

TESTO INTEGRATO

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

Periodo di regolazione 2004-2007

Versione modificata con deliberazioni n. 17/04, n. 23/04, n. 46/04, n. 63/04, n. 103/04, n. 109/04, n. 135/04, n. 148/04, n. 211/04, n. 219/04, n. 231/04, n. 235/04, n. 242/04, n. 54/05, n. 115/05, n. 202/05, n. 230/05, n. 292/05, n. 299/05, n. 18/06, n. 27/06, n. 28/06, n. 121/06, n. 132/06, n. 181/06, n. 203/06, n. 232/06, n. 275/06, n. 321/06 e 65/07.

INDICE

PARTE I	6
DEFINIZIONI	6
Articolo 1 Definizioni	6
PARTE II REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI	18
TITOLO 1 DISPOSIZIONI GENERALI	18
Articolo 2 Ambito oggettivo	18
Articolo 3 Criteri generali di regolazione dei corrispettivi	19
Articolo 4 Approvazione e offerta delle opzioni tariffarie.....	21
TITOLO 2 CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA SULLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI	22
SEZIONE 1 TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER I CLIENTI FINALI	22
Articolo 5 Tariffa di trasmissione per i clienti finali.....	22
Articolo 6 Aggiornamento della tariffa di trasmissione.....	22
SEZIONE 2 CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER I CLIENTI FINALI	23
Articolo 7 Opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione.....	23
Articolo 8 Vincolo V1	23
Articolo 9 Verifiche del rispetto del vincolo V1	24
Articolo 10 Vincolo V2	25
Articolo 11 Compatibilità con il vincolo V2.....	26
Articolo 12 Distribuzione temporale di riferimento.....	26
Articolo 13 Regime tariffario semplificato per il servizio di distribuzione	27
Articolo 14 Punti di emergenza.....	28
Articolo 15 Aggiornamento delle componenti dei vincoli.....	28
Articolo 16 Componenti UC ₃ , UC ₆ e MCT.....	29
SEZIONE 3 CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI E PER I PRODUTTORI	29
Articolo 17 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.....	29

Articolo 18	Corrispettivi per i servizi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalle reti di distribuzione	30
Articolo 19	Corrispettivo per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica per i produttori di energia elettrica	31
Articolo 20	Remunerazione del servizio di trasmissione.....	31
Articolo 21	Aggiornamento delle componenti tariffarie.....	31
TITOLO 3	CORRISPETTIVI PER LA VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA DESTINATA AL MERCATO VINCOLATO	32
SEZIONE 1	CORRISPETTIVI PER LA VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO CON CONTRATTI DIVERSI DA QUELLI PER L'UTENZA DOMESTICA IN BASSA TENSIONE	32
Articolo 22	Struttura dei corrispettivi	32
Articolo 23	Componente a copertura dei costi di approvvigionamento di energia elettrica (CCA)	33
SEZIONE 2	CORRISPETTIVI PER LA VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO CON CONTRATTI PER L'UTENZA DOMESTICA IN BASSA TENSIONE	34
Articolo 24	Tariffe D1, D2, D3	34
Articolo 25	Opzioni tariffarie ulteriori.....	35
Articolo 26	Aggiornamento delle componenti tariffarie.....	35
SEZIONE 3	CORRISPETTIVI PER LA CESSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA ALLE IMPRESE DISTRIBUTTRICI PER LA VENDITA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO	36
Articolo 27	Ambito di applicazione	36
Articolo 28	Condizioni di cessione	37
Articolo 29	Costo di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica per la vendita al mercato vincolato.....	37
Articolo 30	Prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato.....	38
Articolo 31	Energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato serviti da un'impresa distributtrice	38
Articolo 32	Fatturazione e regolazione dei pagamenti.....	40
Articolo 33	Obblighi di informazione	40
TITOLO 4	SERVIZIO DI MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA.....	41
Articolo 34	Disposizioni generali	41
Articolo 35	Soggetti responsabili del servizio di misura dell'energia elettrica	41
Articolo 36	Disposizioni relative ai clienti del mercato libero connessi a reti in altissima, alta e media tensione, ai clienti del mercato vincolato connessi a reti in altissima e alta tensione e agli impianti di produzione di energia elettrica	43
Articolo 37	Disposizioni relative ai clienti del mercato vincolato connessi a reti in media e bassa tensione.....	44

Articolo 38 Disposizioni relative ai punti di interconnessione	44
Articolo 39 Corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica ai clienti finali	44
Articolo 40 Remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica nei punti di interconnessione e di immissione	45
Articolo 41 Disposizioni inerenti l'installazione dei misuratori di energia elettrica	45
PARTE III PEREQUAZIONE E INTEGRAZIONE	46
TITOLO 1 PEREQUAZIONE DEI COSTI DI DISTRIBUZIONE E DI ALTRI ONERI A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI.....	46
SEZIONE 1 REGIME DI PEREQUAZIONE GENERALE	46
Articolo 42 Perequazione	46
Articolo 43 Perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato	48
Articolo 44 Perequazione dei costi relativi al servizio di trasmissione.....	49
Articolo 45 Perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione.....	49
Articolo 46 Perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione....	50
Articolo 47 Perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione	52
Articolo 48 Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D353	
SEZIONE 2 REGIME DI PEREQUAZIONE SPECIFICO AZIENDALE	57
Articolo 49 Perequazione specifica aziendale.....	57
TITOLO 2 INTEGRAZIONE	58
Articolo 50 Integrazione dei ricavi a V1	58
Articolo 51 Ammontare di integrazione dei ricavi a V1	59
PARTE IV PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE	59
TITOLO 1 IMPOSIZIONE.....	59
Articolo 52 Fissazione delle componenti tariffarie A	59
TITOLO 2 ESAZIONE E GESTIONE DEL GETTITO	60
SEZIONE 1 ESAZIONE.....	60
Articolo 53 Disposizioni generali	60
Articolo 54 Esazione delle componenti tariffarie A ₂ , A ₃ , A ₄ , A ₅ , A ₆ , A ₈	61
Articolo 55 Esazione degli importi destinati al conto oneri per recuperi di continuità del servizio.....	61
Articolo 56 Esazione degli importi destinati al Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica	61
Articolo 57 Esazione delle componenti UC ₃ e UC ₅ e delle componenti di cui al comma 13.4	62

Articolo 58 Esazione dell'elemento VE.....	62
Articolo 58.1 Esazione delle componenti MCT e dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03.....	61
SEZIONE 2 GESTIONE DEL GETTITO.....	63
Articolo 59 Istituzione dei conti di gestione	63
Articolo 60 Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue	64
Articolo 61 Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate.....	65
Articolo 62 Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali	66
Articolo 63 Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca.....	66
Articolo 64 Conto oneri per recupero continuità del servizio	66
Articolo 65 Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica.....	67
Articolo 66 Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato	67
Articolo 67 Conto per la perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi e per i meccanismi di integrazione	67
Articolo 68 Conto per le integrazioni tariffarie.....	67
Articolo 69 Conto oneri per certificati verdi	67
Articolo 70 Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica	68
Articolo 71 Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici - distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione.....	68
Articolo 71.1 Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità 2004-2006.....	68
Articolo 71.2 Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale	69
PARTE V REGIMI TARIFFARI SPECIALI AL CONSUMO.....	69
Articolo 72 Deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC.....	69
Articolo 73 Regimi tariffari speciali	70
Articolo 74 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;
- **l'Acquirente unico** è il soggetto di cui all'articolo 4 del decreto legislativo n. 79/99;
- **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;
- **area di riferimento** è l'area definita ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione n. 118/03;
- **ambito di competenza** è l'ambito territoriale nel quale l'esercente svolge l'attività di distribuzione dell'energia elettrica in regime di concessione;
- **bassa tensione (BT)** è una tensione nominale tra le fasi uguale o inferiore a 1 kV;
- **caratteristiche del prelievo** sono i parametri elettrici che caratterizzano il prelievo di energia elettrica da una rete con obbligo di connessione di terzi quali, a titolo di esempio, la tensione di alimentazione, l'energia elettrica prelevata e, ove rilevanti, la distribuzione temporale del prelievo e la potenza elettrica;
- **la Cassa** è la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- **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;
- **clienti del mercato libero** sono i clienti finali idonei che abbiano esercitato il diritto di cui all'articolo 2, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99;
- **clienti del mercato vincolato** sono i clienti finali diversi dai clienti del mercato libero;
- **codice di condotta commerciale** è il codice di condotta commerciale adottato ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione n. 204/99, ovvero quello applicato in ottemperanza alla deliberazione n. 242/00;
- **componente CAD** è la componente tariffaria delle tariffe D2 e D3, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, nonché degli oneri derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 sino all'avvio del dispacciamento di merito economico;

- **componente CCA** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, nonché degli oneri derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 sino all'avvio del dispacciamento di merito economico;
- **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 COV₁** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi all'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **componente COV₃** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi all'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **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 MIS₁** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi al servizio di misura;
- **componente MIS₃** 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 per i clienti finali;
- **componenti UC₁** sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **componenti UC₃** sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione;
- **componenti UC₄** 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 UC₅** sono le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh a copertura dei costi a carico di Terna connessi all'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria a compensare la differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti;

- **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 α_1** è la componente tariffaria della tariffa TV2, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi all'erogazione del servizio di distribuzione;
- **componenti α_2** è la componente tariffaria della tariffa TV2, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio;
- **componenti α_3** è la componente tariffaria della tariffa TV2, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione;
- **componente ρ_1** è la componente tariffaria dell'opzione tariffaria 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 dell'opzione tariffaria 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 D1, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi all'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione, di misura e di acquisto e vendita dell'energia elettrica;
- **componente σ_2** è la componente tariffaria della tariffa 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 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 e di distribuzione 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 e di distribuzione 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 e di distribuzione 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 e di distribuzione 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 e di distribuzione 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 e di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **contratto di compravendita** è un contratto tra operatori di mercato, di cui alla deliberazione n. 168/03, avente ad oggetto l'acquisto e la vendita di energia elettrica;
- **dispacciamento** è il servizio di dispacciamento di cui all'articolo 3 della deliberazione n. 168/03;
- **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;
- **elemento *CD*** è l'elemento della componente *CCA*, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi sostenuti da Terna per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva;
- **elemento *DP*** è l'elemento della componente *CCA*, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi connessi con la riconciliazione 2001;
- **elemento *INT*** è l'elemento della componente *CCA*, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico;
- **elemento *OD*** è l'elemento della componente *CCA*, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **elemento *PC*** è l'elemento della componente *CCA*, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **elemento *PV*** è l'elemento della componente *CAD* delle tariffe D2 e D3, espresso in centesimi di euro/kWh ed aggiornato trimestralmente, a copertura di parte dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **elemento *PF*** è l'elemento della componente *CAD* delle tariffe D2 e D3, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura di parte dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **elemento *VE*** è l'elemento delle componenti *CCA* e *CAD*, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 sino all'avvio del dispacciamento di merito economico;
- **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;
- **esercente** è l'esercente uno o più servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica che eroga i servizi le cui condizioni economiche o

tecniche sono disciplinate dal presente Testo Integrato e che stipula i relativi contratti;

- **fasce orarie F1, F2 e F3** sono le fasce orarie definite nella tabella 1 dell'Allegato n. 1;
- **fasce orarie FB1 e FB2** sono le fasce orarie definite nel Titolo II, punto 1), del Provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/1990;
- **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;
- **il 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;
- **il Gestore del mercato elettrico** è il soggetto di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99;
- **il 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;
- **mercato del giorno prima** è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello di negoziazione;
- **mercato di aggiustamento** è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e di vendita per l'aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo definiti sul mercato del giorno prima;
- **misura dell'energia elettrica** è l'attività di misura finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica in un punto di immissione, in un punto di prelievo o in un punto di interconnessione;
- **misure dell'energia elettrica** sono le grandezze elettriche rilevate da un misuratore;
- **opzione tariffaria** è un insieme di componenti tariffarie definite dagli esercenti per la remunerazione dei servizi di cui al comma 2.1;
- **opzione tariffaria multioraria** è un'opzione tariffaria con uno o più componenti differenziati in funzione della distribuzione temporale del prelievo di energia elettrica o della potenza da parte del cliente finale;
- **opzione multioraria per fasce** è un'opzione tariffaria multioraria costituita da una o più componenti tariffarie con un'articolazione temporale compatibile con l'articolazione delle fasce orarie di cui alla tabella 1 dell'Allegato n. 1;
- **parte A e parte B** sono le parti variabili della tariffa elettrica di cui dell'articolo 1 della deliberazione n. 70/97;

