ_2 , e σ_3 a copertura degli ammortamenti, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti, con l'esclusione per l'elemento $\sigma_1(mis)$ delle dismissioni di misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06;
 - d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.

- 32.5 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, entro il 31 ottobre di ciascun anno, a partire dall'anno 2009, l'Autorità determina una quota correttiva dell'elemento $\sigma_1(cot)$ della tariffa D1 da applicare nell'anno successivo t , secondo quanto disposto al comma 10.8.
- 32.6 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, l'aggiornamento dell'elemento $\sigma_1(mis)$, tiene conto di quanto disposto al comma 30.5

PARTE III

PEREQUAZIONE E INTEGRAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI

TITOLO 1

**PEREQUAZIONE DEI COSTI E DEI RICAVI DI DISTRUBUZIONE
E DI MISURA**

SEZIONE 1

REGIME DI PEREQUAZIONE GENERALE

Articolo 33

Perequazione

- 33.1 La perequazione dei costi e dei ricavi di distribuzione e di misura per gli anni 2008-2011 si articola in:
- a) perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
 - b) perequazione dei ricavi dovuti alla maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati sulle reti di distribuzione;
 - c) perequazione dei costi del servizio di distribuzione su reti ad alta tensione;
 - d) perequazione dei costi del servizio di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
 - e) perequazione dei costi del servizio di distribuzione su reti a media e bassa tensione;
 - f) perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3.
 - g) perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione
 - h) perequazione dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per la clientela in bassa tensione.
- 33.2 La perequazione di cui al comma 33.1, si applica a tutte le imprese distributrici, salvo quanto disposto dal comma 33.3.
- 33.3 Le imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, sono escluse dalla partecipazione ai meccanismi di perequazione di cui al comma 33.1.
- 33.4 L'Autorità provvede alla quantificazione dei saldi di perequazione di cui al comma 33.1, lettere g) e h). La Cassa, attenendosi alle modalità previste nel presente articolo, provvede alla quantificazione dei saldi di perequazione di cui al comma 33.1, lettere da a) a f). La Cassa provvede altresì alla liquidazione dei saldi di perequazione derivanti dall'applicazione dei meccanismi di cui al comma 33.1.
- 33.5 Ai fini di quanto previsto dal comma 33.4, ciascuna impresa distributtrice, entro il 31 luglio di ogni anno, fa pervenire all'organo preposto alla quantificazione dei saldi di perequazione, con le modalità da questo definite in coerenza con le

disposizioni della presente Sezione, le informazioni necessarie al calcolo dell'ammontare di perequazione relativo all'anno precedente.

- 33.6 Nel caso in cui l'impresa di distribuzione non rispetti il termine di cui al comma 33.5, l'organo preposto alla quantificazione dei saldi di perequazione provvede a calcolare l'ammontare di perequazione utilizzando ogni informazione disponibile e provvedendo ad una stima prudenziale delle informazioni mancanti, in un'ottica di minimizzazione dell'ammontare di perequazione eventualmente dovuto dal sistema al distributore inadempiente e viceversa di massimizzazione di quanto eventualmente dovuto dallo stesso al sistema di perequazione nel suo complesso.
- 33.7 La Cassa, entro il 30 settembre di ogni anno, comunica all'Autorità e a ciascuna impresa distributrice l'ammontare di perequazione relativo ai singoli meccanismi di perequazione di cui al comma 33.1, lettere da a) a f). Entro lo stesso termine gli uffici dell'Autorità determinano e, informata l'Autorità, comunicano alla Cassa e a ciascuna impresa distributrice l'ammontare di perequazione relativo ai singoli meccanismi di cui al comma 33.1, lettere g) e h).
- 33.8 Ciascuna impresa distributrice, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione, entro il 31 ottobre di ogni anno, provvede a versare alla Cassa quanto dovuto.
- 33.9 La Cassa, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione, entro il 30 novembre di ogni anno liquida quanto dovuto a ciascuna impresa distributrice. Nel caso in cui le disponibilità del conto di cui al comma 54.1, lettera h), non siano sufficienti a liquidare quanto di spettanza di ogni impresa distributrice la Cassa effettua pagamenti pro-quota rispetto agli importi vantati dalle diverse imprese distributrici, fino a concorrenza delle disponibilità dei conti suddetti.
- 33.10 Nel caso in cui la liquidazione delle somme dovute alle imprese distributrici in relazione ai meccanismi di perequazione non possa essere completata entro 3 mesi dal termine di cui al comma 33.9, la Cassa riconosce alle medesime imprese distributrici un interesse pari all'Euribor a dodici mesi base 360, calcolato a decorrere dall'1 gennaio del secondo anno successivo a quello a cui si riferiscono gli ammontari di perequazione.
- 33.11 Ai fini della perequazione, il riconoscimento della destinazione di consumi di energia elettrica ad uso proprio della trasmissione avviene dietro specifica autocertificazione da parte del soggetto esercente il servizio di trasmissione.
- 33.12 Ai fini della perequazione, il riconoscimento della destinazione di consumi di energia elettrica ad uso proprio della distribuzione avviene sulla base di una specifica autocertificazione predisposta dall'impresa distributrice.
- 33.13 In relazione all'interpretazione ed attuazione delle norme in materia di perequazione la Cassa si attiene alle indicazioni dell'Autorità. Ogni eventuale contestazione circa le modalità di applicazione dei meccanismi di perequazione e di raccolta delle relative informazioni è demandata alla valutazione e decisione dell'Autorità.

Articolo 34

Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione

34.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione, riconosciuto a ciascuna impresa distributrice, relativo al meccanismo di cui al comma 33.1, lettera a), è pari a:

$$PD_m = RR_m - RE_m$$

dove:

- PD_m è l'ammontare di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per ogni impresa distributrice m ;
- RR_m è l'ammontare dei ricavi che il distributore otterrebbe applicando, alle attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2, la tariffa di riferimento TV1 di cui al comma 6.1;
- RE_m è l'ammontare dei ricavi effettivi conseguiti dall'impresa distributrice applicando per ogni specifica tipologia contrattuale di cui al comma 2.2, la tariffa obbligatoria di cui all'Articolo 7 al netto delle maggiorazioni di cui al comma 49.2, lettera a), del TIQE.

Articolo 35

Perequazione dei ricavi dovuti alla maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati sulle reti di distribuzione

35.1 In sede di aggiornamento annuale delle tariffe di distribuzione, a partire dall'aggiornamento relativo all'anno 2010, l'Autorità individua la quota parte delle componenti tariffarie a copertura della maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati ai sensi dell'Articolo 11, in maniera che tale maggior remunerazione sia riconosciuta alle sole imprese distributrici che hanno effettivamente realizzato detti investimenti.

Articolo 36

Perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione

36.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 33.1, lettera c), è pari a:

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

dove:

- DA è l'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione;
- C_1 è il costo diretto standard delle linee ad alta tensione di distribuzione, calcolato secondo la seguente formula:

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

- C_2 è il costo sostenuto per l'utilizzo di reti ad alta tensione di altre imprese distributrici, calcolato applicando alle quantità di energia elettrica prelevata da reti di distribuzione di terzi, per ciascun livello di tensione t , l'elemento $\rho_3(disAT)$ relativo alle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f);
- RA_{DIR} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall'applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi diretti di distribuzione in alta tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, i prelievi delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione e della trasmissione, e applicando i corrispettivi unitari $\rho_3^{c'}(disAT)$ di cui alla tabella 15 dell'allegato n. 1;
- RA_{TOT} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall'applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi di distribuzione in alta tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, e delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione e della trasmissione;

con:

- $N_{k,m}$, consistenza delle componenti k delle linee di distribuzione ad alta tensione, come autocertificato da ciascuna impresa distributrice m ammessa;
- $qe^{c,m}$, quantità di energia elettrica trasportata per ciascuna tipologia contrattuale c da ciascuna impresa distributrice m .
- p_k , numero indice del costo unitario standard di ciascuna componente k delle linee di distribuzione ad alta tensione di cui alla tabella 16 dell'allegato n. 1;
- ξ , rapporto tra la quantità di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice dai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale e il totale di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice.

Articolo 37

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

37.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 33.1, lettera d) è pari a:

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

dove:

- DF è l'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
- Cf_1 è il costo diretto standard relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato secondo la seguente formula:

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

- Cf_2 è il costo 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 applicando gli elementi $\rho_1(disMT)$ e $\rho_3(disMT)$ relativi alle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f);
- RF_{DIR} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall'applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi diretti relativi alla trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, i prelievi delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione e della trasmissione, e applicando i corrispettivi unitari $\rho_1^c(disMT)$ e $\rho_3^c(disMT)$ di cui alla tabella 17 dell'allegato n. 1;
- RF_{TOT} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall'applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi relativi alla trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, i prelievi delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione e della trasmissione, applicando i corrispettivi di cui alla tabella 18 dell'allegato n. 1;

con:

- $ne^{c,m}$, numero di punti di prelievo appartenenti a ciascuna tipologia c di ciascuna impresa distributtrice.
- $N_{k,m}$, 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 autocertificata dall'impresa distributrice m ;

- $qe^{c,m}$, quantità di energia elettrica relativa al servizio trasporto prestato a ciascuna tipologia di utenza c da ciascuna impresa distributrice m .-
- r_k , numero indice del costo unitario standard delle componenti k delle stazioni di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione di cui alla tabella 19 dell'allegato n. 1;
- μ , rapporto tra la somma della quantità di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice dalla rete di trasmissione nazionale e da punti interconnessione virtuale alla reti di trasmissione nazionale in alta tensione e il totale di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice.