- **parametri $\delta_1, \delta_2, \delta_3, \delta_4$** sono i parametri per la determinazione delle componenti della tariffa TV2;
- **parametro Ct** è il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, di cui al comma 6.5, della deliberazione n. 70/97;
- **parametro D** è la stima della media annuale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di dispacciamento, espresso in centesimi di euro/kWh;
- **parametro D_T** è la stima della media, per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3, della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di dispacciamento, espresso in centesimi di euro/kWh;
- **parametro f** è il parametro per la determinazione dell'elemento PV della componente CAD ;
- **parametro PGN** è la stima della media annuale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di acquisto e di funzionamento dell'Acquirente unico, espresso in centesimi di euro/kWh;
- **parametro PGN_B** è la stima della media, per ciascuna delle fasce orarie FB1, FB2, della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di acquisto e di funzionamento dell'Acquirente unico, espresso in centesimi di euro/kWh;
- **parametro PGN_T** è la stima della media, per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3, della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di acquisto e di funzionamento dell'Acquirente unico, espresso in centesimi di euro/kWh;
- **parametro γ** è il parametro che esprime lo scostamento, rispetto alla media, del costo di acquisto dell'energia elettrica sostenuto per soddisfare la domanda aggregata relativa a ciascuna tipologia di contratto di cui al comma 2.2, tenuto conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi;
- **parametro γ_{CD}** è il parametro che esprime lo scostamento, rispetto alla media, del costo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, sostenuto per soddisfare la domanda aggregata relativa a ciascuna tipologia di contratto di cui al comma 2.2, tenuto conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi;
- **parametro γ_{INT}** è il parametro che esprime lo scostamento, rispetto alla media, del costo per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico, sostenuto per soddisfare la domanda aggregata relativa a ciascuna tipologia di contratto di cui al comma 2.2, tenuto conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi;
- **parametro γ_{OD}** è il parametro che esprime lo scostamento, rispetto alla media, del costo di dispacciamento dell'energia elettrica sostenuto per soddisfare la domanda aggregata relativa a ciascuna tipologia di contratto di cui al comma

2.2, tenuto conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi;

- **parametro λ** è il parametro che esprime le perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, differenziato per tipologia di contratto di cui al comma 2.2;
- **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 impegnata** è:
 - i) la potenza contrattualmente impegnata, per i clienti finali con potenza disponibile fino a 37,5 kW, per i quali alla data dell'1 gennaio 2000 non erano installati misuratori in grado di registrare la potenza massima prelevata;
 - ii) il valore massimo della potenza prelevata nell'anno, per tutti gli altri clienti finali.
- **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 nominale media annua** è la potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua valutata sulla base della portata media annua, detratto il minimo deflusso vitale, per il salto idraulico teorico;
- **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;
- **produzione di energia elettrica lorda da un impianto** è la quantità di energia elettrica prodotta, misurata dai contatori sigillati dagli Uffici Tecnici di Finanza situati ai morsetti di uscita dei generatori elettrici;
- **produzione di energia elettrica netta da un impianto** è la produzione di energia elettrica lorda diminuita dell'energia elettrica destinata ai servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite di energia elettrica nei trasformatori di centrale;
- **punto di emergenza** è 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;
- **punto di interconnessione di emergenza** è il punto di interconnessione utilizzato al fine di consentire l'alimentazione nei casi in cui un'impresa distributrice 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 e di altre utilizzazioni con caratteristiche similari;
- **rete di trasmissione nazionale** è la rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto 25 giugno 1999 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;
- **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;
- **tariffa** è il prezzo massimo unitario di un servizio di pubblica utilità, al netto delle imposte, ai sensi della legge n. 481/95;

- **tasso di riferimento** è il tasso di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 24 giugno 1998, n. 213, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 157 dell'8 luglio 1998;
- **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;
- **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 mercato vincolato;
- **utente del dispacciamento** è l'utente del servizio di dispacciamento definito ai sensi del comma 1.1 della deliberazione n.168/03;
- **utenza** è un impianto elettrico connesso ad una rete con obbligo di connessione di terzi;
- **zona** è la zona di cui all'articolo 15 della deliberazione n. 168/03

-- * --

- **legge n. 481/95** è la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- **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;
- **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 24 aprile 2001** è il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, 24 aprile 2001, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 117 del 22 maggio 2001;
- **decreto 7 maggio 2001** 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 7 maggio 2001, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 122 del 28 maggio 2001;
- **decreto 19 dicembre 2003** è il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 301 del 30 dicembre 2003;
- **decreto 6 febbraio 2004** è il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 6 febbraio 2004, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 93 del 21 aprile 2004;
- **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;
- **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. 15/89** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989, n. 15, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 167 del 19 luglio 1989;
- **provvedimento CIP n. 34/90** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1990, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 270 del 19 novembre 1990;
- **provvedimento CIP n. 45/90** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 90 del 29 dicembre 1990;
- **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. 200/99** è la deliberazione dell’Autorità 28 dicembre 1999, n. 200/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 235 del 31 dicembre 1999, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 202/99** è la deliberazione dell’Autorità 28 dicembre 1999, n. 202/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 235 del 31 dicembre 1999, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 204/99** è la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 235 del 31 dicembre 1999, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 138/00** è la deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2000, n. 138/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 202 del 30 agosto 2000, 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. 231/00** è la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2000, n. 231/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 4 del 5 gennaio 2001;
- **deliberazione n. 238/00** è la deliberazione dell’Autorità 28 dicembre 2000, n. 238/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 4 del 5 gennaio 2001;
- **deliberazione n. 242/00** è la deliberazione dell’Autorità 28 dicembre 2000, n. 242/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 4 del 5 gennaio 2001;
- **deliberazione n. 95/01** è la deliberazione dell’Autorità 30 aprile 2001, n. 95/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 138 del 16 giugno 2001, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 118/03** è l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 16 ottobre 2003, n. 118/03, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 4 del 7 gennaio 2004;
- **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. 168/03** è la deliberazione dell’Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 16 del 30 gennaio 2004, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 48/04** è l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 27 marzo 2004, n. 48/04, pubblicata nella Gazzetta ufficiale, n. 102 del 3 maggio 2004, Supplemento Ordinario n. 81;
- **deliberazione n. 34/05** è le deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 23 febbraio 2005, n. 34/05, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 28/06** è la deliberazione dell’Autorità 10 febbraio 2006, n. 28/06;
- **Testo integrato della qualità dei servizi** è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica per il

periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04, pubblicato sul Supplemento Ordinario n. 58 della Gazzetta Ufficiale n. 78 del 2 aprile 2004.

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) acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, articolato nelle seguenti attività:
 - i) cessione dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, in capo all'Acquirente unico;
 - ii) vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, in capo alle imprese distributrici;
 - d) misura dell'energia elettrica, articolato nelle seguenti attività:
 - i) installazione e manutenzione dei misuratori;
 - ii) rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.
- 2.2 I contratti aventi ad oggetto i servizi di cui al comma 2.1 erogati ai 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 in bassa tensione 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;
 - 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 in media tensione 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 e altissima tensione.
- 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 delle disposizioni dei codici di condotta commerciale.
- 2.4 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 29 dicembre 2003, n. 387, sono regolate dalla deliberazione n. 28/06.

Articolo 3

Criteria generali di regolazione dei corrispettivi

- 3.1 Salvo quanto disposto al titolo 2, sezioni 1 e 3, ed al titolo 3, sezioni 1 e 2 della presente parte, l'Autorità disciplina criteri in applicazione dei quali gli esercenti definiscono opzioni tariffarie.
- 3.2 Le opzioni tariffarie sono suddivise in tre categorie:
- a) opzioni tariffarie base, che devono rispettare un vincolo, denominato V2, sui ricavi tariffari conseguibili nell'ambito di ciascun contratto; tali opzioni tariffarie possono essere composte solo da componenti tariffarie riferite alle caratteristiche del prelievo;
 - b) opzioni tariffarie speciali;
 - c) opzioni tariffarie ulteriori, che, nei casi in cui l'Autorità fissa una tariffa, possono essere offerte dagli esercenti unitamente alla medesima tariffa.
- 3.3 Le opzioni tariffarie devono essere offerte dall'esercente in maniera non discriminatoria a tutte le attuali e potenziali controparti appartenenti alla stessa tipologia contrattuale.
- 3.4 Le opzioni tariffarie base e speciali definite dagli esercenti ai sensi del comma 3.2, lettere a) e b), devono consentire il rispetto di un vincolo, denominato V1, sui ricavi tariffari conseguibili, da parte di ciascun esercente, dall'insieme dei contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f).
- 3.5 L'Autorità può riconoscere al singolo esercente, con riferimento ad un'opzione tariffaria speciale, previa presentazione di apposita istanza, ricavi ammessi superiori a quelli compatibili con il vincolo V1 di cui al comma 3.4. Con l'istanza di cui al presente comma l'esercente richiede la determinazione degli eventuali

maggiori ricavi ammessi, motivando tale richiesta in relazione ai maggiori costi che l' esercente stesso deve sostenere per l' erogazione di servizi a condizioni diverse da quelle associate alle opzioni tariffarie base.

- 3.6 L'istanza di cui al comma 3.5 deve essere presentata, a pena di inammissibilità, contestualmente alla proposta per l'approvazione ai sensi dell'articolo 4 dell'opzione tariffaria speciale cui l'istanza medesima si riferisce, unitamente ai seguenti dati e documenti:
- a) documentazione atta a consentire la verifica delle caratteristiche del servizio remunerato dall'opzione tariffaria speciale di cui viene richiesta l'approvazione;
 - b) stima del numero di clienti finali che potranno richiedere l'opzione tariffaria speciale, unitamente alle corrispondenti caratteristiche del prelievo;
 - c) prospetto analitico dei costi aggiuntivi che l'erogazione del servizio associato all'opzione tariffaria speciale comporta in rapporto ai costi dell'erogazione del servizio in applicazione delle condizioni contrattuali associate alle opzioni tariffarie base;
 - d) attestazione, supportata da documentazione utile a comprovarne l'attendibilità, del fatto che i costi aggiuntivi di cui alla lettera c) del presente comma sono supportati dai soli clienti finali che optino per l'opzione tariffaria speciale.
- 3.7 Le componenti tariffarie ottenute come prodotto di elementi e parametri devono essere arrotondate con criterio commerciale alla seconda cifra decimale, se espresse in centesimi di euro, o alla quarta cifra decimale, se espresse in euro.
- 3.8 L' esercente può definire componenti tariffarie applicate alla potenza contrattualmente impegnata, purché renda disponibili livelli di potenza contrattualmente impegnata pari a 1,5; 3,0; 4,5; 6,0; 10; 15; 20; 25 e 30 kW. L' esercente può rendere disponibili ulteriori livelli di potenza contrattualmente impegnata.
- 3.9 Nel caso in cui vengano resi disponibili, ai sensi del comma 3.8, livelli di potenza contrattualmente impegnata inferiori a 37,5 kW, l' esercente può installare dispositivi atti a limitare il prelievo di potenza al livello contrattualmente impegnato, fatta eccezione per i casi in cui presso il cliente finale interessato siano installati misuratori di energia elettrica in grado di registrare la potenza massima prelevata.
- 3.10 I corrispettivi 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 corrispettivi ed arrotondate secondo quanto previsto al comma 3.7.
- 3.11 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 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 dei

corrispettivi, per un coefficiente pari al rapporto tra il numero di giorni di durata del contratto nel medesimo mese e 365 (trecentosessantacinque).

Articolo 4

Approvazione e offerta delle opzioni tariffarie

- 4.1 L'esercente propone all'Autorità, entro il 15 ottobre di ciascun anno, le opzioni tariffarie base, speciali e ulteriori, che intende offrire alle attuali o potenziali controparti nell'anno successivo.
- 4.2 La proposta di cui al comma 4.1 è presentata, anche tramite modalità telematiche, con la modulistica definita dall'Area elettricità dell'Autorità.
- 4.3 L'Autorità, entro 45 (quarantacinque) giorni dal ricevimento della proposta di cui al comma 4.1, verifica la compatibilità delle opzioni tariffarie con i criteri generali e specifici stabiliti nella presente parte. Detto termine viene prorogato di 15 (quindici) giorni nel caso in cui l'Autorità richieda notizie o effettui approfondimenti in ordine alla proposta. Qualora la pronuncia non intervenga nel termine previsto dal presente comma, le opzioni tariffarie proposte si intendono approvate.
- 4.4 Le opzioni tariffarie approvate ai sensi del comma 4.3 sono irrevocabili, salvo quanto previsto dal comma 4.7.
- 4.5 Entro 30 (trenta) giorni dalla data dell'approvazione, gli esercenti pubblicano le opzioni tariffarie approvate in almeno un quotidiano ad ampia diffusione nell'ambito di competenza dell'esercente e nel Bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma in cui detto ambito è ubicato. Per gli esercenti che, alla data del 31 dicembre dell'anno precedente a quello in cui le opzioni tariffarie sono proposte, avevano meno di 100.000 (centomila) clienti finali connessi in bassa e media tensione, è sufficiente la pubblicazione delle opzioni tariffarie approvate nel Bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma, ovvero, per trenta giorni, negli albi pretori dei comuni situati nell'ambito di competenza dell'esercente.
- 4.6 Entro il medesimo termine di cui al comma 4.5, gli esercenti pubblicano le opzioni tariffarie approvate in un sito *internet* messo a disposizione dall'Autorità.
- 4.7 La sospensione dell'offerta di opzioni, ovvero la loro modificazione nel corso dell'anno, sono consentite con le stesse modalità di cui ai commi precedenti.
- 4.8 L'esercente comunica, almeno una volta l'anno, a ciascun cliente l'opzione tariffaria più conveniente per il cliente medesimo, definita sulla base delle caratteristiche di detto cliente riscontrate nei 12 (dodici) mesi precedenti, se diversa dall'opzione già applicata.
- 4.9 L'esercente si attiene, nell'offerta delle opzioni tariffarie, alle disposizioni del codice di condotta commerciale riguardanti l'attività pre-contrattuale.

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 I CLIENTI FINALI

Articolo 5

Tariffa di trasmissione per i 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 f), una tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione, composta dalla componente tariffaria *TRAS*, fissata pari ai valori di cui alla tabella 2 dell'allegato n. 1.