Articolo 38

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

38.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 33.1, lettera e) è pari a:

$$DB = (RA * IC * w) + up$$

dove

- DB è l'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e bassa tensione;
- IC è l'indicatore di concentrazione della clientela;
- RA è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall'applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1, a copertura dei costi di distribuzione in media e bassa tensione, calcolato considerando anche i ricavi ottenuti dal servizio distribuzione in media e bassa tensione prestato ad altre imprese distributrici;
- up sono i minori ricavi, calcolati applicando la componente TRAS ed i parametri della tariffa TV1 a copertura dei costi di distribuzione in media e bassa tensione, relativi ai servizi di trasmissione e di distribuzione erogati dall'impresa distributrice per usi propri di trasmissione e di distribuzione. Sono valorizzati in tale componente anche gli eventuali minori ricavi per i distributori che presentino punti di interconnessione con l'RTN ove l'energia ceduta a Terna è superiore all'energia prelevata;
- w è un coefficiente che esprime l'incidenza dei costi operativi diretti di distribuzione in media e bassa tensione sui costi totali di distribuzione in media e bassa tensione riconosciuti, e assume valore pari a 0,3.

38.2 L'indicatore di concentrazione IC è calcolato secondo la seguente formula:

$$IC = \frac{\sum_J N_J * K_J}{\sum_J N_J} - 1$$

dove:

- J denota il grado di concentrazione (alta, media o bassa), come definito nel TIQE;
- N_J è il numero di punti di prelievo in bassa tensione serviti dall'impresa, con grado di concentrazione J ;
- K_J è il coefficiente che esprime lo scostamento rispetto alla media del costo diretto necessario per servire un cliente nel grado di concentrazione J e assume i valori riportati in tabella 13 dell'allegato n. 1.

Articolo 39

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

39.1 L'ammontare di perequazione di cui al comma 33.1, lettera f), è pari a:

$$RD = RA - RE$$

dove:

- RD è l'ammontare di perequazione dei ricavi ottenuti dalle tariffe D2 e D3;
- RA rappresenta il livello dei ricavi che l'impresa distributrice avrebbe conseguito dall'applicazione della tariffa DI , di cui al comma 31.1 del presente provvedimento, ai clienti ai quali sono state applicate le tariffe $D2$ e $D3$ con riferimento al numero medio di punti di prelievo, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza del periodo al quale si riferisce l'ammontare di perequazione;
- RE rappresenta il livello dei ricavi effettivi al netto delle maggiorazioni di cui al comma 49.2, lettera a), del TIQE, che l'impresa distributrice ha conseguito dall'applicazione delle tariffe $D2$ e $D3$, senza sconti o abbuoni, con riferimento al numero medio di clienti, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza del periodo al quale si riferisce l'ammontare di perequazione.

Articolo 40

Perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione

40.1 In ciascun anno t , l'ammontare di perequazione dei ricavi del servizio di misura per i punti di prelievo in bassa tensione dotati di misuratore relativo a ciascuna impresa distributrice m è pari a:

$$PM_m = RM_m - QM_m - RPM_m$$

dove:

- PM_m è l'ammontare di perequazione dei ricavi del servizio di misura;
- RM_m è il ricavo spettante all'impresa distributrice m , a copertura dei costi di capitale dell'anno $t-2$, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione, e alle dismissioni dell'anno $t-2$ di misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici aventi i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06, e dei sistemi di raccolta dei dati di misura, calcolato secondo la seguente formula:

$$RM_m = \frac{CE_m^{MEBT}}{\sum_m CE_m^{MEBT}} * \sum_m QME_m + \frac{N_m^{MMBT}}{\sum_m N_m^{MMBT}} * \sum_m QMM_m + \frac{CE_m^{TGBT}}{\sum_m CE_m^{TGBT}} * \sum_m MIS'_m (RAC)$$

con:

- CE_m^{MEBT} è il costo effettivo di capitale dell'anno $t-2$, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori elettronici di energia elettrica, relativi a punti di prelievo in bassa tensione, aventi i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06;
 - QME_m è il ricavo di ciascuna impresa distributrice m , derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi $MIS_1(INS)$, $MIS_3(INS)$ e dell'elemento $\sigma_1(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori elettronici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione e a copertura dell'ammortamento delle dismissioni di misuratori elettromeccanici, sostituiti con misuratori elettronici aventi i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06, di cui alla tabella 20 dell'allegato n. 1;
 - N_m^{MMBT} è il numero dei misuratori elettromeccanici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione;
 - QMM_m è il ricavo dell'impresa distributrice m , derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi $MIS_1(INS)$, $MIS_3(INS)$ e dell'elemento $\sigma_1(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori elettromeccanici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione di cui alla tabella 21 dell'allegato n. 1;
 - $MIS'_m(RAC)$ è il ricavo dell'impresa distributrice m , derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi $MIS_1(RAC)$, $MIS_3(RAC)$ e dell'elemento $\sigma_1(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, dei sistemi di raccolta dei dati di misura di energia elettrica di cui alla tabella 22 dell'allegato n. 1;
 - CE_m^{TGBT} è il costo effettivo di capitale dell'anno $t-2$, ivi inclusi gli ammortamenti, relativo ai sistemi di raccolta dei dati di misura dell'energia elettrica dei punti di misura in bassa tensione;
- $QM_m = QME_m + QMM_m + MIS'_m (RAC)$;

- RPM_m è la penale, relativa a ciascuna impresa distributrice m , in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni della deliberazione n. 292/06 in materia di installazione di misuratori elettronici relativi a punti di prelievo in bassa tensione. In termini formali:

$$RPM_m = MAX(\Delta N_m^{BT,ME}; 0) * MIS(INS)_{cirBT}$$

con:

- $MIS(INS)_{cirBT}$ di cui alla tabella 23 dell'allegato n. 1, sono le quote parti degli elementi $MIS_1(INS)$, $MIS_3(INS)$ e dell'elemento $\sigma_1(mis)$ applicate alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere a), b) e c), riconosciute a copertura della remunerazione del capitale di misuratori dell'energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione che non hanno i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06;
- $\Delta N_m^{BT,ME} = \min(N_m^{BT,ME} \Big|_{previsti} - N_m^{BT,ME} \Big|_{installati}; 0,5 * N_m^{BT,ME} \Big|_{previsti})$;

dove:

- $N_m^{BT,ME} \Big|_{previsti}$ è il numero di punti di prelievo in bassa tensione, relativo a ciascuna impresa distributrice m , in cui al comma 8.1 della deliberazione n. 292/06 prevede, entro il 31 dicembre dell'anno t , l'installazione di un misuratore elettronico avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione medesima;
- $N_m^{BT,ME} \Big|_{installati}$ è il numero di punti di prelievo in bassa tensione, relativo a ciascuna impresa distributrice m , in cui entro il 31 dicembre dell'anno t è stato effettivamente installato un misuratore elettronico avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06.

40.2 Nei casi in cui, per la singola impresa distributrice, risulti:

$$N_m^{BT,ME} \Big|_{previsti} - N_m^{BT,ME} \Big|_{installati} > 0,5 * N_m^{BT,ME} \Big|_{previsti}$$

l'Autorità avvia il procedimento finalizzato alla erogazione di una sanzione per inottemperanza alle disposizioni di cui al comma 8.1 della deliberazione n. 292/06 in relazione all'inadempienza eccedente la quota oggetto di penale.

40.3 In relazione alla valorizzazione dei termini CE_m^{MEBT} e CE_m^{TGBT} qualora il costo lordo di investimento dichiarato dalla singola impresa distributrice, medio per punto di prelievo, ecceda di oltre l'80% il costo medio lordo rivalutato di settore, la quota di costo eccedente detta soglia è esclusa dalla base di capitale riconosciuta ai fini della perequazione.

40.4 Al fine del riconoscimento delle quote di remunerazione escluse ai sensi del precedente comma 40.3, la singola impresa distributrice può presentare all'Autorità apposita istanza motivata, secondo la modulistica predisposta dalla Direzione tariffe dell'Autorità. L'istanza deve essere corredata da documentazione che

comprovi che l'investimento è stato effettuato nel rispetto dei principi di pertinenza, efficienza ed economicità. Sulla base di detta istanza l'Autorità avvia una specifica istruttoria individuale ai fini della valutazione della riconoscibilità, anche parziale, delle quote di costo eccedenti la soglia di cui al comma 40.3.

- 40.5 In ciascun anno t l'ammontare RPM, di cui al comma 40.1, versato dalle imprese a titolo di penale in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni della deliberazione n. 292/06 in materia di installazione di misuratori elettronici relativi a punti di prelievo in bassa tensione, contribuisce ad alimentare il conto di gestione di cui all'Articolo 54, comma 54.1, lettera h).

Articolo 41

Perequazione dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per la clientela in bassa tensione

- 41.1 Per ciascuna impresa distributtrice che ha costituito una società separata per l'erogazione del servizio di vendita di maggior tutela, in ciascun anno, l'ammontare di perequazione di cui al comma 33.1, lettera h), è pari a:

$$PS^{COT} \begin{cases} = CE^{COT} - RAP^{COT,AT/MT} - 0,95 \cdot RAP^{COT,BT}, & \text{se } \theta < 0,95 \\ = 0, & \text{se } 0,95 \leq \theta \leq 1,05 \\ = CE^{COT} - RAP^{COT,AT/MT} - 1,05 \cdot RAP^{COT,BT}, & \text{se } \theta > 1,05 \end{cases}$$

dove:

- PS^{COT} è l'ammontare di perequazione dei costi commerciali sostenuti per la clientela in bassa tensione;
- $\theta = \frac{CE^{COT} - RAP^{COT,AT/MT}}{RAP^{COT,BT}}$
- $RAP^{COT,BT}$ è la somma dei ricavi ammessi, per ciascuna tipologia contrattuale connessa in bassa tensione, dall'applicazione degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ e $\sigma_1(cot)$ delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e dall'applicazione dei contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi di cui alla tabella 2 del TIC;
- $RAP^{COT,AT/MT}$ è la somma dei ricavi ammessi, per ciascuna tipologia contrattuale connessa in altissima, alta e media tensione, dall'applicazione degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ e $\sigma_1(cot)$ delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e dall'applicazione dei contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi di cui alla tabella 2 del TIC;

- CE^{COT} è il livello dei costi effettivi ammissibili per l'attività di commercializzazione del servizio di distribuzione, rilevati contabilmente a consuntivo, come desumibili dai conti annuali separati redatti in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 11/07, relativamente al comparto di cui al comma 6.4, lettera f).