Articolo 6

Aggiornamento della tariffa di trasmissione

- 6.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004- 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente tariffaria *TRAS* a copertura dei costi operativi inclusi gli ammortamenti, 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;
 - d) il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.
- 6.2 Per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004- 31 dicembre 2007, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 6.1, lettera b), è pari al 2,5%.
- 6.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004- 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente tariffaria *TRAS* 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 della domanda di energia elettrica in Italia;
- c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati;
- d) il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione.

SEZIONE 2

CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER I CLIENTI FINALI

Articolo 7

Opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione

- 7.1 Ciascuna impresa distributrice propone ai sensi del comma 4.1 almeno un'opzione tariffaria base per il servizio di distribuzione per le attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), ubicate nel proprio ambito di competenza.
- 7.2 Le imprese distributrici possono proporre, con le modalità di cui all'articolo 4, opzioni tariffarie speciali per il servizio di distribuzione in aggiunta alle opzioni tariffarie base di cui al comma 7.1.
- 7.3 L'esercente può applicare componenti tariffarie in relazione a differenze positive tra il valore 0,9 e il valore medio mensile del fattore di potenza del cliente finale.

Articolo 8

Vincolo VI

- 8.1 I ricavi effettivi conseguiti in ciascun anno solare dall'insieme dei contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), non possono superare i ricavi ammessi, determinati sulla base dell'opzione tariffaria TV1.
- 8.2 L'opzione tariffaria TV1 di cui al comma 8.1 è costituita, con riferimento ai contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), dalle seguenti componenti, i cui valori sono fissati nella tabella 3 di cui all'allegato n. 1:
 - ρ_1 composta dagli elementi $\rho_1(disMT)$, $\rho_1(disBT)$ e $\rho_1(cot)$;
 - ρ_3 composta dagli elementi $\rho_3(disAT)$, $\rho_3(disMT)$, $\rho_3(disBT)$ e $\rho_3(cot)$.
- 8.3 Ai fini dell'applicazione del comma 8.1:
 - a) i ricavi effettivi conseguiti sono pari alla somma dei seguenti addendi:

- i) ricavi, come riportati nel bilancio di esercizio, ottenuti dall'applicazione delle componenti previste dalle opzioni tariffarie;
 - ii) ricavi derivanti dall'applicazione di penalità per prelievi di potenza maggiori del livello contrattualmente impegnato e ricavi derivanti dall'applicazione delle componenti di cui al comma 7.3;
 - iii) ricavi eccedentari relativi all'anno precedente ai sensi di quanto disposto dal successivo comma 9.6.
- b) i ricavi ammessi sono pari alla somma dei seguenti addendi:
- i) ricavi che sarebbero stati conseguiti applicando nello stesso anno l'opzione tariffaria TV1, di cui al comma 8.2;
 - ii) maggiori ricavi ammessi, ai sensi di quanto previsto al comma 3.5.

Articolo 9

Verifiche del rispetto del vincolo VI

- 9.1 L'impresa distributrice, entro il 31 luglio di ogni anno, con riferimento all'insieme dei contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f):
- a) dichiara l'ammontare dei ricavi ammessi e l'ammontare dei ricavi effettivi relativi all'anno solare precedente, come definiti all'articolo 8;
 - b) dichiara l'ammontare dei ricavi eccedentari relativi all'anno solare precedente, essendo i ricavi eccedentari pari alla differenza, se positiva, tra i ricavi effettivi e i ricavi ammessi riferiti al medesimo anno solare.
- 9.2 A fronte di ricavi eccedentari superiori al 3% del ricavo ammesso, ciascuna impresa distributrice, entro il 31 dicembre di ogni anno, riconosce ai clienti che nell'anno precedente erano controparti di contratti appartenenti ad una tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), un rimborso pari al prodotto tra i ricavi eccedentari di cui al comma 9.1, lettera b), relativi alla medesima tipologia e:
- a) $(1+r1)$, dove $r1$ è il tasso di riferimento in vigore all'inizio dell'anno solare in cui viene effettuato il rimborso aumentato di 3 punti percentuali, a fronte di ricavi eccedentari non superiori al 10 % dei ricavi ammessi;
 - b) $(1+r2)$, dove $r2$ è il tasso di riferimento in vigore all'inizio dell'anno solare in cui viene effettuato il rimborso aumentato di 5 punti percentuali, a fronte di ricavi eccedentari superiori al 10 % dei ricavi ammessi.
- 9.3 L'ammontare complessivo dei rimborsi di cui al comma 9.2 è ripartito tra i clienti in proporzione agli addebiti derivanti dall'applicazione delle componenti dell'opzione tariffaria per il servizio di distribuzione, escluse le componenti di cui al comma 7.3, complessivamente fatturati a ciascun cliente nell'anno precedente quello del rimborso.
- 9.4 A fronte di ricavi eccedentari non superiori al 10% l'impresa distributrice può, in alternativa a quanto previsto al comma 9.2, ridurre nelle fatture dell'anno successivo a quello cui i ricavi eccedentari si riferiscono le componenti di tutte le

opzioni tariffarie applicate ai clienti finali controparti di contratti appartenenti alla tipologia di una percentuale determinata ai sensi del comma 9.5.

- 9.5 La percentuale di riduzione di cui al comma 9.4 è calcolata in modo tale da prevedere, entro il quinto bimestre dell'anno, un accredito complessivo pari al prodotto tra i ricavi eccedentari e $(1+rI)$, dove rI è determinato ai sensi del comma 9.2, lettera a). Qualora l'ammontare effettivamente accreditato entro il quinto bimestre dell'anno sia inferiore a detto importo, nel bimestre successivo l'impresa distributrice accredita a ciascun cliente finale controparte di contratti appartenenti alla tipologia un importo pari al rapporto tra l'ammontare residuo da restituire e il numero di tali clienti finali.
- 9.6 A fronte di ricavi eccedentari pari o inferiori al 3% del ricavo ammesso, ciascuna impresa distributrice accantona detti ricavi eccedentari e li computa a maggiorazione dei ricavi effettivi nell'anno successivo a quello a cui i ricavi eccedentari si riferiscono.
- 9.6.1 Qualora l'impresa distributrice, nonostante documentabili tentativi di ricerca, non sia in grado di reperire un cliente controparte di un contratto appartenente ad una tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), al quale spetta un rimborso ai sensi di quanto disposto dai commi 9.2, 9.3 e 9.4, accantona e computa l'ammontare non rimborsato a maggiorazione dei ricavi effettivi con le stesse modalità previste dal comma 9.6.
- 9.6.2 Le imprese distributrici, accantonano e computano altresì a maggiorazione dei ricavi effettivi, con le stesse modalità previste dal comma 9.6, le quote di rimborso di importo inferiore a 3 (tre) euro spettanti alle controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere b) e c) e di importo inferiore a 10 (dieci) euro spettanti alle controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da d) a f), qualora nei confronti di tali soggetti non esistano rapporti di fatturazione ricorrente.
- 9.7 Ciascuna impresa distributrice dà separata evidenza contabile agli accrediti e ai rimborsi di cui ai commi 9.2 e 9.4, nonché agli accantonamenti di cui al comma 9.6, 9.6.1 e 9.6.2.
- 9.8 Entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello in cui sono effettuati gli accrediti o i rimborsi di cui ai commi 9.2 e 9.4, ciascuna impresa distributrice comunica all'Autorità, per ogni opportuna verifica, l'ammontare di quanto accreditato e rimborsato con riferimento all'insieme dei contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f) e di quanto eventualmente non restituito ai clienti finali ai sensi dei commi 9.6.1 e 9.6.2.

Articolo 10

Vincolo V2

- 10.1 La tariffa TV2, con riferimento ai contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), è costituita dalle componenti tariffarie α_1 , α_2 e α_3 , determinate come segue:

$$\alpha_1 = \rho_1(cot) \times \delta_1;$$

$$\alpha_2 = [\rho_1(disMT) + \rho_1(disBT)] \times \delta_2 + [\rho_3(disMT) + \rho_3(disBT) + \rho_3(cot)] \times \delta_4;$$

$$\alpha_3 = \rho_3(disAT) \times \delta_3.$$

- 10.2 I valori dei parametri δ_1 , δ_2 , δ_3 e δ_4 di cui al comma 10.1, relativi a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), sono fissati nella tabella 4 di cui all'allegato n.1.

Articolo 11

Compatibilità con il vincolo V2

- 11.1 Un'opzione tariffaria base non multioraria è compatibile con il vincolo V2 se, per ogni combinazione di valori di potenza impegnata ed energia elettrica prelevata in ciascun punto di prelievo, l'addebito risultante dall'applicazione dell'opzione tariffaria non è superiore a quello che si otterrebbe applicando la tariffa TV2 di cui al comma 10.1.
- 11.2 Un'opzione tariffaria base multioraria è compatibile con il vincolo V2 se si verificano congiuntamente le seguenti due condizioni:
- a) per ogni combinazione di potenza massima impegnata ed energia elettrica annualmente prelevata da un cliente, l'addebito che deriverebbe dall'applicazione della tariffa TV2 è superiore all'addebito che deriverebbe dall'applicazione dell'opzione tariffaria multioraria ad un cliente con distribuzione temporale del prelievo pari alla distribuzione temporale di riferimento, determinata ai sensi dell'articolo 12;
 - b) per ogni distribuzione temporale del prelievo, l'addebito che deriverebbe dall'applicazione della tariffa TV2 con le componenti α_1 , α_2 , α_3 aumentate del 100 % è superiore all'addebito che deriverebbe dall'applicazione dell'opzione tariffaria multioraria.
- 11.3 Ai fini della compatibilità con il vincolo V2 di un'opzione tariffaria base non multioraria o multioraria applicata nell'ambito di un contratto con durata inferiore all'anno, le condizioni di cui ai commi 11.1 e 11.2 debbono essere soddisfatte applicando la tariffa TV2 con le componenti α_1 e α_2 moltiplicate per il rapporto tra il numero di giorni di durata del contratto e 365 (trecentosessantacinque).

Articolo 12

Distribuzione temporale di riferimento

- 12.1 Nel caso di opzioni multiorarie per fasce, per ogni combinazione di potenza massima impegnata ed energia elettrica annualmente prelevata da un cliente, la distribuzione temporale di riferimento della potenza impegnata e dell'energia elettrica prelevata di cui al comma 11.2, lettera a), è ottenuta come segue:

- a) la potenza impegnata in ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3 è ottenuta moltiplicando il valore della potenza massima impegnata per il parametro del profilo tipo del prelievo di potenza relativo a tale fascia oraria;
 - b) l'energia elettrica prelevata in ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3 è ottenuta moltiplicando il valore dell'energia elettrica annualmente prelevata per il parametro del profilo tipo del prelievo di energia elettrica relativo a tale fascia oraria.
- 12.2 Nel caso di opzioni multiorarie diverse da quelle di cui al comma 12.1, per ogni combinazione di potenza massima impegnata ed energia elettrica annualmente prelevata da un cliente, la distribuzione temporale di riferimento della potenza impegnata e dell'energia elettrica prelevata di cui al comma 11.2, lettera a), è ottenuta come segue:
- a) la potenza impegnata in un'ora di ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3 è pari alla potenza impegnata di cui al comma 12.1, lettera a), relativa alla medesima fascia;
 - b) l'energia elettrica prelevata in un'ora di ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3 è ottenuta dividendo il valore dell'energia elettrica prelevata di cui al comma 12.1, lettera b), per il numero di ore dell'anno appartenenti alla medesima fascia.
- 12.3 I parametri del profilo tipo del prelievo di potenza di cui al comma 12.1, lettera a) e del prelievo di energia elettrica di cui alla lettera b) del medesimo comma sono fissati nelle tabelle 5 e 6 di cui all'allegato n. 1.

Articolo 13

Regime tariffario semplificato per il servizio di distribuzione

- 13.1 Ciascuna impresa distributrice con meno di 5000 clienti connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2003, in alternativa a quanto disposto dai commi 7.1 e 7.2, può richiedere all'Autorità, entro i termini di cui al comma 4.1, di essere autorizzato ad adottare il regime tariffario semplificato per il servizio di distribuzione.
- 13.2 Ciascuna impresa distributrice autorizzata dall'Autorità ad adottare il regime tariffario semplificato applica, alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), ubicate nel proprio ambito di competenza, corrispettivi per il servizio di distribuzione pari alla tariffa TV2 di cui al comma 10.1 salvo quanto disposto dal comma 13.6.
- 13.3 Ciascuna impresa distributrice autorizzata dall'Autorità ad adottare il regime tariffario semplificato è esonerata dagli obblighi di verifica del rispetto del vincolo VI di cui all'articolo 9.
- 13.3.1 Le imprese distributrici che realizzano, con riferimento ad un determinato anno solare, ricavi eccedentari pari o inferiori al 3% del ricavo ammesso, e l'anno successivo aderiscono al regime tariffario semplificato, sono tenute a versare tali ricavi eccedentari, entro il 31 dicembre dell'anno successivo a quello a cui i ricavi medesimi si riferiscono, al "Conto per la perequazione dei costi di

trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi e per i meccanismi di integrazione". Le medesime imprese sono tenute inoltre a comunicare all'Autorità l'avvenuto versamento al suddetto conto entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello in cui è stato effettuato il versamento.