41.2 Con riferimento alle disposizioni di cui al comma 41.1, in relazione all'ammissibilità dei costi per l'attività di commercializzazione, l'Autorità opera in coerenza con i criteri utilizzati per la fissazione dei costi riconosciuti per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo regolatorio 2008-2011, nell'ambito di specifiche istruttorie individuali.

41.3 Per ciascuna impresa distributrice che non ha costituito una società separata per l'erogazione del servizio di vendita di maggior tutela, in ciascun anno, l'ammontare di perequazione di cui al comma 33.1, lettera h), è pari a:

$$PI^{COT} = RC^{COT,BT} + RC^{COV,BTM} - RAP^{COT,BT} - RAP^{RCVi,BTM}$$

dove:

- PI^{COT} è l'ammontare di perequazione dei costi commerciali sostenuti per la clientela in bassa tensione;
- $RC^{COT,BT}$ è la somma dei ricavi ammessi determinati applicando i corrispettivi unitari $\rho'_1(cot)$, $\rho'_3(cot)$ e $\sigma'_1(cot)$ riportati nella tabella 24 dell'allegato n. 1, ai punti di prelievo di ciascuna tipologia contrattuale di cui al comma 2.2, lettere da a) a c);
- $RC^{COV,BTM}$ è la somma dei ricavi ammessi determinati applicando i corrispettivi unitari $\rho'_1(cov)$, $\rho'_3(cov)$ e $\sigma'_1(cov)$ riportati nella tabella 24 dell'allegato n. 1, ai punti di prelievo serviti nell'ambito del regime di maggior tutela;
- $RAP^{COT,BT}$ è la somma dei ricavi ammessi derivanti dall'applicazione degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ e $\sigma_1(cot)$ delle tariffe di riferimento TV1 e D1 ai punti di prelievo di ciascuna tipologia contrattuale di cui al comma 2.2, lettere da a) a c);
- $RAP^{RCVi,BTM}$ è la somma dei ricavi ammessi riconosciuti all'impresa per lo svolgimento del regime di maggior tutela dall'applicazione della componente RCV_i di cui al comma 9bis.1, lettera b), del TIV ai punti di prelievo serviti nell'ambito del regime di maggior tutela.

41.4 I corrispettivi di cui alla tabella 24 dell'allegato n. 1 sono aggiornati annualmente in coerenza con le disposizioni di cui agli articoli 10 e 32.

SEZIONE 2

REGIME DI PEREQUAZIONE SPECIFICO AZIENDALE

Articolo 42

Perequazione specifica aziendale

- 42.1 La perequazione specifica aziendale è destinata alla copertura degli scostamenti dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari, non coperti dai meccanismi di perequazione di cui alla sezione 1 del presente titolo, derivanti da variabili esogene fuori dal controllo dell'impresa.
- 42.2 La partecipazione alla perequazione specifica aziendale è riservata alle imprese ammesse alla medesima perequazione per il periodo di regolazione 2004 – 2007.
- 42.3 Al soggetto giuridico che deriva da operazioni straordinarie tra due o più imprese di distribuzione già ammesse al regime di perequazione specifico aziendale, viene riconosciuto, a partire dall'anno in cui l'operazione è avvenuta, per un periodo massimo di otto anni un ammontare di perequazione specifica aziendale pari alla somma di quanto spettante alle singole imprese.
- 42.4 Per l'anno 2008, il valore del fattore di correzione Csa , definito ai sensi delle deliberazioni n. 5/04 e n. 96/04, è calcolato applicando la seguente formula:

$$Csa_{08} = \frac{CE_{08} - RAP_{08}}{RAP_{08}}$$

dove:

- RAP_{08} è il ricavo ammesso perequato di distribuzione della singola impresa per l'anno 2008;
- CE_{08} è il costo effettivo di distribuzione per l'anno 2008, calcolato sulla base di istruttorie individuali condotte dalla Direzione tariffe in coerenza con i criteri utilizzati per la fissazione dei costi riconosciuti per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica per il primo anno del periodo regolatorio 2008-2011. Ai fini del calcolo di CE_{08} , il costo operativo riconosciuto per l'anno 2008 (COR_{08}) della singola impresa è calcolato sulla base della seguente formula:

$$COR_{08} = \min \left\{ \begin{array}{l} \left[COE_{06} * \frac{Q_{07}}{Q_{06}} + 0,5 * \max(COB_{06} - COE_{06}; 0) + RALP_{06} \right] * (1 + RPI_{07} - X) * (1 + RPI_{08} - \bar{X}) \\ COB_{06} * (1 + RPI_{07} - X) * (1 + RPI_{08} - \bar{X}) + RALP_{06} \end{array} \right.$$

con:

- COR_{08} è il livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2008;
- COB_{06} è il costo operativo, al netto degli ammortamenti e dei contributi di allacciamento a preventivo al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali, fissato per l'anno 2004 nell'istruttoria individuale condotta ai sensi della deliberazione n. 96/04, aggiornato per tener conto del meccanismo del *price-cap* per gli anni 2005 e 2006;
- COE_{06} è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2006, al netto di ammortamenti e oneri finanziari e dei contributi di allacciamento a preventivo, al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali portata a deduzione del costo operativo riconosciuto;
- $RALP$ è pari ai ricavi effettivi da contributi di allacciamento a preventivo al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali portata a deduzione del costo operativo riconosciuto;
- $\frac{Q_{07}}{Q_{06}}$ è la variazione delle variabili di scala tra il 2006 e 2007, verificatasi a livello di impresa;
- RPI_{07} e RPI_{08} sono i tassi annui di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* per la fissazione dei parametri da impiegare rispettivamente negli anni 2007 e 2008 pari a 1,7% in entrambi gli anni;
- X è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione pari a 3,5%;
- \bar{X} è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel terzo periodo di regolazione pari a 1,9%.

42.5 Per gli anni 2009, 2010 e 2011, il valore del fattore di correzione Csa , definito ai sensi delle deliberazioni n. 5/04 e n. 96/04, è determinato applicando al valore del Csa per l'anno 2008, la seguente formula:

$$Csa_n = \frac{Csa_n^{08} * RAP_{08} + \sum_{s=09}^n \Delta CEK_s + \sum_{s=09}^n \Delta CE A_s - RAP_{08} * \left[\prod_{s=09}^n (1 + \Delta TAR_{CIRs} + \Delta TAR_{AMMs}) - 1 \right]}{RAP_{08} * \prod_{s=09}^n (1 + \Delta TAR_{CIRs} + \Delta TAR_{AMMs})}$$

dove:

- Csa_n^{08} è il valore del Csa come determinato per l'anno 2008, eventualmente corretto ai sensi della deliberazione di approvazione del fattore di correzione per l'anno 2004;
- $\Delta CEK_n = WACC * (\Delta INV_{n-2} + \varphi_n * CIR_{n-1} - RALP_{n-2}) - \omega_{INV_n}$;
- $\Delta INV_{n-2} = (INV_{n-2} - AMM_{n-2} - DISM_{n-2})$;
- $\omega_{INV_n} = \sum_j (P_{j,n} * Q_{j,n}) - \sum_j (P_{j,n} * Q_{j,n-1})$;

- φ_n è la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi per l'anno n , il cui valore è pubblicato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari;
- CIR_{n-1} è il capitale investito riconosciuto a fini tariffari nell'anno $n-1$;
- INV_{n-2} è l'investimento lordo effettuato nell'anno $n-2$ dall'impresa;
- AMM_{n-2} è la quota di ammortamento riconosciuta ai fini della fissazione del Csa sulla base del capitale investito fino all'anno $n-2$;
- $DISM_{n-2}$ sono le dismissioni effettuate nell'anno $n-2$ (eccedenti rispetto a quelle considerate ai fini della eventuale fissazione di decrementi annui del coefficiente Csa , in considerazione della eliminazione delle sovrapposizioni tra reti storiche e reti acquisite);
- $\sum_j (P_{j,n} * Q_{j,n})$ è il valore dei ricavi calcolato moltiplicando le variabili di scala dell'impresa relativi all'anno n ($Q_{j,n}$) per la quota parte dei parametri tariffari dell'anno n a copertura della remunerazione del capitale investito riconosciuto ($P_{j,n}$), il cui valore è pubblicato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari;
- j sono le componenti tariffarie e le relative variabili di scala, rilevanti ai fini della perequazione specifica aziendale;
- $\Delta CEA_n = \varphi_n (\Delta AMM_{n-1} + AMM_{n-2}) - \omega_{AMM_n}$;
- $\Delta AMM_{n-2} = (NAM_{n-2} - ALI_{n-2} - DISA_{n-2} - UTI_{n-2})$;
- $\omega_{AMM_n} = \sum_j (A_{j,n} * Q_{j,n}) - \sum_j (A_{j,n} * Q_{j,n-1})$;
- NAM_{n-2} indica la quota di ammortamento relativa ai nuovi investimenti effettuati nell'anno $n-2$;
- ALI_{n-2} è la quota di ammortamento relativa a cespiti alienati nell'anno $n-2$;
- $DISA_{n-2}$ è la quota di ammortamento relativa a cespiti dismessi a qualsiasi titolo;
- UTI_{n-2} è la quota di ammortamento relativa a cespiti che hanno completato la vita utile standard;
- $\sum_j (A_{j,n} * Q_{j,n})$ è il valore dei ricavi calcolato moltiplicando le variabili di scala dell'impresa relativi all'anno n ($Q_{j,n}$) per la quota parte dei parametri tariffari dell'anno n a copertura degli ammortamenti ($A_{j,n}$), il cui valore è pubblicato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari;
- ΔTAR_{CIRn} è la variazione percentuale dei parametri tariffari unitari, per effetto dell'aggiornamento annuale a valere per l'anno n , della parte a copertura della remunerazione del capitale investito riconosciuto a livello nazionale. Il valore è fissato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari e tiene conto degli investimenti effettivi di settore all'anno $n-2$ ivi compresa la variazione conseguente alla rivalutazione e tenendo conto della crescita dei volumi;
- ΔTAR_{AMMn} è la variazione percentuale dei parametri tariffari unitari, per effetto dell'aggiornamento annuale a valere per l'anno n , della parte a copertura della remunerazione degli ammortamenti riconosciuto a livello nazionale. Il valore è fissato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari e tiene conto degli investimenti effettivi di settore

all'anno $n-2$ ivi compresa la variazione conseguente alla rivalutazione e tenendo conto della crescita dei volumi.

- 42.6 Per gli anni 2009 e seguenti, il termine per la presentazione dei dati necessari per l'aggiornamento del fattore di correzione specifico aziendale, secondo moduli pubblicati a cura della Direzione tariffe dell'Autorità, è fissato al 31 luglio di ogni anno.

SEZIONE 3

PROMOZIONE DELLE AGGREGAZIONI

Articolo 43

Promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici

- 43.1 Nel caso in cui il processo di aggregazione di più imprese di distribuzione coinvolga almeno una impresa con meno di 100.000 punti di prelievo e comporti la riduzione del numero di imprese concessionarie, all'impresa risultante dall'aggregazione la Cassa riconosce annualmente, fino al 2011, un importo pari a:

$$\text{PAGG}_n = \text{CoD}_n * K$$

dove:

- PAGG_n è l'importo riconosciuto per la promozione delle aggregazioni, relativo all'anno n successivo all'anno di avvenuta aggregazione;
 - CoD_n è il ricavo ammesso a copertura dei costi operativi di distribuzione, derivate dall'applicazione nell'anno n della tariffa TV1, escluso l'elemento $\rho_1(\text{cot})$ e D1, escluse la componente σ_1 e l'elemento $\sigma_3(\text{tras})$, ai clienti delle imprese aggregate diverse dall'impresa con il maggior numero di punti di prelievo in bassa tensione;
 - K è pari a 1,9%.
- 43.2 Per gli anni successivi all'anno n , l'importo PAGG è calcolato aggiornando il valore del parametro CoD per tener conto della variazione degli elementi della tariffa TV1.
- 43.3 Il calcolo ed il riconoscimento dell'importo di cui al comma 43.1 avviene coi modi e nei tempi previsti dall'Articolo 33 per la perequazione generale.

SEZIONE 4

INTEGRAZIONE DEI RICAVI A COPERTURA DI ONERI IN CAPO ALLE IMPRESE DI DISTRIBUTRICI E ALLA SOCIETA' TERNA

Articolo 44

Integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto ai dipendenti

- 44.1 Alle imprese distributrici e alla società Terna, fino al 31 dicembre 2019 secondo le modalità disciplinate dal presente articolo, è riconosciuta una integrazione ai ricavi garantiti dall'applicazione dei corrispettivi tariffari di cui alla Parte II del presente provvedimento, in relazione alla copertura dei costi relativi agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore, in ragione del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro, assunti prima dell'1 luglio 1996, inclusi quelli in pensione e in reversibilità.
- 44.2 Per l'anno 2008, l'integrazione di cui al comma 44.1 è pari a 11/12 (undici dodicesimi) dell'onere effettivamente sostenuto nell'anno 2006 per gli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore, in ragione del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro, assunti prima dell'1 luglio 1996, inclusi quelli in pensione e in reversibilità.
- 44.3 Per gli anni successivi al 2008 l'integrazione massima riconoscibile è pari al valore dell'onere effettivamente sostenuto nell'anno 2006, ridotto annualmente di un ulteriore dodicesimo di detto valore.
- 44.4 L'integrazione riconosciuta in ciascun anno n successivo al 2008, qualora l'onere effettivo a consuntivo sostenuto nell'anno $n-2$ risulti inferiore al massimo riconoscibile determinato ai sensi del comma 44.3, è pari alla media tra l'onere effettivo dell'anno $n-2$ e l'integrazione massima riconoscibile di cui al medesimo comma 44.3.
- 44.5 Ai fini del calcolo dell'onere effettivamente sostenuto nell'anno 2006 di cui al comma 44.2 si applicano le seguenti limitazioni:
- a) l'onere deve fare riferimento esclusivamente a dipendenti assegnati a funzioni rientranti nelle attività di trasmissione, distribuzione e misura, come delimitate ai sensi del TIU;
 - b) nel caso di ex-dipendenti, inclusi i casi di reversibilità, l'ex-dipendente all'atto della cessazione del rapporto di lavoro doveva essere assegnato a mansioni/strutture organizzative oggi chiaramente e univocamente riconducibili alle attività di cui alla precedente lettera a).
- 44.6 A partire dall'anno 2008, lo sconto riconosciuto a dipendenti ed ex-dipendenti, inclusi i casi di reversibilità, oggetto del presente articolo, è evidenziato in maniera separata nei documenti di fatturazione emessi dall'impresa di distribuzione competente. In relazione a detto sconto è altresì garantita separata evidenza contabile.

44.7 Il mancato rispetto delle disposizioni di cui al comma 44.6 comporta la sospensione del diritto all'integrazione ai ricavi di cui al presente articolo fino ad avvenuto adempimento delle medesime disposizioni.

PARTE IV

PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE

TITOLO 1

IMPOSIZIONE

Articolo 45

Fissazione delle componenti tariffarie A

- 45.1 Nel presente titolo vengono fissate le componenti tariffarie per l'adeguamento dei corrispettivi per il servizio di distribuzione di cui al comma 2.1, lettera b), destinate alla copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico.
- 45.2 Le componenti tariffarie di cui al comma 45.1 sono:
- a) componente tariffaria A_2 , per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, di cui all'articolo 2, comma 1, lettera c), del decreto 26 gennaio 2000;
 - b) componente tariffaria A_3 , per la copertura degli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici per l'incentivazione della produzione di energia elettrica degli impianti da fonti rinnovabili e assimilate, ivi inclusi i costi riconosciuti per il funzionamento del medesimo Gestore dei servizi elettrici;
 - c) componente tariffaria A_4 , per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali di cui all'articolo 2, comma 1, lettera e), del decreto 26 gennaio 2000;
 - d) componente tariffaria A_5 , per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale del sistema elettrico di cui all'articolo 2, comma 1, lettera d), del decreto 26 gennaio 2000;
 - e) componente tariffaria A_6 , per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000.
- 45.3 Le componenti tariffarie di cui al comma 45.2 si applicano come maggiorazioni ai:
- a) corrispettivi del servizio di distribuzione di cui alla parte II, titolo 2, sezione 2 e titolo 4 della medesima parte;
 - b) agli usi finali delle imprese distributrici.
- 45.4 Le componenti tariffarie A alimentano i conti di gestione di cui al titolo 2, sezione 2, della presente parte.

- 45.5 I valori delle componenti tariffarie A sono determinati dall'Autorità. Ai fini della definizione delle deroghe di cui al successivo comma 73.1, le aliquote di dette componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh possono essere differenziate in funzione di un massimo di 4 (quattro) scaglioni di consumo mensile.
- 45.6 Alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere a), c), e), f), e g), la componente tariffaria A_6 è applicata con aliquote espresse in termini di centesimi di euro/punto di prelievo per mese e con aliquote espresse in centesimi di euro/kW per mese, differenziate per un massimo di quattro scaglioni di potenza.
- 45.7 Ai fini di quanto disposto al comma 45.6, la nozione di potenza rilevante è la potenza impegnata di cui all'Articolo 1.

TITOLO 2

ESAZIONE E GESTIONE DEL GETTITO

SEZIONE 1

ESAZIONE

Articolo 46

Disposizioni generali

- 46.1 Nella presente sezione sono disciplinate le modalità di esazione delle componenti tariffarie A , delle componenti UC_1 , UC_3 , UC_4 , UC_6 , MCT e delle altre prestazioni patrimoniali imposte, comprese quelle di cui al TIV.
- 46.2 La Cassa definisce le modalità operative in base alle quali gli esercenti, ivi inclusi gli esercenti il servizio di maggior tutela disciplinato dal TIV, provvedono ai versamenti sui conti da essa gestiti.

Articolo 47

Esazione delle componenti tariffarie A_2 , A_3 , A_4 , A_5 , A_6

- 47.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1 lettera b), salvo quanto disposto dal comma 47.2, versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito delle componenti tariffarie A_2 , A_3 , A_4 , A_5 e A_6 , in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo.
- 47.2 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1 lettera b) che prelevano energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale riconoscono al Gestore dei servizi elettrici il gettito della componente tariffaria A_3 , in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato.

- 47.3 Le imprese distributrici, sulla base delle aliquote pubblicate dall'Autorità, determinano e comunicano alla Cassa ovvero al Gestore dei servizi elettrici, la quota parte del gettito della componente tariffaria A_3 afferente la copertura degli oneri relativi alle partite economiche di cui al comma 56.8.