- 13.4 Le imprese distributrici possono applicare le componenti tariffarie di cui alla tabella 28 dell'allegato n. 1, ai prelievi di energia reattiva dei clienti finali.
- 13.5 L'applicazione delle componenti tariffarie di cui al precedente comma deve avvenire in maniera non discriminatoria.
- 13.6 Le imprese distributrici possono applicare riduzioni alle componenti tariffarie α_1 , α_2 e α_3 , della tariffa TV2 di cui al comma 10.1. Le riduzioni, ove previste, sono applicate a tutti i clienti appartenenti alla relativa tipologia contrattuale.
- 13.7 L'applicazione delle riduzioni di cui al comma 13.6 deve essere preventivamente comunicata all'Autorità.
- 13.8 I minori ricavi derivanti dall'applicazione delle riduzioni di cui al comma 13.6 non possono essere oggetto di integrazione secondo quanto previsto dall'articolo 50.

Articolo 14

Punti di emergenza

- 14.1 Ai fini dell'applicazione delle opzioni tariffarie di cui all'articolo 7 ovvero della tariffa TV2 nei casi di applicazione del regime tariffario semplificato, 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 15

Aggiornamento delle componenti dei vincoli

- 15.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti ρ_1 e ρ_3 a copertura dei costi operativi, inclusi gli ammortamenti, 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;
- d) il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
- e) limitatamente agli elementi $\rho_1(disMT)$, $\rho_1(disBT)$, $\rho_3(disMT)$ e $\rho_3(disBT)$, il tasso di variazione collegato ad aumenti dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio.

15.2 Per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 15.1, lettera b), è pari al 3,5%.

15.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio 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 della domanda di energia elettrica in Italia;
- c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati.

Articolo 16

Componenti UC₃, UC₄, UC₆ e MCT

16.1 Ciascuna impresa distributrice applica ai clienti finali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f) 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 17

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

17.1 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 7 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 8, 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 8, colonna A, di cui all'allegato n. 1.

Articolo 18

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

- 18.1 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 17.1, 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 8, 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.
- 18.2 La componente *CDF* di cui al comma 18.1, lettera b), è pari:
 - a) alla componente ρ_1 dell'opzione tariffaria 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 dell'opzione tariffaria 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 dell'opzione tariffaria 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.
- 18.3 La componente *CDE* di cui al comma 18.1, lettera c) è pari alla:

- a) componente ρ_3 dell'opzione tariffaria 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 dell'opzione tariffaria 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 dell'opzione tariffaria 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.

18.4 Il corrispettivo di cui al comma 18.1, lettera b), non si applica ai punti di interconnessione di emergenza.

Articolo 19

Corrispettivo per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica per i produttori di energia elettrica

- 19.1 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 0,0267 centesimi di euro/kWh.
- 19.2 Il corrispettivo di cui al precedente comma è fatturato da Terna con cadenza mensile.

Articolo 20

Remunerazione del servizio di trasmissione

- 20.1 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 17.1, lettera a), e del comma 19.1, e
 - b) il corrispettivo destinato alla copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna, determinato applicando una componente pari a 0,0237 centesimi di euro/kWh, all'energia di cui al comma 17.1, lettera a).

Articolo 21

Aggiornamento delle componenti tariffarie

- 21.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, la

quota parte della componente *CTR* di cui al comma 17.1, della componente tariffaria di cui al comma 19.1 e della componente di cui al comma 20.1, lettera b) a copertura dei costi operativi, inclusi gli ammortamenti, 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;
- d) il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

21.2 Per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 21.1, lettera b), è pari al 2,5%.

21.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente *CTR* di cui al comma 17.1, della componente tariffaria di cui al comma 19.1 e della componente di cui al comma 20.1, 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 della domanda di energia elettrica in Italia;
- c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati;
- d) il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione.

TITOLO 3

CORRISPETTIVI PER LA VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA DESTINATA AL MERCATO VINCOLATO

SEZIONE 1

CORRISPETTIVI PER LA VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO CON CONTRATTI DIVERSI DA QUELLI PER L'UTENZA DOMESTICA IN BASSA TENSIONE

Articolo 22

Struttura dei corrispettivi

22.1 Ciascuna impresa distributrice offre alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), una tariffa composta dalle seguenti componenti tariffarie:

- a) componente *CCA*;

- b) componente COV_1 il cui valore è fissato nella tabella 9 di cui all'allegato n.1 ed è aggiornato annualmente dall'Autorità;
- c) componente COV_3 il cui valore è fissato nella tabella 9 di cui all'allegato n.1 ed è aggiornato annualmente dall'Autorità;
- d) componente UC_1 , e componente UC_5 .

22.2 Qualora il servizio di vendita di cui al comma 22.1 sia oggetto di un contratto che preveda anche l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, trovano applicazione le disposizioni di cui al titolo 2, sezioni 1 e 2, della presente parte, unitamente a quelle di cui alla presente sezione.

Articolo 23

Componente a copertura dei costi di approvvigionamento di energia elettrica (CCA)

23.1 La componente CCA è fissata pari alla somma dei seguenti elementi:

- a) VE ;
- b) PC ;
- c) OD ;
- d) CD ;
- e) INT ;
- f) DP .

23.2 L'elemento PC di cui al comma 23.1, lettera b), è pari a:

- a) il prodotto tra il parametro γ ed il parametro PGN per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3;
- b) il prodotto tra il parametro λ ed il parametro PGN_B per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie FB1, FB2;
- c) il prodotto tra il parametro λ ed il parametro PGN_T , per clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3.

23.3 L'elemento OD di cui al comma 23.1, lettera c), è pari a:

- a) il prodotto tra il parametro γ_{OD} ed il parametro D per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3;
- b) il prodotto tra il parametro λ ed il parametro D_T , per clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3.

23.4 I valori del parametro λ sono fissati nella tabella 10 di cui all'allegato n. 1. Gli elementi VE , PC , OD , CD , INT , DP e la componente CCA sono pubblicati dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun trimestre.

SEZIONE 2

**CORRISPETTIVI PER LA VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA AI
CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO CON CONTRATTI PER L'UTENZA
DOMESTICA IN BASSA TENSIONE**

Articolo 24

Tariffe D1, D2, D3

- 24.1 La tariffa di riferimento per i clienti potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), è denominata D1. La tariffa D1 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- componente σ_1 , costituita dagli elementi $\sigma_1(mis)$, $\sigma_1(cot)$ e $\sigma_1(cov)$;
 - componente σ_2 ;
 - componente σ_3 , costituita dagli elementi $\sigma_3(tras)$, $\sigma_3(disAT)$ e $\sigma_3(disMT)$;
 - componente *CCA*, di cui all'articolo 23;
 - componenti UC_1 e UC_5 di cui al comma 22.1, lettera d);
 - componenti UC_3 , UC_4 , UC_6 e *MCT* di cui di cui all'articolo 16.
- 24.2 Ciascun esercente l'attività di vendita offre 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:
- componente $\tau_1(D2)$;
 - componente $\tau_2(D2)$;
 - componente $\tau_3(D2)$;
 - componente *CAD*;
 - componenti UC_1 , UC_5 di cui al comma 22.1, lettera d);
 - componenti UC_3 , UC_4 e *MCT* di cui all'articolo 16.
- 24.3 Ciascun esercente l'attività di vendita offre una tariffa denominata D3 alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), diversi da quelli di cui al comma 24.2. La tariffa D3 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- componente $\tau_1(D3)$;
 - componente $\tau_2(D3)$;
 - componente $\tau_3(D3)$;
 - componente *CAD*;
 - componenti UC_1 , UC_5 di cui al comma 22.1, lettera d);
 - componenti UC_3 , UC_4 e *MCT* di cui all'articolo 16.
- 24.4 La componente *CAD* di cui ai commi 24.2 e 24.3 è pari alla somma dei seguenti elementi:
- VE*;
 - PF*, i cui valori sono fissati nella tabella 11 di cui all'allegato n. 1;

c) *PV*.

- 24.5 L'elemento *PV* di cui al comma 24.4 è pari al prodotto tra il parametro f , i cui valori sono fissati nella tabella 12 di cui all'allegato n. 1, e il valore della componente *CCA* di cui al comma 24.1, al netto degli elementi *VE* e *PF*.
- 24.6 La componente *CAD*, gli elementi *VE* e *PV* sono pubblicati dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun trimestre.
- 24.7 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 13, 14, 15 e 16 di cui all'allegato n. 1.
- 24.8 Gli scaglioni di consumo espressi in kWh per anno previsti dalla tabella 14 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.
- 24.9 Nell'anno 2007, una quota parte dell'elemento $\sigma_1(mis)$, pari a 239,28 centesimi di euro per punto di prelievo per anno, è destinata alla remunerazione degli investimenti in misuratori digitali e sistemi di telegestione per le utenze in bassa tensione realizzati nel periodo fino al 31 dicembre 2005. Tale quota parte è esclusa dal calcolo della componente *RA* di cui al comma 48.1, per l'anno 2007.

Articolo 25

Opzioni tariffarie ulteriori

- 25.1 Ciascun esercente il servizio di vendita dell'energia elettrica, può proporre opzioni tariffarie ulteriori rispetto alle tariffe *D1*, *D2* e *D3*. Quanto alla presentazione e alle modalità di offerta delle opzioni di cui al presente comma trovano applicazione le disposizioni di cui all'articolo 4.

Articolo 26

Aggiornamento delle componenti tariffarie

- 26.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti σ_1 , σ_2 e σ_3 a copertura dei costi operativi, inclusi gli ammortamenti, 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;

- d) il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
- e) limitatamente agli elementi $\sigma_3(\text{disMT})$, e alla componente σ_2 , il tasso di variazione collegato ad aumenti dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio.

26.2 Per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 26.1, lettera b), è pari al 3,5% con riferimento al servizio di distribuzione, e al 2,5% con riferimento al servizio di trasmissione.

26.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007 l'Autorità aggiorna, entro il 31 luglio 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 della domanda di energia elettrica in Italia;
- c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati;
- d) limitatamente all'elemento $\sigma_3(\text{tras})$, il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione.

SEZIONE 3

CORRISPETTIVI PER LA CESSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA ALLE IMPRESSE DISTRIBUTRICI PER LA VENDITA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO

Articolo 27

Ambito di applicazione

27.1 Le disposizioni contenute nella presente sezione si applicano alle cessioni di energia elettrica, intestate all'Acquirente unico ai sensi del decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003, alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato.

Articolo 28

Condizioni di cessione

- 28.1 L'Acquirente unico predispone ed invia all'Autorità per l'approvazione un contratto tipo di cessione di energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato.
- 28.2 Il contratto tipo di cui al precedente comma 28.1 deve essere predisposto nell'osservanza di criteri che consentano:
- a) all'Acquirente unico di operare secondo principi di efficienza;
 - b) all'Acquirente unico di avere a disposizione i dati e le informazioni funzionali alla propria attività in tempi tali da consentire di salvaguardare l'economicità degli approvvigionamenti;
 - c) all'Acquirente unico di attivare opportune coperture del rischio di controparte connesso con la cessione di energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato;
 - d) di trattare i distributori in maniera non discriminatoria.
- 28.3 L'Autorità si pronuncia sul contratto tipo entro 15 (quindici) giorni dal ricevimento del medesimo. Trascorso inutilmente tale termine il contratto tipo si intende approvato.

Articolo 29

Costo di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica per la vendita al mercato vincolato

- 29.1 L'impresa distributtrice acquirente, per la quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato dalla stessa serviti definita all'articolo 31, è tenuta al pagamento del prezzo di cessione di cui all'articolo 30.
- 29.2 Entro il giorno 15 (quindici) aprile di ciascun anno l'impresa distributtrice è tenuta versare all'Acquirente unico, se positivo, o ha diritto a ricevere dal medesimo, se negativo, un ammontare pari al prodotto tra:
- a) il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata nell'anno solare precedente nella medesima area di riferimento, determinato ai sensi dell'articolo 6, comma 6.3, della deliberazione n. 118/03;
 - b) la differenza tra l'energia elettrica destinata, nell'anno solare precedente, ai propri clienti del mercato vincolato non trattati su base oraria, di cui al comma 31.2, e l'energia elettrica attribuita nel medesimo anno alla medesima impresa distributtrice ai sensi dell'articolo 5, comma 5.4, della deliberazione n. 118/03.

Articolo 30

Prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato

- 30.1 Il prezzo di cessione dall'Acquirente unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato, espresso in centesimi di euro/kWh, è pari, in ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3 di un mese, alla somma di tre componenti:
- a) la media, ponderata per le rispettive quantità di energia elettrica, dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente unico nelle ore comprese in detta fascia oraria:
 - i) per l'acquisto dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento;
 - ii) per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
 - iii) per la copertura dei rischi connessi all'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica, attraverso contratti differenziali o ad altre tipologie di contratto;
 - b) il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato nelle ore comprese in detta fascia oraria;
 - c) il corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato.
- 30.2 Con riferimento al comma 30.1, lettera a), punti ii) ed iii), il costo unitario relativo alle ore comprese in ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3 di un mese è pari al prodotto tra il costo unitario che l'Acquirente unico avrebbe sostenuto in detta fascia oraria se avesse acquistato nel mercato del giorno prima l'energia elettrica oggetto del contratto di compravendita o del contratto per la copertura dei rischi connessi con l'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica e il rapporto tra:
- a) il costo unitario sostenuto dall'Acquirente unico in detto mese per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte o per la copertura dei rischi connessi con l'oscillazione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica;
 - b) il costo unitario che l'Acquirente unico avrebbe sostenuto in detto mese se avesse acquistato nel mercato del giorno prima l'energia elettrica oggetto del contratto di compravendita o del contratto per la copertura dei rischi connessi con l'oscillazione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica.