Articolo 48

Esazione degli importi destinati al conto qualità dei servizi elettrici

- 48.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1 lettera b), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo, il gettito delle componenti UC_6 .
- 48.2 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1 lettera b), versano inoltre alla Cassa, per i rispettivi anni di competenza e, tenuto conto delle disposizioni della deliberazione n. 333/07:
- a) le penalità in caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali relativi alla durata delle interruzioni di cui al comma 22.5 del TIQE;
 - b) le penalità in caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali relativi al numero di interruzioni di cui al comma 22.6 del TIQE;
 - c) la differenza di cui al comma 34.8 del TIQE;
 - d) le eccedenze di cui al comma 37.3 del TIQE.
- 48.3 Terna versa alla Cassa le penalità in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi degli indicatori di qualità del servizio di trasmissione di cui al comma 8.2 della deliberazione n. 341/07 per gli anni previsti al medesimo comma.

Articolo 49

Esazione degli importi destinati al Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica

- 49.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, gli importi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per i prelievi di energia reattiva di cui ai commi 8.1 e 15.2.

Articolo 50

Esazione delle componenti UC_1 , UC_3 , UC_4

- 50.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito delle componenti UC_3 e UC_4 , in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo.

- 50.2 Gli esercenti il servizio di maggior tutela di cui al Titolo 2 del TIV, versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito della componente UC_1 , in relazione al servizio erogato nel bimestre medesimo.

Articolo 51

Esazione della componente PPE di cui al comma 7.1 del TIV

- 51.1 Gli esercenti il servizio di maggior tutela di cui al Titolo 2 del TIV versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito della componente PPE di cui al comma 7.1 del medesimo TIV, in relazione al servizio erogato nel bimestre medesimo.

Articolo 52

Esazione delle componenti MCT e dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis della legge n. 368/03

- 52.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano a Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito della componente *MCT* in relazione al servizio erogato nel bimestre medesimo.
- 52.2 Entro il 31 marzo di ciascun anno, a partire dall'anno 2005, la Cassa riscuote gli ammontari derivanti dall'applicazione dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis della legge n. 368/03, come aggiornata dall'Autorità, all'energia elettrica autoprodotta e autoconsumata in sito dagli autoproduttori di cui all'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, nell'anno precedente.
- 52.3 La quantità di energia elettrica di cui al comma 52.2 viene determinata dalla Cassa, con apposita istruttoria, previa approvazione dell'Autorità, avvalendosi eventualmente delle società Terna e Gestore dei servizi elettrici e delle dichiarazioni fornite dagli autoproduttori agli Uffici tecnici di Finanza.

Articolo 53

Esazione degli importi destinati al Fondo per eventi eccezionali

- 53.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa il gettito corrispondente alla aliquota di cui alla tabella 10 del TIQE entro il 31 marzo di ogni anno successivo all'anno di riferimento.
- 53.2 Entro il 31 marzo di ogni anno le imprese distributrici versano inoltre alla Cassa i contributi di cui al comma 50.1 del TIQE, con la decorrenza e le norme transitorie previste dal comma 53.5 del medesimo TIQE e al netto di eventuali acconti versati ai sensi del comma successivo.
- 53.3 Entro il 30 settembre di ogni anno le imprese distributrici versano in acconto alla Cassa l'ammontare previsto ai sensi del comma 50.2 del TIQE, con la decorrenza e le norme transitorie previste dal comma 53.5 del medesimo TIQE.
- 53.4 Terna versa alla Cassa il contributo di cui al comma 50.3 del TIQE, con decorrenza prevista dal medesimo comma.

SEZIONE 2

GESTIONE DEL GETTITO

Articolo 54

Istituzione dei conti di gestione

54.1 Sono istituiti presso la Cassa:

- a) il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, alimentato dalla componente tariffaria A_2 ;
- b) il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_3 ;
- c) il Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, alimentato dalla componente tariffaria A_4 ;
- d) il Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca, su cui affluiscono le disponibilità del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca, alimentato dalla componente tariffaria A_5 ;
- e) il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, alimentato dalla componente tariffaria A_6 ;
- f) il Conto qualità dei servizi elettrici, alimentato dagli importi di cui al comma 48.2 e 48.3 e dalla componente UC_6 ;
- g) il Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e ai clienti del servizio di maggior tutela nel periodo 1 luglio 2007 – 31 dicembre 2007, alimentato dalla componente UC_1 ;
- h) il Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, alimentato dalla componente UC_3 ;
- i) il Conto per le integrazioni tariffarie di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a), del provvedimento CIP n. 34/74, e successivi aggiornamenti, alimentato dalla componente UC_4 ;
- l) il Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, alimentato dagli importi di cui al comma 49.1;
- m) il Conto oneri per certificati verdi, precedentemente alimentato dall'elemento VE ;
- n) il Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica, precedentemente alimentato dalla componente UC_5 ;
- o) il Conto oneri per il funzionamento della Cassa conguaglio per il settore elettrico, alimentato, in relazione al fabbisogno annuale della Cassa, in via proporzionale da tutti i Conti di gestione istituiti presso la medesima Cassa;
- p) il Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità;

- q) il Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4, comma 1, della legge n. 368/03, alimentato dalla componente MCT;
 - r) il Fondo per eventi eccezionali, alimentato dagli importi di cui all'Articolo 53;
 - s) il Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela, alimentato dalla componente PPE di cui al comma 7.1 del TIV;
 - t) il Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione, alimentato ai sensi del comma 9bis del TIV;
 - u) il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio.
- 54.2 Entro centoventi giorni dal termine di ciascun bimestre, la Cassa trasmette all'Autorità un rapporto dettagliato della gestione dei conti da essa gestiti, fornendo elementi utili per gli aggiornamenti delle corrispondenti componenti tariffarie.
- 54.3 La Cassa può utilizzare le giacenze esistenti presso i conti di cui al comma 54.1 per far fronte ad eventuali carenze temporanee di disponibilità di taluno di essi, a condizione che sia garantita la capienza dei conti dai quali il prelievo è stato effettuato a fronte dei previsti pagamenti e che, a tal fine, si provveda al loro progressivo reintegro.
- 54.4 Il gettito tariffario della componente A_3 versato alla Cassa dalle imprese distributrici diverse da quelle di cui al comma 47.2, è destinato prioritariamente alla reintegrazione delle anticipazioni effettuate dal Conto di cui al comma 54.1, lettera e), al Conto di cui al comma 54.1 lettera b), salvo quanto erogato direttamente dalla Cassa, senza il tramite del Gestore del sistema elettrico, a copertura di oneri gravanti sul medesimo Conto di cui al comma 54.1 lettera b).
- 54.5 In caso di mancato o parziale versamento da parte degli esercenti, la Cassa applica sulla somma dovuta un tasso di interesse di mora pari all'Euribor a un mese base 360 maggiorato di tre punti e mezzo percentuali.
- 54.6 Ai fini delle determinazioni di sua competenza, la Cassa può procedere ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi ed impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti. In caso di rifiuto di collaborazione da parte degli esercenti, la Cassa procede a far menzione della circostanza nel verbale, onde trarne elementi di valutazione.

Articolo 55

Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue

- 55.1 Il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue viene utilizzato, previa autorizzazione dell'Autorità, per il rimborso dei costi connessi ~~sia~~ alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse e di chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, di cui al comma 1, lettera a) della legge n. 83/03. Il Conto viene utilizzato anche per la copertura degli

oneri derivanti dalle disposizioni di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03 di competenza dell'anno 2004, nonché degli adempimenti di cui all'articolo 1, comma 298, della legge finanziaria 2005 e dell'articolo 1, comma 493, della legge finanziaria 2006.

Articolo 56

Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate

- 56.1 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici per l'acquisto di energia elettrica ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica sul mercato e dalla vendita dei diritti di cui all'articolo 11, comma 3, del medesimo decreto legislativo.
- 56.2 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire, altresì:
- a) le residue competenze, relative a periodi precedenti l'1 gennaio 2001, inerenti le quote del prezzo di cessione di cui al secondo e al terzo capoverso del punto A, Titolo IV del provvedimento CIP n. 6/92 nonché i contributi alle imprese produttrici-distributrici di cui alla lettera B, Titolo IV del medesimo provvedimento;
 - b) le spese per il funzionamento dell'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili di cui all'articolo 16 del decreto legislativo n. 387/03;
 - c) gli oneri sostenuti dalla Cassa per le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, fonti assimilate a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione previste dalla deliberazione n. 60/04;
 - d) gli oneri conseguenti al riconoscimento delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici previste dal decreto 28 luglio 2005 e dal decreto 6 febbraio 2006, in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 188/05;
 - e) gli oneri per la copertura dei costi sostenuti dal gestore di rete interessato alla connessione, in applicazione delle disposizioni di cui ai commi 13.1, 13.2, 13.3, 13.4 e 13.5 o eventualmente delle disposizioni di cui al comma 13.6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 281/05;
 - f) i costi sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici in relazione ai rimborsi ai produttori degli oneri derivanti dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, limitatamente all'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili non in grado di soddisfare la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02 e ceduta al Gestore dei servizi elettrici in forza del titolo II, punto 3, del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 113/06;
 - g) gli oneri conseguenti alle agevolazioni accordate per le richieste di connessione alle reti di distribuzione a tensione inferiore a 1 kV riguardanti impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi del comma 7.6, lettera b) dell'Allegato A alla deliberazione n. 89/07;