Articolo 31

Energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato serviti da un'impresa distributrice

- 31.1 L'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato serviti da un'impresa distributrice è pari, in ciascuna ora, alla somma di:
- a) la quota del prelievo residuo d'area dei clienti del mercato vincolato non trattati su base oraria attribuito all'impresa distributrice ai sensi dell'articolo 5, comma 5.4, della deliberazione n. 118/03;

- b) l'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo corrispondenti a clienti del mercato vincolato trattati su base oraria e compresi nell'ambito territoriale di detta impresa distributrice, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'Allegato n. 1.
- 31.2 L'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato non trattati su base oraria, di cui al comma 29.2, serviti da un'impresa distributrice è pari alla differenza tra:
- a) l'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa distributrice;
 - b) l'energia elettrica prelevata dalla rete dell'impresa distributrice.
- 31.3 L'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa distributrice di cui al comma 31.2, è pari, in ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3, alla somma dell'energia elettrica:
- a) immessa nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o con la rete di trasmissione nazionale o nei punti di interconnessione compresi nell'area di riferimento, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, fissato nella tabella 17, colonna B, di cui all'allegato n. 1;
 - b) prelevata dai clienti del mercato vincolato connessi alla rete di trasmissione nazionale nell'ambito di competenza dell'impresa distributrice, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'allegato n. 1;
 - c) immessa nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione virtuale, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'allegato n. 1;
- 31.4 L'energia elettrica prelevata dalla rete dell'impresa distributrice di cui al comma 31.2, è pari alla somma dell'energia elettrica:
- a) prelevata dalla rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o con la rete di trasmissione nazionale o nei punti di interconnessione compresi nell'area di riferimento, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, fissato nella tabella 17, colonna B, di cui all'allegato n. 1;
 - b) prelevata dai clienti del mercato libero connessi alla rete dell'impresa distributrice, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'allegato n. 1;
 - c) prelevata dai clienti del mercato vincolato compresi nell'ambito di competenza dell'impresa distributrice e trattati su base oraria, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle

reti con obbligo di connessione di terzi, fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'allegato n. 1.

Articolo 32

Fatturazione e regolazione dei pagamenti

- 32.1 Il periodo di fatturazione dei corrispettivi per la cessione alle imprese distributrici dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, di cui all'articolo 29, è il mese di calendario.
- 32.2 Ai fini dell'emissione delle fatture di cui al comma 32.1, ciascuna impresa distributtrice comunica all'Acquirente unico entro il giorno 20 (venti) del mese successivo a quello di competenza l'energia elettrica destinata al mercato vincolato di cui all'articolo 31.
- 32.3 L'Acquirente unico verifica la correttezza e la congruità delle comunicazioni di cui al comma 32.2, sulla base delle informazioni di cui al comma 33.1.
- 32.4 Nel caso in cui un'impresa distributtrice non adempia agli obblighi del comma 32.2, l'Acquirente unico fattura in acconto alla medesima impresa il corrispettivo per la vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato assumendo come riferimento convenzionale un'energia elettrica pari all'ammontare dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato dalla medesima impresa nello stesso mese dell'anno precedente aumentato del 10%.
- 32.5 Entro il giorno 27 (ventisette) del mese successivo a quello di competenza, l'Acquirente unico calcola il prezzo di cessione di cui all'articolo 29.
- 32.6 I pagamenti delle imprese distributtrici all'Acquirente unico sono effettuati con valuta beneficiaria il quindicesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di competenza.

Articolo 33

Obblighi di informazione

- 33.1 Ciascuna impresa distributtrice trasmette all'Acquirente unico, secondo le modalità dal medesimo definite, la registrazione delle misure dell'energia elettrica, nonché ogni altra informazione o dato utile ai fini del compimento, da parte del medesimo Acquirente unico, degli adempimenti di competenza, ivi inclusa la verifica di cui al comma 32.3.
- 33.2 L'Acquirente unico comunica all'Autorità e pubblica nel proprio sito internet, entro il termine del mese successivo a quello di competenza:
- a) il prezzo di cui all'articolo 30 relativo al mese di competenza;
 - b) i costi totali sostenuti dall'Acquirente unico nel mese di competenza, articolati su base oraria e distinti per ciascuna tipologia di costo di cui all'articolo 30;
 - c) la quantità di energia elettrica acquistata nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento in ciascuna ora del mese di competenza ed in ciascuna zona;

- d) la quantità di energia elettrica acquistata al di fuori del sistema delle offerte in ciascuna ora del mese di competenza ed in ciascuna zona;
 - e) il prezzo medio pagato al Gestore del mercato elettrico per gli acquisti di cui alla lettera c) nel mese di competenza ed in ciascuna zona;
 - f) il prezzo medio dell'energia elettrica oggetto dei contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte nel mese di competenza ed in ciascuna zona;
 - g) gli sbilanciamenti relativi a ciascuna ora del mese di competenza distinti per punto di dispacciamento.
- 33.3 Ai fini della determinazione dei corrispettivi per il servizio di vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato di cui al Titolo 3, l'Acquirente unico comunica all'Autorità:
- a) entro 20 (venti) giorni dall'inizio di ciascun trimestre, la stima dei costi unitari di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi a ciascuno dei quattro trimestri successivi, articolata per fascia oraria e distinta per ciascuna tipologia di costo di cui all'articolo 30;
 - b) entro 30 (trenta) giorni dalla fine di ciascun trimestre, la differenza tra la stima dei costi di approvvigionamento comunicati nel trimestre precedente e i costi effettivi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente unico nel medesimo periodo.
- 33.4 L'Acquirente unico invia all'Autorità con cadenza trimestrale il budget finanziario relativo ai quattro trimestri successivi, nonché il rendiconto finanziario relativo all'ultimo trimestre.

TITOLO 4

SERVIZIO DI MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA

Articolo 34

Disposizioni generali

- 34.1 Ciascun misuratore che consenta la rilevazione oraria o per fascia oraria delle grandezze elettriche è sincronizzato con un unico riferimento a cura del soggetto responsabile della rilevazione e della registrazione delle misure dell'energia elettrica.
- 34.2 Ai fini del calcolo dei corrispettivi per il servizio di cui al comma 2.1, lettera d), le misure rilevanti sono esclusivamente quelle effettuate dai misuratori di cui al presente titolo.

Articolo 35

Soggetti responsabili del servizio di misura dell'energia elettrica

- 35.1 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.
- 35.2 Il soggetto responsabile della rilevazione e della 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.
- 35.3 Il soggetto di cui al comma 35.2 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.
- 35.4 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.
- 35.5 I soggetti di cui al comma 35.1, lettera a), con riferimento ai punti di prelievo, corrispondenti ai clienti finali di cui all'articolo 36, comma 36.1, lettera a), sono tenuti ad effettuare l'installazione dei misuratori dell'energia elettrica entro i termini di cui all'articolo 41, comma 41.1.
- 35.6 Il responsabile dell'attività di rilevazione 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.
- 35.7 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 36

Disposizioni relative ai clienti del mercato libero connessi a reti in altissima, alta e media tensione, ai clienti del mercato vincolato connessi a reti in altissima e alta tensione e agli impianti di produzione di energia elettrica

- 36.1 Il presente articolo si applica al servizio di misura dell'energia elettrica con riferimento ai punti di immissione e di prelievo relativi:
- ai clienti del mercato libero connessi in altissima, alta e media tensione;
 - ai clienti del mercato vincolato connessi in altissima e alta tensione;
 - ai soggetti titolari di impianti di produzione di energia elettrica, con potenza nominale superiore a 250 kW.
- 36.2 I misuratori relativi ai punti di immissione e di prelievo di cui al precedente comma devono:
- 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;
 - essere provvisti di un sistema di segnalazione automatica di eventuali irregolarità del proprio funzionamento;
 - 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 35.2;
 - 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.
- 36.3 In alternativa a quanto previsto al comma 36.2, lettera c), il soggetto di cui al comma 35.2 rende disponibili al cliente finale, su supporto digitale, i dati registrati nel corso del mese, entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui i dati sono stati registrati.
- 36.4 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 35.1 che ne dà tempestiva informazione al cliente finale o al soggetto di cui al comma 35.2.
- 36.5 Per il periodo in cui si è verificata l'irregolarità di funzionamento di cui al comma 36.4, la ricostruzione delle misure dell'energia elettrica è effettuata dal soggetto di cui al comma 35.2, 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.

- 36.6 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 35.1 assume a proprio carico le spese di verifica e provvede al ripristino della funzionalità del medesimo misuratore.

Articolo 37

Disposizioni relative ai clienti del mercato vincolato connessi a reti in media e bassa tensione

- 37.1 Al servizio di misura dell'energia elettrica con riferimento ai punti di prelievo relativi ai clienti del mercato vincolato connessi a reti in media e bassa tensione si applica, fatto salvo quanto disposto dagli articoli 31 e 32, quanto previsto dalla deliberazione n. 200/99.

Articolo 38

Disposizioni relative ai punti di interconnessione

- 38.1 I misuratori 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.
- 38.2 Il servizio di misura dell'energia elettrica prelevata dalla rete di trasmissione nazionale da un'impresa distributrice è svolto conformemente alle specifiche tecniche e alle modalità definite da Terna sulla base delle direttive emanate dall'Autorità con la deliberazione n. 138/00.

Articolo 39

Corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica ai clienti finali

- 39.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), una tariffa composta dalle componenti tariffarie MIS_1 e MIS_3 , fissate pari ai valori di cui alla tabella 18.1 dell'allegato n. 1.
- 39.2 In relazione alle componenti MIS_1 e MIS_3 di cui al precedente comma applicate alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere b) e c) per l'anno 2007, l'impresa distributrice accantona una quota parte delle medesime, come fissata nella tabella 18.2, destinata alla remunerazione degli investimenti in misuratori digitali e sistemi di telegestione per le utenze in bassa tensione realizzati nel periodo fino al 31 dicembre 2005.

Articolo 40

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

- 40.1 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 un corrispettivo pari al 46% della componente tariffaria MIS_I del corrispondente livello di tensione.
- 40.2 Con riferimento al servizio di misura prestato in punti di interconnessione ovvero in punti di immissione, al soggetto che provvede alla rilevazione e registrazione delle misure viene riconosciuto dalla controparte un corrispettivo pari al 54% della componente tariffaria MIS_I del corrispondente livello di tensione.

Articolo 41

Disposizioni inerenti l'installazione dei misuratori di energia elettrica

- 41.1 Per i punti di prelievo, ad esclusione dei punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, l'installazione di misuratori atti alla misurazione dell'energia elettrica secondo quanto specificato all'articolo 36, comma 36.2, deve avvenire nei termini di seguito indicati:
- a) entro il 30 giugno 2004, relativamente ai punti di prelievo in altissima e alta tensione e ai punti di prelievo in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW;
 - b) entro il 31 dicembre 2004, relativamente ai punti di prelievo in media tensione con potenza disponibile a partire da 201 kW e fino a 500 kW;
 - c) entro il 31 dicembre 2006, relativamente ai punti di prelievo in media tensione con potenza disponibile pari o inferiore a 200 kW.
- 41.2 Eventuali inadempienze dei soggetti di cui al comma 35.1 rispetto a quanto previsto al comma 41.1 saranno considerate al fine della determinazione del corrispettivo a remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica.
- 41.3 Il responsabile dell'attività di installazione e manutenzione dà comunicazione all'utente del dispacciamento corrispondente al punto di prelievo interessato, ovvero al cliente finale nel caso in cui il punto di prelievo corrisponda ad un cliente del mercato vincolato, dell'avvenuta installazione ai sensi del comma 41.1 entro il sest'ultimo giorno del mese successivo a quello in cui l'installazione è avvenuta.

PARTE III

PEREQUAZIONE E INTEGRAZIONE

TITOLO 1

PEREQUAZIONE DEI COSTI DI DISTRIBUZIONE E DI ALTRI ONERI A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI

SEZIONE 1

REGIME DI PEREQUAZIONE GENERALE

Articolo 42

Perequazione

- 42.1 La perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico delle imprese distributrici per gli anni 2004-2007 si articola in:
- a) perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
 - b) perequazione dei costi del servizio di trasmissione [soppressa con deliberazione 22 settembre 2006, n. 203/06];
 - 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 per la fornitura dell'energia elettrica a clienti domestici.
- 42.2 La perequazione di cui al comma 42.1, si applica a tutte le imprese distributrici, salvo quanto disposto dai commi 42.3 e 42.4.
- 42.3 Le imprese distributrici che aderiscono al regime semplificato di cui all'articolo 13 sono escluse dalla partecipazione ai meccanismi di cui al comma 42.1 c), d) ed e).
- 42.4 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 42.1.
- 42.5 La Cassa, attenendosi alle modalità previste nel presente articolo, provvede alla quantificazione e liquidazione, per ciascuna impresa distributtrice, dei saldi di perequazione derivanti dall'applicazione dei meccanismi di cui al comma 42.1.
- 42.6 Ai fini di quanto previsto dal comma 42.5, ciascuna impresa distributtrice, entro il 31 luglio di ogni anno, fa pervenire alla Cassa, con le modalità da questa definite in coerenza con le disposizioni della presente Sezione, le informazioni necessarie al calcolo dell'ammontare di perequazione relativo all'anno precedente.