- h) l'incentivazione della produzione dell'energia elettrica mediante impianti fotovoltaici prevista dal decreto 19 febbraio 2007 e gli oneri ad essa connessi, come specificati ai commi 12.1, 12.2 e 12.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 90/07;
 - i) la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici per il ritiro dedicato dell'energia elettrica ai sensi della deliberazione n. 280/07 e i ricavi derivanti dalla vendita di tale energia elettrica sul mercato, oltre che gli oneri connessi come individuati dai commi 12.2 e 12.3 dell'Allegato A alla medesima deliberazione;
 - j) costi sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici per l'implementazione di guide di carattere informativo finalizzate a pubblicizzare le disposizioni normative e regolatorie in materia di fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento, oltre che per l'attivazione di un Servizio di informazione diretto, o *contact center*, sulle modalità di integrazione nel sistema elettrico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento, ai sensi della deliberazione n. 312/07.
- 56.3 Possono essere posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate gli eventuali oneri finanziari netti dovuti a squilibri temporali nei flussi finanziari connessi alla gestione delle partite di cui ai precedenti commi 56.1 e 56.2.
- 56.4 Il Gestore dei servizi elettrici dichiara alla Cassa, entro il giorno 15 di ciascun mese, l'ammontare della differenza, su base mensile, tra i ricavi rinvenienti dalla vendita dell'energia elettrica secondo le modalità di cui alla deliberazione n. 223/00, nonché dei diritti di cui all'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 ed i costi per l'acquisto di detta energia elettrica. Tale differenza comprende, altresì, gli oneri di natura tributaria e fiscale nonché una quota pari a un dodicesimo dei costi riconosciuti per il funzionamento del medesimo Gestore dei servizi elettrici.
- 56.5 Ferme restando le disposizioni di cui al comma 54.4, la Cassa provvede a versare al Gestore dei servizi elettrici, con valuta terzultimo giorno lavorativo di ciascun mese, l'ammontare di cui al comma 56.4 per la quota parte non coperta dal gettito della componente A_3 fatturato dal Gestore dei servizi elettrici ai sensi del comma 47.2. Qualora il gettito della componente A_3 fatturato dal Gestore dei servizi elettrici ai sensi del comma 47.2 sia superiore all'ammontare di cui al comma 56.4, il Gestore dei servizi elettrici versa l'eccedenza alla Cassa, che la registra sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate; la suddetta eccedenza non viene versata dal Gestore dei servizi elettrici nel caso in cui sussistano suoi crediti allo stesso titolo, asseverati dalla Cassa.
- 56.6 Il Gestore dei servizi elettrici trasmette alla Cassa, nei termini e secondo le modalità da questa determinate, idonea documentazione e un rendiconto delle partite economiche connesse all'acquisto e alla cessione dell'energia di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, nonché delle partite tributarie e fiscali complessive.
- 56.7 Il Gestore dei servizi elettrici trasmette mensilmente alla Cassa e all'Autorità idonea documentazione, secondo modalità concordate con la Direzione Tariffe dell'Autorità, sui flussi finanziari connessi alla gestione delle partite di cui ai

precedenti commi 56.1 e 56.2, nonché sugli eventuali oneri finanziari netti ad essi relativi, con evidenza dei tassi attivi e passivi applicati.

- 56.8 Il Gestore dei servizi elettrici e la Cassa, per quanto di competenza, danno separata evidenza contabile delle partite economiche complessivamente connesse agli oneri di cui al precedente comma 56.2, lettere d), e), g), h), i) e j).

Articolo 57

Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali

- 57.1 Il Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali viene utilizzato per la copertura dell'onere connesso al riconoscimento delle componenti tariffarie compensative di cui al comma 74.4.

Articolo 58

Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca

- 58.1 Il Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca viene utilizzato per la gestione delle disponibilità di pertinenza del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca.
- 58.2 La Cassa definisce con regolamento approvato dall'Autorità le modalità operative per la gestione, con separata evidenza contabile, del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca, nel rispetto delle determinazioni di cui all'articolo 11 del decreto 26 gennaio 2000.

Articolo 59

Conto qualità dei servizi elettrici

- 59.1 Il Conto qualità dei servizi elettrici è utilizzato per il finanziamento, per i rispettivi anni di competenza, dei seguenti incentivi:
- a) incentivi alle imprese distributrici in caso di recuperi aggiuntivi di continuità del servizio relativi alla durata delle interruzioni di cui al comma 22.5 del TIQE;
 - b) incentivi alle imprese distributrici in caso in caso di recuperi aggiuntivi di continuità del servizio relativi al numero di interruzioni di cui al comma 22.6 del TIQE;
 - c) contributi alle imprese distributrici nei casi previsti al comma 34.7 del TIQE;
 - d) incentivi a Terna nel caso di livelli effettivi degli indicatori di qualità del servizio di trasmissione migliori del livello obiettivo, di cui ai commi 8.2 e 8.3 della deliberazione n. 341/07, per gli anni previsti dal medesimo comma;
 - e) incentivi per le imprese distributrici che utilizzano i misuratori elettronici per la rilevazione dei clienti di bassa tensione effettivamente coinvolti

nelle interruzioni del servizio elettrico, ai sensi dell'articolo 12 dell'Allegato A alla deliberazione n. 292/06.

Articolo 60

Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica

60.1 Il Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica è utilizzato per il finanziamento di interventi di gestione e controllo della domanda di energia realizzati conformemente alle deliberazioni dell'Autorità nonché:

- a) gli oneri sostenuti dall'Enea per l'attività di cui all'articolo 4 della deliberazione n. 4/06, ai sensi del comma 5.1 della medesima deliberazione;
- b) gli oneri sostenuti dalle imprese distributrici per l'attuazione del programma di campagne informative e di sensibilizzazione a supporto dell'efficienza energetica negli usi finali eseguite dai distributori ai sensi dell'articolo 13, comma 6, del decreto 20 luglio 2004, ai sensi del comma 2.6 della deliberazione n. 235/05;
- c) gli oneri relativi all'articolo 13, comma 5, del decreto 20 luglio 2004, ai sensi del comma 2.4 della deliberazione n. 36/07;
- d) gli oneri sostenuti dalla Cassa per l'esecuzione delle attività ad essa assegnate ai sensi dell'art. 13 del decreto 20 luglio 2004, ai sensi del comma 3.1 della deliberazione n. 235/05 e del comma 3.1 della deliberazione n. 36/07.

Articolo 61

Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e ai clienti del servizio di maggior tutela nel periodo 1 luglio 2007 – 31 dicembre 2007

61.1 Il Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato viene utilizzato per la copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e ai clienti del servizio di maggior tutela nel periodo 1 luglio 2007 – 31 dicembre 2007.

Articolo 62

Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi

62.1 Il Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, viene utilizzato per la copertura degli squilibri connessi ai meccanismi di cui agli articoli da 34 a 44.

Articolo 63

Conto per le integrazioni tariffarie

- 63.1 Il Conto per le integrazioni tariffarie di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a), del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti viene utilizzato per la copertura degli oneri relativi alle integrazioni tariffarie di cui all'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

Articolo 64

Conto oneri per certificati verdi

- 64.1 Il Conto oneri per certificati verdi viene utilizzato per la copertura degli oneri conseguenti all'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99.
- 64.2 Con separato provvedimento l'Autorità definisce le modalità per il riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto agli obblighi di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, relativamente alla quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato prodotta da fonti non rinnovabili negli anni 2001 e 2002, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh.

Articolo 65

Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica

- 65.1 Il Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica viene utilizzato per la copertura dei costi a carico del gestore della rete connessi all'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria a compensare la differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti.

Articolo 66

Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici - distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione

- 66.1 Il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione viene utilizzato per il finanziamento, ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000 e degli articoli 1, comma 1, lettera d) e 2, comma 2, della legge n. 83/03 dell'onere relativo alla reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione dell'energia elettrica come determinati dall'Autorità.

Articolo 67

Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità

- 67.1 Il Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità viene utilizzato per l'anticipo a Terna di una quota parte degli oneri conseguenti alla remunerazione del servizio di interrompibilità sostenuti dalla medesima Terna per gli anni dal 2004 a 2006, ai sensi della deliberazione n. 151/03 e dal 2007 al 2010 ai sensi delle deliberazioni n. 289/06 e 122/07.
- 67.2 La Cassa riconosce a Terna un importo corrispondente alla differenza, se positiva, tra i costi sostenuti per la remunerazione del servizio di interrompibilità ai sensi delle deliberazioni n. 151/03, n. 289/06 e 122/07, e il gettito nella disponibilità di Terna conseguente alla applicazione delle disposizioni di cui articolo 73, della deliberazione n. 111/06.
- 67.3 Terna trasmette alla Cassa, nei termini e secondo le modalità da questa determinate, idonea documentazione e un rendiconto delle partite economiche connesse ai pagamenti relativi alla applicazione delle deliberazioni n. 151/03, 289/06 e 122/07.
- 67.4 Con decorrenza dal mese di giugno 2004, al termine di ciascun mese fino al 31 marzo 2010, qualora la differenza tra i ricavi conseguenti dall'applicazione dell'elemento INT relativi al terzo mese precedente ed i costi sostenuti da Terna nello stesso mese per la remunerazione del servizio di interrompibilità ai sensi della deliberazioni n. 151/03, 289/06 e 122/07 sia positiva, Terna versa alla Cassa l'importo corrispondente; qualora detta differenza sia negativa, la Cassa versa a Terna l'importo corrispondente.
- 67.5 La Cassa registra gli importi di cui al precedente comma sul Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità.

Articolo 68

Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale

- 68.1 Il Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale viene utilizzato per la copertura degli oneri derivanti dalle misure di compensazione territoriale stabilite dall'articolo 4 della legge n. 368/03, nonché degli adempimenti di cui all'articolo 1, comma 298, della legge finanziaria 2005.

Articolo 69

Fondo per eventi eccezionali

- 69.1 Il Fondo per eventi eccezionali è utilizzato per il finanziamento alle imprese distributrici e a Terna degli oneri relativi ai rimborsi (o alle quote di rimborsi) erogati ai clienti finali per i casi previsti al comma 49.3 del Testo integrato della qualità dei servizi 2008 – 2011.