- 42.7 Nel caso in cui l'impresa di distribuzione non rispetti il termine di cui al comma 42.6, la Cassa provvede a calcolare l'ammontare di perequazione utilizzando ogni informazione disponibile e provvedendo ad una stima prudentiale 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.
- 42.8 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.
- 42.9 Ciascuna impresa distributrice, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione, entro il 31 ottobre di ogni anno, provvede a versare alla Cassa quanto dovuto.
- 42.10 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 dei conti UC1 ed UC3 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.
- 42.11 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 42.10, 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.
- 42.12 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.
- 42.13 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.
- 42.14 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 43

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

43.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione relativo al meccanismo di cui al comma 42.1, lettera a), è pari a:

$$A=[CA - RA]$$

dove:

- A è l'ammontare di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
- CA denota il costo sostenuto per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, calcolato secondo la seguente formula:

$$CA = \sum_m \sum_c \sum_i pau_{i,m} * q_m^c * \varphi_{i,m} * \lambda + cong_{AU}^+ - \sum_m \sum_i pau_{i,m} * \Delta q_{i,m} ;$$

- RA denota i ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, calcolati secondo la seguente formula:

$$RA = RCCA + cong_{AU}^-$$

dove:

- i assume i valori F1, F2 e F3;
- m indica il mese dell'anno;
- $pau_{i,m}$ è il prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato di cui all'articolo 30 per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3 del mese m ;
- q_m^c è l'energia elettrica fornita ai clienti del mercato vincolato della tipologia c nel mese m . Le quantità di energia elettrica fornita alle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f) sono aumentate della quota parte degli usi propri della distribuzione e della trasmissione;
- $q_{i,m}^{acq}$ è l'energia elettrica destinata al mercato vincolato di cui all'articolo 31 approvvigionata dall'impresa distributtrice per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3 del mese m ;
- $\varphi_{i,m}$ è la quota parte dell'energia elettrica approvvigionata dall'impresa distributtrice in ciascuna fascia oraria i del mese m destinata ai clienti del mercato vincolato, calcolata secondo la seguente formula:

$$\varphi_{i,m} = \frac{q_{i,m}^{acq}}{\sum_i q_{i,m}^{acq}}$$

- $cong_{AU}^+$ è l'ammontare di cui al comma 29.2 versato dall'impresa distributrice all'Acquirente unico;
- $\Delta q_{i,m}$ è, per ciascuna fascia oraria F1, F2 ed F3, del mese m , la differenza di cui al comma 29.2, lettera b);
- $RCCA$ è la somma dei ricavi ottenibili per ciascuna tipologia contrattuale applicando la componente CCA , al netto dell'elemento VE , esclusi gli usi propri della trasmissione e della distribuzione;
- $cong_{AU}^-$ è l'ammontare di cui al comma 29.2 versato dall'Acquirente unico all'impresa distributrice.

Articolo 44

Perequazione dei costi relativi al servizio di trasmissione

[Articolo soppresso con deliberazione 22 settembre 2006, n. 203/06]

Articolo 45

Perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione

45.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 42.1, 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 , la componente tariffaria $\rho_3(disAT)$ relativa 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 dal vincolo VI e dalla tariffa DI 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 ρ_3^c ($disAT$) riportati nella tabella 19 dell'allegato n. 1 ;
- RA_{TOT} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dal vincolo VI e dalla tariffa DI 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 distributtrice m ammessa;
- $qe^{c,m}$, quantità di energia elettrica trasportata per ciascuna tipologia contrattuale c da ciascuna impresa distributtrice m .
- p_k , costo unitario standard di ciascuna componente k delle linee di distribuzione ad alta tensione, come riportato nella tabella 20 dell'allegato n. 1;
- ξ , rapporto tra la quantità di energia elettrica prelevata dall'impresa distributtrice dai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale e il totale di energia elettrica prelevata dall'impresa distributtrice.

Articolo 46

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

46.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 42.1, 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:

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

- 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 le componenti tariffarie $\rho_1(disMT)$ e $\rho_3(disMT)$ relative 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 dal vincolo VI e dalla tariffa DI a copertura dei costi diretti relativi alla trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato considerando i 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 $\rho_1^{c,c}(disMT)$ e $\rho_3^{c,c}(disMT)$ riportati in tabella 21 dell'allegato n. 1;
- RF_{TOT} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dal vincolo VI e dalla tariffa DI a copertura dei costi relativi alla trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato considerando i 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 unitari riportati nella tabella 22 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 distributtrice m;
- $qe^{c,m}$, quantità di energia elettrica relativa al servizio trasporto prestato a ciascuna tipologia di utenza c da ciascuna impresa distributtrice m.-
- r_k , costo unitario standard delle componenti k delle stazioni di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, come riportato nella tabella 23 dell'allegato n. 1;
- μ , rapporto tra la somma della quantità di energia elettrica prelevata dall'impresa distributtrice 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 47

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

47.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 42.1, 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 dal vincolo V1 e dalla tariffa 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 del vincolo V1 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;
- *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.

47.2 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 Testo integrato della qualità dei servizi;
- *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 24 dell'allegato n. 1.

Articolo 48

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

48.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 42.1, 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 *D1* ai clienti ai quali sono state applicate le tariffe *D2* e *D3* ovvero opzioni ulteriori domestiche di cui all'articolo 25, con riferimento al numero medio di punti di prelievo, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza dell'anno al quale si riferisce l'ammontare di perequazione;
- RE rappresenta il livello dei ricavi effettivi ottenuto come somma:
 - dei ricavi che l'impresa distributrice avrebbe conseguito dall'applicazione delle tariffe D2 e D3, senza sconti o abbuoni, ai clienti ai quali sono state applicate le tariffe D2 e D3 ovvero opzioni ulteriori domestiche di cui all'articolo 25, diverse dalle opzioni ulteriori domestiche biorarie perequabili di cui al comma 48.2, con riferimento al numero medio di clienti, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza dell'anno al quale si riferisce l'ammontare di perequazione;
 - dei ricavi effettivi che l'impresa distributrice consegue dall'applicazione della componente a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica, delle opzioni ulteriori domestiche biorarie perequabili di cui al comma 48.2, ai clienti che scelgono tale tariffa, relativamente ai consumi di competenza dell'anno al quale si riferisce l'ammontare di perequazione;
 - dei ricavi che l'impresa distributrice avrebbe conseguito dall'applicazione delle componenti diverse dalla componente CAD della tariffa D2 ovvero della tariffa D3, ai clienti che scelgono le opzioni ulteriori domestiche biorarie perequabili di cui al comma 48.2, con riferimento al numero medio di clienti, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza dell'anno al quale si riferisce l'ammontare di perequazione;

48.2 ¹ Un'opzione ulteriore domestica che prevede una differenziazione su due fasce orarie della componente a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento

¹ Con la riduzione del numero di fasce orarie da quattro a tre, introdotta con deliberazione 2 agosto 2006, n. 181/06 a valere dall'1 gennaio 2007, il comma 48.2 del Testo integrato risulta inapplicabile ai fini della verifica della perequabilità delle opzioni ulteriori domestiche per l'anno 2007. Con deliberazione 5 dicembre 2006, n. 275/06,

dell'energia elettrica, proposta secondo quanto previsto dall'articolo 4, è perequabile se:

- i. il prezzo medio unitario di riferimento a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica previsto dall'opzione, determinato ai sensi del comma 48.3, è:

- nel caso di opzione destinata a clienti per i quali sarebbe prevista l'applicazione della tariffa D3, ovvero destinata indistintamente a clienti D2 e clienti D3, maggiore o uguale a $CADlim^{D3}$, pari a:

$$CADlim^{D3} = CADlim * 1,08$$

- nel caso di opzione destinata a clienti per i quali sarebbe prevista l'applicazione della tariffa D2, maggiore o uguale a $CADlim^{D2}$ pari a:

$$CADlim^{D2} = \max \{ CADlim * 0,78; CA^{F4} \}$$

dove:

$$CADlim = (CCA^{F1} * 0,04 + CCA^{F2} * 0,13 + CCA^{F3} * 0,11 + CCA^{F4} * 0,72)$$

con:

- CCA^{F1} è il corrispettivo della componente CCA multioraria per utenze domestiche in bassa tensione vigente relativo alla fascia oraria F1;
 - CCA^{F2} è il corrispettivo della componente CCA multioraria per utenze domestiche in bassa tensione vigente relativo alla fascia oraria F2;
 - CCA^{F3} è il corrispettivo della componente CCA multioraria per utenze domestiche in bassa tensione vigente relativo alla fascia oraria F3;
 - CCA^{F4} è il corrispettivo della componente CCA multioraria per utenze domestiche in bassa tensione vigente relativo alla fascia oraria F4;
- ii. con riferimento a ciascun ciclo di fatturazione e a ciascun cliente, nel caso in cui la quota di consumo effettuato nella fascia oraria a minor prezzo sia inferiore al parametro *Lim*, l'opzione prevede l'automatica applicazione della componente CAD della tariffa D2, ovvero della tariffa D3, in luogo della componente a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento prevista dall'opzione medesima. Il parametro *Lim* è calcolato come segue:

l'Autorità ha disposto la proroga al 30 giugno 2007 della validità delle opzioni ulteriori domestiche offerte nell'anno 2006. Ai sensi della medesima deliberazione n. 275/06 le opzioni ulteriori domestiche biorarie che per l'anno 2006 risultavano ammesse ai meccanismi di perequazione di cui all'articolo 48, comma 48.1., conservano il requisito della perequabilità anche per il periodo 1 gennaio – 30 giugno 2007.

$$Lim = \left(\frac{N_{OV}^{F1}}{N_{tot}^{F1}} * 0,22 \right) + \left(\frac{N_{OV}^{F2}}{N_{tot}^{F2}} * 0,29 \right) + \left(\frac{N_{OV}^{F3}}{N_{tot}^{F3}} * 0,03 \right) + \left(\frac{N_{OV}^{F4}}{N_{tot}^{F4}} * 0,46 \right)$$

dove:

- N_{OV}^{F1} è il numero di ore del bimestre giugno-luglio che appartengono alla fascia oraria a minor prezzo dell'opzione ulteriore che corrispondono a ore della fascia oraria F1 di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1;
 - N_{OV}^{F2} è il numero di ore del bimestre giugno-luglio che appartengono alla fascia oraria a minor prezzo dell'opzione ulteriore che corrispondono a ore della fascia oraria F2 di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1;
 - N_{OV}^{F3} è il numero di ore del bimestre giugno-luglio che appartengono alla fascia oraria a minor prezzo dell'opzione ulteriore che corrispondono a ore della fascia oraria F3 di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1;
 - N_{OV}^{F4} è il numero di ore del bimestre giugno-luglio che appartengono alla fascia oraria a minor prezzo dell'opzione ulteriore che corrispondono a ore della fascia oraria F4 di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1;
 - N_{tot}^{F1} è il numero totale delle ore appartenenti alla fascia oraria F1, di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1, nel bimestre giugno-luglio;
 - N_{tot}^{F2} è il numero totale delle ore appartenenti alla fascia oraria F2, di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1, nel bimestre giugno-luglio;
 - N_{tot}^{F3} è il numero totale delle ore appartenenti alla fascia oraria F3, di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1, nel bimestre giugno-luglio;
 - N_{tot}^{F4} è il numero totale delle ore appartenenti alla fascia oraria F4, di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1, nel bimestre giugno-luglio.
- iii. il corrispettivo previsto dall'opzione bioraria domestica applicabile alla fascia oraria a più alto prezzo è inferiore o uguale a CAD_{MAX} , calcolato secondo la seguente formula:

$$CAD_{MAX} = \frac{CAD(D3) - (CAD_{Lim} * L_{max})}{1 - L_{max}}$$

dove:

- $CAD(D3)$ è la componente CAD della tariffa D3;
- CAD_{Lim} è il valore di cui al precedente punto i);
- L_{max} è un coefficiente calcolato secondo la seguente formula:

$$L_{max} = \left(\frac{N_{OV}^{F1}}{N_{tot}^{F1}} * 0,04 \right) + \left(\frac{N_{OV}^{F2}}{N_{tot}^{F2}} * 0,21 \right) + \left(\frac{N_{OV}^{F3}}{N_{tot}^{F3}} * 0,15 \right) + \left(\frac{N_{OV}^{F4}}{N_{tot}^{F4}} * 0,60 \right)$$

dove:

- N_{OV}^{F1} è il numero di ore dell'anno solare di riferimento che appartengono alla fascia oraria a minor prezzo dell'opzione superiore che corrispondono a ore della fascia oraria F1 di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1;
- N_{OV}^{F2} è il numero di ore dell'anno solare di riferimento che appartengono alla fascia oraria a minor prezzo dell'opzione superiore che corrispondono a ore della fascia oraria F2 di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1;
- N_{OV}^{F3} è il numero di ore dell'anno solare di riferimento che appartengono alla fascia oraria a minor prezzo dell'opzione superiore che corrispondono a ore della fascia oraria F3 di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1;
- N_{OV}^{F4} è il numero di ore dell'anno solare di riferimento che appartengono alla fascia oraria a minor prezzo dell'opzione superiore che corrispondono a ore della fascia oraria F4 di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1;
- N_{tot}^{F1} è il numero totale delle ore appartenenti alla fascia oraria F1 di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1 nell'anno solare di riferimento;
- N_{tot}^{F2} è il numero totale delle ore appartenenti alla fascia oraria F2 di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1 nell'anno solare di riferimento;
- N_{tot}^{F3} è il numero totale delle ore appartenenti alla fascia oraria F3 di cui alla tabella 1 dell'allegato n.1 nell'anno solare di riferimento;
- N_{tot}^{F4} è il numero totale delle ore appartenenti alla fascia oraria F4 di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1 nell'anno solare di riferimento.