Articolo 70

Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela

- 70.1 Il Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela è utilizzato per la copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela di cui al TIV.

Articolo 71

Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione

- 71.1 Il Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione è utilizzato per la copertura degli oneri sostenuti da Terna, derivanti dall'applicazione della componente di dispacciamento relativa ai punti di prelievo di clienti finali connessi in bassa tensione diversi da quelli serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia.

Articolo 72

Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio

- 72.1 Il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio è destinato alla gestione dei meccanismi di tutela dei clienti del settore elettrico in stato di disagio.

PARTE V

REGIMI TARIFFARI SPECIALI AL CONSUMO

Articolo 73

Deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC

- 73.1 Le aliquote delle componenti tariffarie *A* dovute da soggetti parti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da d) a g), per i consumi mensili eccedenti i 12 GWh sono pari a 0.
- 73.2 Le componenti tariffarie *A* e *UC* si applicano nella misura ridotta fissata dall'Autorità all'energia elettrica:
- a) ceduta alle utenze sottese di cui all'articolo 45 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 nei limiti della loro spettanza a titolo di sottensione;
 - b) ceduta dall'Enel Spa alla società Ferrovie dello Stato Spa ai sensi dell'articolo 4 del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;
 - c) fornita ai comuni rivieraschi e non destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi, a norma dell'articolo 52 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e degli articoli 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959;
 - d) fornita alle produzioni e lavorazioni di cui al decreto 19 dicembre 1995.
- 73.3 Per i soggetti per i quali il comma 73.2, lettere da a) a c), prevede l'applicazione delle componenti tariffarie *A* e *UC* in misura ridotta, le disposizioni di cui al comma 73.1 si applicano solo ai consumi eccedenti i quantitativi per i quali è prevista l'applicazione delle componenti tariffarie *A* e *UC* in misura ridotta.
- 73.4 Le componenti tariffarie *A* e *UC* non si applicano all'energia elettrica fornita dall'Enel Spa, ai sensi e per la durata prevista dall'articolo 4 della legge 7 agosto 1982, n. 529, ai titolari di concessioni idroelettriche i cui impianti sono stati trasferiti all'Enel Spa e sue aventi causa.
- 73.5 Ai clienti finali parti di contratti di cui al comma 2.2, lettera c), con potenza impegnata inferiore o uguale a 1,5 kW, le componenti tariffarie A_2 , A_3 e A_5 sono applicate unicamente con aliquote espresse in centesimi di euro/kWh pari a quelle previste per i clienti finali parti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a).
- 73.6 Le componenti tariffarie *A* ed *UC* non si applicano all'energia elettrica consumata dagli esercenti per gli usi direttamente connessi allo svolgimento dei seguenti servizi, ivi inclusi gli usi di illuminazione:
- a) trasmissione
 - b) dispacciamento;
 - c) distribuzione;
- 73.7 La deroga di cui al comma 73.6 si applica anche ai punti di prelievo relativi a clienti finali nella cui disponibilità si trova una porzione della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99.

Articolo 74
Regimi tariffari speciali

- 74.1 Le norme previste dal presente articolo si applicano:
- a) alle utenze sottese di cui all'articolo 45 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 nei limiti della loro spettanza a titolo di sottensione;
 - a) alla società Ferrovie dello Stato Spa ai sensi dell'articolo 4 del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;
 - b) ai comuni rivieraschi e non destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi, a norma dell'articolo 52 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e degli articoli 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959;
 - c) ai clienti finali beneficiari del regime tariffario agevolato di cui al decreto 19 dicembre 1995.
- 74.2 Le norme si cui al presente articolo si applicano ai soggetti di cui al comma 74.1 a condizione che detti soggetti corrispondano a clienti finali a cui, alla data del 31 dicembre 1999, si applicavano aliquote della parte A della tariffa, al netto delle componenti inglobate, ovvero, anche disgiuntamente, aliquote della parte B della tariffa ridotte rispetto a quelle previste per la generalità della clientela ad eccezione delle forniture effettuate dalle imprese elettriche degli enti locali ai comuni per uso esclusivo dei servizi comunali.
- 74.3 La Cassa verifica la sussistenza dei requisiti per l'ammissione dei clienti finali ai regimi tariffari speciali. I clienti finali di cui al comma 74.1 e le imprese distributrici alle cui reti i medesimi sono connessi comunicano alla Cassa, con i tempi e le modalità da questa definiti, le informazioni necessarie per il calcolo della componente tariffaria compensativa di cui al comma 74.4.
- 74.4 A ciascun cliente finale di cui al comma 74.1, la Cassa versa mensilmente, con le modalità dalla stessa definite, tenuto conto di quanto previsto dai commi 74.2 e 74.3, una componente tariffaria compensativa, espressa in centesimi di euro/kWh, pari alla differenza tra:
- a) gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione delle condizioni tariffarie agevolate previste per tali clienti dalla normativa vigente, al netto delle imposte e delle componenti inglobate nella parte A della tariffa;
 - b) gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione a tale cliente dei corrispettivi previsti per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita, al netto delle componenti tariffarie *A* e *UC*.
- 74.5 Il corrispettivo relativo al servizio di vendita di cui al precedente comma 74.4, lettera b) è fissato in via amministrativa dall'Autorità ed aggiornato trimestralmente.
- 74.6 Ai fini del calcolo della componente tariffaria compensativa di cui al comma 74.4, gli addebiti di cui alla lettera a) del medesimo comma vengono determinati, nel caso in cui l'opzione tariffaria più conveniente non preveda una componente espressa in centesimi di euro/kW impegnato, utilizzando, per la definizione della

potenza impegnata, il rapporto tra l'energia elettrica consumata e la potenza impegnata relativo all'ultimo anno di disponibilità di tale informazione.

- 74.7 Salvo quanto disposto dal successivo comma 74.9, ai fini dell'applicazione di quanto previsto al comma 74.4, il valore di riferimento della parte B della tariffa da utilizzare per determinare le condizioni tariffarie previste per un cliente finale dalla normativa in vigore al 31 dicembre 1999 è pari, per ciascun bimestre, a partire dal primo bimestre dell'anno 2000, e per ciascun trimestre, a partire dall'1 gennaio 2003, all'aliquota della parte B della tariffa applicabile a tale cliente nel bimestre precedente, indicizzata applicando una variazione percentuale uguale a quella registrata dal parametro *Ct* nello stesso bimestre o trimestre fino al 31 dicembre 2005 e del parametro *RS* di cui al comma 74.8 dall'1 gennaio 2006.
- 74.8 Il parametro *RS*, aggiornato trimestralmente, è pari alla media aritmetica dei valori orari del PUN, nelle ore denominate off-peak come definite dagli articoli 1 e 2 della deliberazione n. 300/05, registrati nel semestre antecedente il mese che precede l'aggiornamento.
- 74.9 Ai sensi della legge n. 80/05, ai soggetti di cui al comma 74.1, lettera c), entro il 31 dicembre di ogni anno, fino al 2009, l'Autorità aggiorna le condizioni tariffarie agevolate di cui al comma 74.4 destinate ad essere applicate nell'anno successivo, applicando una variazione percentuale pari alla media ponderata della variazione registrata dagli indici delle borse dell'energia elettrica di Amsterdam e di Francoforte nei dodici mesi precedenti.
- 74.10 Ai fini della ponderazione di cui al comma 74.9, si applicano i pesi indicati nella tabella 14 dell'allegato n. 1.
- 74.11 La variazione percentuale di cui al comma 74.9 si applica solo quando positiva e fino al limite massimo del 4% (quattro per cento) annuo.

Articolo 75

Energia elettrica ceduta alle province di Trento e Bolzano ai sensi dell'articolo 13, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670

- 75.1 Sono a carico dei concessionari di grandi derivazioni a scopo idroelettrico i corrispettivi del servizio di trasporto ed ogni altro onere connesso all'energia elettrica ceduta gratuitamente alle province di Trento e Bolzano ai sensi dell'articolo 13, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670.

Tabella 1 : Componente TRAS

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	<i>TRAS</i>
	centesimi di euro/kWh
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,356
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	0,356
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,338
lettera e) Altre utenze in media tensione	0,338
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	0,331
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	0,326

Tabella 2: Componenti $\rho 1$ e $\rho 3$ della tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione TV1, e suoi elementi, di cui all'articolo 6

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	Componenti delle tariffe di riferimento TV1		
	$\rho 1$	$\rho 3$	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	
lettera b) UtENZE in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	1,210	
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	11.355,24	0,991	
lettera d) UtENZE in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,654	
lettera e) Altre utenze in media tensione	668.637,00	0,086	
lettera f) UtENZE in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	1.946.442,60	0,059	
lettera g) UtENZE in altissima tensione, superiore a 220kV	1.946.442,60	0,058	

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	Elementi della componentep1		
	$\rho 1$ (disMT)	$\rho 1$ (disBT)	$\rho 1$ (cot)
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno
lettera b) UtENZE in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	-	10.905,00	450,24
lettera d) UtENZE in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-
lettera e) Altre utenze in media tensione	630.151,80	-	38.485,20
lettera f) UtENZE in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	-	-	1.946.442,60
lettera g) UtENZE in altissima tensione, superiore a 220kV	-	-	1.946.442,60

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2	Elementi della componentep3			
	$\rho 3$ (disAT)	$\rho 3$ (disMT)	$\rho 3$ (disBT)	$\rho 3$ (cot)
	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
lettera b) UtENZE in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,069	0,641	0,481	0,019
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	0,095	0,896	-	-
lettera d) UtENZE in media tensione di illuminazione pubblica	0,071	0,547	-	0,036
lettera e) Altre utenze in media tensione	0,086	-	-	-
lettera f) UtENZE in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	0,059	-	-	-
lettera g) UtENZE in altissima tensione, superiore a 220kV	0,058	-	-	-

Tabella 3: Componenti delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, di cui all'articolo 7

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2		Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	NOTE
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh	
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	1,210	
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW	450,24	2.745,71	0,105	per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW
		450,24	2.608,42	0,105	per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW
		450,24	2.890,22	0,105	per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW
		495,26	2.890,22	0,105	per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW
	495,26	2.890,22	0,105	per potenze impegnate superiori a 10 kW	
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	450,24	2.745,71	0,100	
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,654	
lettera e)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	44.257,98	3.150,76	0,103	
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore a 500 kW	39.832,18	2.835,68	0,093	
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	38.485,20	2.489,10	0,081	
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	1.946.442,60	-	0,059	
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220 kV	1.946.442,60	-	0,058	

Tabella 4: Corrispettivi per prelievi di energia reattiva

Tipologia di contratto di cui al comma 2.2	Energia reattiva compresa tra il 50 e il 75% dell'energia attiva (centesimi di euro/kvarh)	Energia reattiva eccedente il 75% dell'energia attiva (centesimi di euro/kvarh)
lettera a) Utenze domestiche in bassa tensione	3,23	4,21
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	3,23	4,21
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	3,23	4,21
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	1,51	1,89
lettera e) Altre utenze in media tensione	1,51	1,89
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	0,86	1,10
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	0,86	1,10

Tabella 5: Durate convenzionali dei cespiti

Categoria di cespiti	Anni
Fabbricati	40
Linee di trasmissione	40
Stazioni elettriche	33
Linee di alta tensione	40
Cabine primarie	30
Sezioni MT e centri satellite	30
Cabine secondarie	30
Trasformatori cabine secondarie	30
Linee di media tensione	30
Linee di bassa tensione	30
Prese utenti	30
Limitatori e misuratori	20
Misuratori elettronici relativi a punti di prelievo in bassa tensione	15

Tabella 6: Componente CTR per il servizio di trasmissione per le imprese distributrici

centesimi di euro/kWh
0,326

Tabella 7: Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione per la determinazione dei corrispettivi del servizio di trasporto per i punti interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale e per le imprese distributrici

Livello di tensione al quale è effettuata la misura dell'energia elettrica	Per i punti di interconnessione virtuale	Per imprese distributrici
	% (A)	% (B)
AAT		
- tensione superiore a 220 kV	-	-
- altro	2,0	-
AT	2,0	
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT		0,4
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		2,0
- altro		1,2
MT	4,2	
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		2,7
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		4,2
- altro		3,5
BT	9,9	
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		6,1
- altro		8,0

Tabella 8.1: Componenti MIS, di cui all'articolo 25

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1	MIS3
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,065
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	2.682,00	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,061
lettera e) Altre utenze in media tensione	29.878,32	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	253.954,32	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	253.954,32	-

Tabella 8.2: Elementi MIS (INS) delle componenti MIS, di cui all'articolo 26

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1(INS)	MIS3(INS)
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,036
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	1.164,00	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,051
lettera e) Altre utenze in media tensione	19.866,84	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	243.511,44	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	243.511,44	-

Tabella 8.3: Elementi MIS (RAC) delle componenti MIS, di cui all'articolo 26

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1(RAC)	MIS3(RAC)
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,021
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	1.035,72	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,009
lettera e) Altre utenze in media tensione	7.456,92	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	7.489,32	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	7.489,32	-

Tabella 8.4: Elementi MIS (VER) delle componenti MIS, di cui all'articolo 26

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1(VER)	MIS3(VER)
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,008
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	482,28	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,001
lettera e) Altre utenze in media tensione	2.554,56	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	2.953,56	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	2.953,56	-

Tabella 9: Componenti della tariffa di riferimento D1, di cui all'articolo 31

componente $\sigma 1$			componente $\sigma 2$	componente $\sigma 3$			
mis	cot	totale		trasm	dis AT	dis MT	totale
centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
2.044,20	282,80	2.327,00	1.307,40	0,356	0,084	0,811	1,251

Tabella 10 - Componente τ_3 della tariffa D2

Scaglioni di consumo (kWh/anno)		Componente τ_3
da	fino a	(centesimi di euro/kWh)
0	900	-
901	1800	1,116
1801	2640	3,838
2641	3540	10,924
3541	4440	11,602
oltre 4440		4,462

Tabella 11 - Componenti τ_1 e τ_2 della tariffa D2

Componente τ_1	Componente τ_2
(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)	(centesimi di euro/kW per anno)
23,03	449,81

Tabella 12 - Componenti τ_1 , τ_2 e τ_3 della tariffa D3

Componente τ_1	Componente τ_2	Componente τ_3
(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)	(centesimi di euro/kW per anno)	(centesimi di euro/kWh)
2.475,57	1.381,56	4,462

Tabella 13: Valori del coefficiente K_j

Grado di concentrazione	Valore di K_j
Bassa concentrazione	1,24
Media concentrazione	0,99
Alta concentrazione	0,78

Tabella 14: Pesì attribuiti alle Borse europee ai fini della ponderazione di cui al comma 74.10

Produzioni a cui si riferiscono le forniture agevolate	Francoforte	Amsterdam
Alluminio primario	75%	25%

Tabella 15: 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))

Tipologie	Anno 2008
	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione - usi domestici	0,0572
Bassa tensione - illuminazione pubblica	0,0445
Bassa tensione - altri usi	0,0554
Media tensione - illuminazione pubblica	0,0282
Media tensione - altri usi	0,0529
Alta tensione	0,0315
Altissima tensione	0,0315

Tabella 16: Numero indice del costo unitario standard per componente di rete di alta tensione (p_k)

Componente	Numero indice
Linee 380 kV - singola terna (per km)	275,00
Linee 380 kV - doppia terna (per km)	220,00
Linee 220 kV - singola terna (per km)	100,00
Linee 220 kV - doppia terna (per km)	80,00
Linee 150/130 kV - singola terna (per km)	100,00
Linee 150/130 kV - doppia terna (per km)	80,00
Linee 220 kV - in cavo (per km)	1.366,41
Linee 130 kV - in cavo (per km)	1.136,19
Cavo SACOI (per km)	146,45
Linee 200 kV - corrente continua (per km)	28,33
Linee 60 kV - singola terna (per km)	75,00
Linee 60 kV - doppia terna (per km)	60,00
Linee 60 kV- in cavo (per km)	852,14

Tabella 17: 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 ($\rho_1^c(\text{disMT})$, $\rho_3^c(\text{disMT})$)

Tipologie	Anno 2008	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione - usi domestici	-	0,1214
Bassa tensione - illuminazione pubblica	-	0,0958
Bassa tensione - altri usi	-	0,1341
Media tensione - illuminazione pubblica	-	0,1052
Media tensione - altri usi	102.859,02	-

Tabella 18: 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

Tipologie	Anno 2008	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione - usi domestici	-	0,2250
Bassa tensione - illuminazione pubblica	-	0,1776
Bassa tensione - altri usi	-	0,2486
Media tensione - illuminazione pubblica	-	0,1950
Media tensione - altri usi	190.663,14	-

Tabella 19: Numero indice del costo unitario standard per componente relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione (r_k)

Componente	Numero indice
Trasformatori 220/MT (per MVA installato)	106,69
Trasformatori 150-130/MT (per MVA installato)	100,00
Trasformatori 150/120-60 (per MVA installato)	100,00
Altri trasformatori AT/MT (per MVA installato)	122,77

Tabella 20: Quota parte degli elementi MIS (INS) delle componenti MIS e dell'elemento $\sigma 1(mis)$, di cui all'articolo 40, a copertura dei costi di capitale relativi ai contatori elettronici

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	Quote parti $\sigma 1(mis)$ MIS1(INS)	Quota parte MIS3(INS)
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a) Utenze domestiche in bassa tensione	992,79	-
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,0303
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	992,79	-

Tabella 21: Quota parte degli elementi MIS (INS) delle componenti MIS e dell'elemento $\sigma 1(mis)$, di cui all'articolo 40, a copertura dei costi di capitale relativi ai contatori elettromeccanici

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	Quote parti $\sigma 1(mis)$ MIS1(INS)	Quota parte MIS3(INS)
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a) Utenze domestiche in bassa tensione	115,83	-
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,0035
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	115,83	-

Tabella 22: Quota parti degli elementi MIS1(RAC), MIS3(RAC) e dell'elemento $\sigma 1(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, dei sistemi di raccolta dei dati di misura di energia elettrica

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	Quote parti $\sigma 1(rac)$ MIS1(RAC)	Quota parte MIS3(RAC)
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a) Utenze domestiche in bassa tensione	338,29	-
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,0103
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	338,29	-

Tabella 23: Quota parte degli elementi MIS (INS) delle componenti MIS e dell'elemento $\sigma 1(mis)$, di cui all'articolo 40, per il calcolo del termine RPM

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	$\sigma 1(mis)_{cirBT}$ $MIS1(INS)_{cirBT}$	$MIS3(INS)_{cirBT}$
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a) Utenze domestiche in bassa tensione	65,63	-
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,002
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	65,63	-

Tabella 24: Corrispettivi unitari a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e del servizio di vendita riconosciuti alle imprese distributrici che erogano il servizio di maggior tutela per i punti di prelievo di prelievo serviti nel regime di maggior tutela

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		$\sigma'_1(\text{cot}), \rho'_1(\text{cot})$	$\rho'_3(\text{cot})$	$\sigma'_1(\text{cov}), \rho'_1(\text{cov})$	$\rho'_3(\text{cov})$
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenze domestiche in bassa tensione	1.302,42	-	214,19	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,058	-	0,010
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	2.073,55	-	328,25	-