48.3 Il prezzo medio unitario di riferimento a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica previsto dall'opzione, di cui al comma 48.2, è ottenuto applicando la seguente formula:

$$P_{REF} = OV * P_{OV} + OP * P_{OP}$$

dove:

- P_{RIF} è il prezzo medio unitario di riferimento di cui al comma 48.2, punto i);
- P_{OV} è il corrispettivo previsto dall'opzione bioraria domestica per i prelievi effettuati nella fascia oraria a più basso costo;
- P_{OP} è il corrispettivo previsto dall'opzione bioraria domestica per i prelievi effettuati nella fascia oraria a più alto costo;
- OV è un coefficiente calcolato come segue:

$$OV = \left(\frac{N_{OV}^{F1}}{NR_{tot}^{F1}} * 0,04 \right) + \left(\frac{N_{OV}^{F2}}{NR_{tot}^{F2}} * 0,13 \right) + \left(\frac{N_{OV}^{F3}}{NR_{tot}^{F3}} * 0,11 \right) + \left(\frac{N_{OV}^{F4}}{NR_{tot}^{F4}} * 0,72 \right)$$

dove $N_{OV}^{F1}, N_{OV}^{F2}, N_{OV}^{F3}, N_{OV}^{F4}, NR_{tot}^{F1}, NR_{tot}^{F2}, NR_{tot}^{F3}, NR_{tot}^{F4}$ sono definiti come previsto al comma 48.2, punto iii);

- OP è un coefficiente pari a: $OP = 1 - OV$

48.4 La verifica di cui al comma 48.2 è effettuata dall'Autorità nell'ambito delle verifiche previste dal comma 4.3, utilizzando i valori della componente CCA vigente al 15 ottobre dell'anno precedente a quello a cui sono destinate le opzioni.

SEZIONE 2 REGIME DI PEREQUAZIONE SPECIFICO AZIENDALE

Articolo 49

Perequazione specifica aziendale

49.1 E' istituita per gli anni 2004-2007 la perequazione specifica aziendale a 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 della presente titolo, derivanti da variabili esogene fuori dal controllo dell'impresa.

49.2 La partecipazione alla perequazione specifica aziendale è facoltativa. Sono escluse dalla partecipazione alla perequazione specifica aziendale le imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

49.3 In ciascun anno l'ammontare relativo alla perequazione specifica aziendale è pari a:

$$PSA = Csa * RAP_t$$

dove

- PSA è l'ammontare relativo alla perequazione specifica aziendale;
- RAP_t è, per ciascun anno t del periodo regolatorio 2004-2007, il ricavo ammesso perequato, pari alla somma algebrica dell'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione di cui al comma 42.1, lettere c), d) ed e) e del ricavo ammesso dal vincolo V1 e dalla tariffa D1.
- Csa è il fattore di correzione specifico aziendale dei ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione, calcolato come segue:

$$Csa = \frac{CE_B - RAP_B}{RAP_B}$$

con

- CE_B pari al costo effettivo sostenuto dall'impresa distributrice per l'erogazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, nell'anno di riferimento, determinato sulla base di una specifica istruttoria, eventualmente condotta anche in collaborazione con la Guardia di finanza;
- RAP_B pari al ricavo ammesso dal vincolo V1, dalla tariffa D1 e dalla perequazione dei costi di distribuzione in alta tensione, in media tensione, in bassa tensione e per la trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, a copertura dei costi di distribuzione, nell'anno di riferimento.

49.4 Per il periodo di regolazione 2004-2007, l'anno di riferimento rilevante ai fini delle disposizioni di cui al comma 49.3 è il 2003.

49.5 Il valore del fattore di correzione Csa è calcolato per ciascuna impresa che ne faccia richiesta entro il 31 dicembre 2004, previa specifica istruttoria, secondo quanto previsto dal comma 49.3. Il fattore di correzione Csa è aggiornato annualmente in coerenza con le modalità di aggiornamento della quota parte delle componenti tariffarie a copertura della remunerazione del capitale investito.

TITOLO 2

INTEGRAZIONE

Articolo 50

Integrazione dei ricavi a V1

50.1 E' istituita per gli anni 2004-2007 l'integrazione dei ricavi a V1, destinata al caso in cui l'impresa distributrice pur applicando la tariffa massima consentita TV2, di cui al comma 10.1, non raggiunga il ricavo ammesso dal vincolo V1 in ragione della particolare composizione e modalità di consumo della propria clientela.

50.2 All'integrazione dei ricavi a V1 sono ammesse le imprese distributrici alla cui rete risultano connessi meno di 5000 clienti al 31 dicembre dell'anno a cui si riferisce l'ammontare di integrazione.

- 50.3 Dall'integrazione dei ricavi a V1 sono escluse le imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

Articolo 51

Ammontare di integrazione dei ricavi a V1

- 51.1 In ciascuno degli anni del periodo di regolazione 1 febbraio 2004- 31 dicembre 2007 l'ammontare relativo all'integrazione di cui al comma 50.1 è pari, per ciascuna tipologia contrattuale, alla differenza, se positiva, tra il ricavo ammesso dal vincolo V1 e il ricavo ottenibile applicando la tariffa TV2 definita dall'Autorità.
- 51.2 Qualora l'importo di integrazione dei ricavi a V1 spettante ad un'impresa distributrice relativamente ad un determinato anno sia inferiore a 50 (cinquanta) euro, detto importo viene computato a maggiorazione dell'eventuale ammontare di integrazione dei ricavi a V1 relativo all'anno successivo.
- 51.3 Gli importi ad integrazione dei ricavi a V1 che dovessero risultare inferiori a 50 (cinquanta) euro anche a seguito del cumulo con quelli relativi ad anni precedenti, verranno erogati dalla Cassa alle imprese distributrici in occasione della liquidazione delle integrazioni dovute con riferimento ai ricavi realizzati nell'anno 2007.

PARTE IV

PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE

TITOLO 1

IMPOSIZIONE

Articolo 52

Fissazione delle componenti tariffarie A

- 52.1 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.
- 52.2 Le componenti tariffarie di cui al comma 52.1 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 A₃, per la copertura degli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 ivi inclusi i costi riconosciuti per il funzionamento del medesimo Gestore dei servizi elettrici;
- c) componente tariffaria A₄, 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 A₅, 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 A₆, 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.

52.3 Le componenti tariffarie di cui al comma 52.2 si applicano come maggiorazioni ai:

- a) corrispettivi del servizio di distribuzione di cui alla parte II, titolo 2, sezione 2 e titolo 3, sezione 2, della medesima parte;
- b) corrispettivi del servizio di distribuzione di cui alla parte II, titolo 2, sezione 3, limitatamente agli usi finali delle imprese distributrici.

52.4 Le componenti tariffarie A alimentano i conti di gestione di cui al titolo 2, sezione 2, della presente parte.

52.5 I valori delle componenti tariffarie A sono determinati dall'Autorità.

TITOLO 2

ESAZIONE E GESTIONE DEL GETTITO

SEZIONE 1

ESAZIONE

Articolo 53

Disposizioni generali

- 53.1 Nella presente sezione sono disciplinate le modalità di esazione delle componenti tariffarie *A*, delle componenti *UC₁*, *UC₃*, *UC₄*, *UC₅*, *UC₆* e *MCT* e delle altre prestazioni patrimoniali imposte.
- 53.2 La Cassa definisce le modalità operative in base alle quali gli esercenti provvedono ai versamenti sui conti da essa gestiti.

Articolo 54

Esazione delle componenti tariffarie A₂, A₃, A₄, A₅, A₆

- 54.1 Le imprese distributrici, salvo quanto disposto dal comma 54.2, versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito delle componenti tariffarie *A₂*, *A₃*, *A₄*, *A₅* e *A₆*, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo.
- 54.2 Le imprese distributrici che prelevano energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale riconoscono al Gestore dei servizi elettrici il gettito della componente tariffaria *A₃*, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato.
- 54.3 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 *A₃* afferente la copertura degli oneri relativi alle partite economiche di cui al comma 61.6.

Articolo 55

Esazione degli importi destinati al conto oneri per recuperi di continuità del servizio

- 55.1 Le imprese distributrici, 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 *UC₆*.
- 55.2 Le imprese distributrici, versano inoltre alla Cassa le penalità dovute nel caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali di cui al Testo integrato della qualità dei servizi.

Articolo 56

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

- 56.1 Gli esercenti il servizio di trasporto di cui al comma 2.1, lettera a), 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, gli importi determinati sulla base delle componenti fissate nella tabella 25 dell’allegato n. 1.

Articolo 57

Esazione delle componenti UC₁, UC₃, UC₄ e UC₅ e delle componenti di cui al comma 13.4

- 57.1 Le imprese distributrici, versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito delle componenti UC₃ e UC₄, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo.
- 57.2 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera c), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito delle componenti UC₁ e UC₅, in relazione al servizio erogato nel bimestre medesimo.
- 57.3 Le imprese distributrici ammesse al regime tariffario semplificato di cui all'articolo 13 versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito derivante dall'applicazione delle componenti tariffarie di cui al comma 13.4 nel bimestre medesimo.

Articolo 58

Esazione dell'elemento VE

- 58.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera c), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito dell'elemento VE, in relazione al servizio erogato nel bimestre medesimo.

Articolo 58.1

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

- 58.1.1 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.
- 58.1.2 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.
- 58.1.3 La quantità di energia elettrica di cui al comma 58.1.2 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.

SEZIONE 2

GESTIONE DEL GETTITO

Articolo 59

Istituzione dei conti di gestione

59.1 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 oneri per recuperi di continuità del servizio, alimentato dagli importi di cui al comma 55.2 e dalla componente UC_6 ;
- g) il Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, alimentato dalla componente UC_1 ;
- h) il Conto per la perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi e per i meccanismi di integrazione, alimentato dalla componente UC_3 e dal gettito di cui al comma 57.3;
- 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 56.1;
- m) il Conto oneri per certificati verdi, alimentato dall'elemento VE ;
- n) il Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica, 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 2004-2006;
- 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.

- 59.2 Con cadenza bimestrale la Cassa trasferisce sul Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione dell'energia elettrica nella transizione, eventuali differenze tra il gettito delle componenti tariffarie A_3 e i contributi liquidati a valere sulle disponibilità del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.
- 59.3 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.
- 59.4 La Cassa può utilizzare le giacenze esistenti presso i conti di cui al comma 59.1 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.
- 59.5 La Cassa è autorizzata a delegare alle imprese distributrici diverse da quelle di cui al comma 54.2 il versamento al Gestore dei servizi elettrici, a titolo di acconto sui versamenti ad esso dovuti ai sensi del comma 61.4, di una percentuale del gettito della componente tariffaria A_3 fissata dalla stessa Cassa, tenuto conto delle spettanze dei soggetti aventi diritto ai contributi gravanti sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate.
- 59.6 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.
- 59.7 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 60

Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue

- 60.1 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, sia alle attività connesse e conseguenti che attengono a beni e rapporti giuridici conferiti alla società SOGIN Spa al momento della sua costituzione, ovvero siano svolte dalla società SOGIN Spa anche in consorzio con enti pubblici o altre società. 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.

Articolo 61

Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate

- 61.1 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.
- 61.2 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire, altresì, 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 6/92, nonché i contributi alle imprese produttrici-distributrici di cui alla lettera B, Titolo IV del medesimo provvedimento e le spese per il funzionamento dell'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili di cui all'articolo 16 del decreto legislativo n. 387/03.
- 61.3 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.
- 61.4 La Cassa provvede a versare al Gestore dei servizi elettrici, con valuta terzultimo giorno lavorativo di ciascun mese, l'ammontare di cui al comma 61.3 per la quota parte non coperta dal gettito della componente A_3 fatturato dal Gestore dei servizi elettrici ai sensi del comma 54.2. Qualora il gettito della componente A_3 fatturato dal Gestore dei servizi elettrici ai sensi del comma 54.2 sia superiore all'ammontare di cui al comma 61.3, 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.
- 61.4bis Il Gestore dei servizi elettrici riconosce, altresì, mensilmente alla Cassa gli importi corrispondenti al debito IVA eventualmente maturato nei confronti dell'erario a livello di gruppo societario sino a concorrenza di quanto già anticipato dalla Cassa stessa a titolo di copertura del credito IVA.
- 61.4ter Il recupero delle anticipazioni effettuate dalla Cassa al Gestore dei servizi elettrici sul credito IVA maturato dal Gestore stesso nei confronti dell'erario, di cui comma 61.4bis, deve essere completato entro l'anno 2005.
- 61.5 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.

- 61.6 Il Gestore dei servizi elettrici e la Cassa, per quanto di competenza, danno separata evidenza contabile delle partite economiche complessivamente connesse:
- a) all'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui all'articolo 5, comma 5.1, lettera a), della deliberazione n. 34/05 e ritirata dal gestore di rete cui l'impianto è connesso;
 - b) alla produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici, incentivata ai sensi del decreto ministeriale 28 luglio 2005 e del decreto ministeriale 6 febbraio 2006;
 - c) ai costi per la connessione alle reti elettriche di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, posti in capo al conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate ai sensi del comma 14.5 dell'Allegato A alla deliberazione n. 281/05.

Articolo 62

Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali

- 62.1 Il Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali viene utilizzato per il rimborso alle imprese distributrici delle componenti tariffarie compensative di cui al comma 73.3.

Articolo 63

Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca

- 63.1 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.
- 63.2 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 64

Conto oneri per recupero continuità del servizio

- 64.1 Il Conto oneri per recupero continuità del servizio è utilizzato per il finanziamento dei riconoscimenti di costo a favore degli esercenti per recuperi aggiuntivi di continuità del servizio di cui al Testo integrato della qualità dei servizi.

Articolo 65

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

- 65.1 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.

Articolo 66

Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato

- 66.1 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.

Articolo 67

Conto per la perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi e per i meccanismi di integrazione

- 67.1 Il Conto per la perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica e per i meccanismi di integrazione viene utilizzato per la copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica, nonché per la copertura degli oneri derivanti dal meccanismo di integrazione di cui all'articolo 50.

Articolo 68

Conto per le integrazioni tariffarie

- 68.1 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 69

Conto oneri per certificati verdi

- 69.1 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.

69.2 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 70

Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica

70.1 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 71

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

71.1 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 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 71.1

Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità 2004-2006

71.1.1 Il Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità 2004-2006 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 da 2004 a 2006, ai sensi della deliberazione n. 151/03.

71.1.2 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 della deliberazione n. 151/03 riferiti al periodo 1 gennaio 2004- 31 maggio 2004, e il gettito nella disponibilità di Terna, al 31 luglio 2004, conseguente alla applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 37, comma 37.1, lettera d), penultimo periodo, della deliberazione n. 48/04.

- 71.1.3 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 della deliberazione n. 151/03.
- 71.1.4 Con decorrenza dal mese di giugno 2004, al termine di ciascun mese fino al 31 marzo 2007, 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 deliberazione n. 151/03 sia positiva, Terna versa alla Cassa l'importo corrispondente; qualora detta differenza sia negativa, la Cassa versa a Terna l'importo corrispondente.
- 71.1.5 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 2004-2006.

Articolo 71.2

Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale

- 71.2.1 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.
- 71.2.2 Il Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale è alimentato dal gettito riscosso ai sensi dell'articolo 58.1

PARTE V

REGIMI TARIFFARI SPECIALI AL CONSUMO

Articolo 72

Deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC

- 72.1 Le aliquote delle componenti tariffarie A dovute da soggetti parti di contratti di cui al 2.2, lettere da d) a f), per i consumi mensili eccedenti gli 8 GWh sono pari a 0.
- 72.2 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) ceduta dall'Enel Spa alla società Terni Spa e sue aventi causa ai sensi dell'articolo 6 del decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165;

- d) 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;
 - e) fornita alle produzioni e lavorazioni di cui al decreto 19 dicembre 1995, come integrato dal decreto 6 febbraio 2004.
- 72.3 Per i soggetti per i quali il comma 72.2, lettere da a) a d), prevede l'applicazione delle componenti tariffarie *A* e *UC* in misura ridotta, le disposizioni di cui al comma 72.1 si applicano solo ai consumi eccedenti i quantitativi per i quali è prevista l'applicazione delle componenti tariffarie *A* e *UC* in misura ridotta.
- 72.4 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.
- 72.5 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).
- 72.6 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;
 - d) vendita ai clienti del mercato vincolato;
- 72.7 La deroga di cui al comma 72.6 si applica anche ai 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 73

Regimi tariffari speciali

- 73.1 Le norme previste dal presente articolo si applicano:
- a) ai 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;
 - b) ai clienti finali beneficiari del regime tariffario agevolato di cui al decreto 19 dicembre 1995, in forza del decreto 6 febbraio 2004.
- 73.2 La Cassa verifica la sussistenza dei requisiti per l'ammissione dei clienti finali ai regimi tariffari speciali. I clienti finali di cui al comma 73.1 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 73.3.

- 73.3 A ciascun cliente finale di cui al comma 73.1, la Cassa versa mensilmente, con le modalità dalla stessa definite, tenuto conto di quanto previsto dal comma 73.2, 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.
- 73.4 Con riferimento al servizio di distribuzione, gli addebiti di cui al comma 73.3, lettera b), per ciascun cliente finale sono pari al minor valore tra:
- a) gli addebiti risultanti dall'applicazione dell'opzione tariffaria più conveniente per tale cliente tra le opzioni tariffarie base offerte dall'esercente per il servizio di distribuzione;
 - b) gli addebiti risultanti dall'applicazione dell'opzione tariffaria TV1.
- 73.5 Con riferimento al servizio di vendita, gli addebiti di cui al comma 73.3, lettera b), per ciascun cliente finale sono pari al minor valore tra:
- a) gli addebiti risultanti dall'applicazione dei corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato di cui alla parte II, titolo 3, sezione 1;
 - b) gli addebiti risultanti dall'approvvigionamento dell'energia elettrica sul mercato libero, ovvero attraverso le procedure concorsuali di cui al comma 73.10, inclusi gli oneri di dispacciamento.
- 73.6 Ai fini del calcolo della componente tariffaria compensativa di cui al comma 73.3, 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/kWh 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.
- 73.7 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto al comma 73.3, 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 C_t nello stesso bimestre o trimestre. Nel caso delle forniture alle produzioni e lavorazioni di cui al decreto 19 dicembre 1995 e al decreto 6 febbraio 2004, l'indicizzazione si applica solo qualora la variazione bimestrale o trimestrale del parametro C_t sia risultata positiva.

- 73.8 Al termine di ciascun periodo di fatturazione l'impresa distributrice accredita al cliente finale ammesso al regime tariffario speciale, in riduzione degli addebiti tariffari relativi a tale periodo, la differenza, se positiva, tra quanto addebitato al cliente nel periodo di fatturazione applicando l'opzione tariffaria base prescelta e quanto sarebbe stato addebitato nello stesso periodo applicando l'opzione tariffaria TV1.
- 73.9 I clienti finali di cui al comma 73.1 che non intendono approvvigionarsi direttamente sul mercato libero comunicano all'Acquirente unico, entro il 30 settembre di ogni anno, informazioni dettagliate, corredate di ogni idonea documentazione di riscontro, in ordine alle caratteristiche della fornitura e ai previsti consumi di energia elettrica ammessa a regime tariffario agevolato, con riferimento all'anno successivo.
- 73.10 L'Acquirente unico predispone e avvia procedure concorsuali per l'aggiudicazione dei contratti di fornitura di energia elettrica ai beneficiari dei regimi tariffari speciali che non intendono approvvigionarsi direttamente sul mercato libero, secondo criteri di pubblicità, trasparenza e non discriminazione e nel rispetto dei criteri delineati nel comma 73.11.
- 73.11 Le procedure concorsuali di cui al comma 73.10 sono configurate come aste al ribasso rispetto ad un prezzo base d'asta pari al prezzo di fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. Nell'ambito di tali procedure, l'Acquirente unico può aggregare la domanda di energia elettrica dei beneficiari dei regimi tariffari speciali. In esito a ciascuna procedura, a parità di prezzo offerto, l'Acquirente Unico identifica gli assegnatari e le quantità di riferimento oggetto di ciascun contratto sulla base di un criterio pro-rata.

Articolo 74

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

- 74.1 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: Fasce orarie con decorrenza 1 gennaio 2007

F1: ore di punta (peak)	
Nei giorni dal lunedì al venerdì:	dalle ore 8.00 alle ore 19.00
F2: ore intermedie (mid-level)	
Nei giorni dal lunedì al venerdì:	dalle ore 7.00 alle ore 8.00 e dalle ore 19.00 alle ore 23.00
Nei giorni di sabato:	dalle ore 7.00 alle ore 23.00
F3: ore fuori punta (off-peak)	
Nei giorni dal lunedì al sabato:	dalle ore 00.00 alle ore 7.00 e dalle ore 23.00 alle ore 24.00
Nei giorni di domenica e festivi*	Tutte le ore della giornata
* Si considerano festivi: 1 gennaio; 6 gennaio; lunedì di Pasqua; 25 Aprile; 1 maggio; 2 giugno; 15 agosto; 1 novembre; 8 dicembre; 25 dicembre; 26 dicembre	

Tabella 2 : 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	0,36
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,36
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,34
lettera e)	Altre utenze in media tensione	0,34
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	0,34

Tabella 3: Componenti ρ_1 e ρ_3 delle opzioni tariffarie TV1 e loro elementi

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	Componenti dell'opzione tariffaria TV1	
	ρ_1	ρ_3
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	1,35
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	13.288,53	1,07
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,71
lettera e) Altre utenze in media tensione	705.853,65	0,11
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	1.849.496,17	0,07

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	Elementi della componentep1		
	ρ_1 (disMT)	ρ_1 (disBT)	ρ_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	-	11.562,74	1.725,79
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-
lettera e) Altre utenze in media tensione	668.161,01	-	37.692,64
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	-	-	1.849.496,17

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2	Elementi della componentep3			
	ρ_3 (disAT)	ρ_3 (disMT)	ρ_3 (disBT)	ρ_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	0,09	0,68	0,51	0,07
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	0,12	0,95	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,09	0,58	-	0,04
lettera e) Altre utenze in media tensione	0,11	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	0,07	-	-	-

Tabella 4: Valori dei parametri δ_1 , δ_2 , δ_3 e δ_4 delle tariffe TV2

Tipologie di contratto di cui all'articolo 2, comma 2.2	δ_1	δ_2	δ_3	δ_4
lettera b) UtENZE in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	1,100	4.174
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	1,100	0,168	1,100	1.181
lettera d) UtENZE in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	1,100	4.174
lettera e) Altre utenze in media tensione	1,150	0,005	1,200	-
lettera f) UtENZE in alta e altissima tensione	1,300		1,300	-

Tabella 5 : Parametri del profilo tipo di prelievo della potenza

Tipologie di contratto di cui all'articolo 2, comma 2.2		F1	F2	F3
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	100%	100%	100%
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	91%	97%	100%
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	100%	100%	100%
lettera e)	Altre utenze in media tensione	91%	97%	100%
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	87%	96%	100%

Tabella 6: Parametri del profilo tipo di prelievo dell'energia elettrica

Tipologie di contratto di cui all'articolo 2, comma 2.2		F1	F2	F3
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	5%	35%	60%
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	45%	23%	32%
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	5%	35%	60%
lettera e)	Altre utenze in media tensione	46%	24%	30%
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	32%	25%	43%

Tabella 7: Componente CTR per il servizio di trasmissione per le imprese distributrici

centesimi di euro/kWh
0,33

Tabella 8: Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione per la determinazione dei corrispettivi del servizio di trasporto per clienti finali e per le imprese distributrici

Livello di tensione al quale è effettuata la misura dell'energia elettrica	Per clienti finali e per i punti di interconnessione virtuale	Per imprese distributrici
	% (A)	% (B)
AAT	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 9: Componenti COV

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		<i>COV1</i>	<i>COV3</i>
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,01
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	328,25	-
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,01
lettera e)	Altre utenze in media tensione	7.169,25	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	351.779,81	-

Tabella 10: Parametro λ

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	λ
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione	1,108
lettera b) UtENZE in bassa tensione di illuminazione pubblica	1,108
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	1,108
lettera d) UtENZE in media tensione di illuminazione pubblica	1,051
lettera e) Altre utenze in media tensione	1,051
lettera f) UtENZE in alta e altissima tensione	1,029

Tabella 11: Elemento PF

Tariffa D2	
Fasce di consumo (kWh/anno)	PF (centesimi di euro/kWh)
da 0	2,19
a 900	
oltre 900	2,22

Tariffa D3	
	PF (centesimi di euro/kWh)
	2,22

Tabella 12: Parametri f

Parametri f della tariffa D2		
scaglioni di consumo (kWh per anno)		parametri f
da	a	
0	900	0,787
901	1800	0,792
1801	2640	1,182
2641	4440	1,479
	oltre 4440	1,182

Parametro f della tariffa D3
1,182

Tabella 13: Componenti della tariffa D1

Componenti della tariffa D1								
componente $\sigma 1$				componente $\sigma 2$	componente $\sigma 3$			
mis	cot	cov	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/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
1.875,15	1.148,03	214,19	3.237,37	1.386,24	0,36	0,11	0,86	1,33

Tabella 14 - 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	1,90
1801	2640	4,11
2641	3540	11,08
3541	4440	9,21
oltre 4440		4,11

Tabella 15 - 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)
240	732

Tabella 16 - 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)
2.988	1.548	4,11

Tabella 17: Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione per la determinazione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per le imprese distributrici

Livello di tensione al quale è effettuata la misura dell'energia elettrica	Per clienti finali e per i punti di interconnessione virtuale % (A)	Per imprese distributrici % (B)
AAT	2,9	0,9
AT - punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT - punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT - altro	2,9	1,3 2,9 2,1
MT - punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT - punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT - altro	5,1	3,6 5,1 4,4
BT - punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT - altro	10,8	7,0 8,9

Tabella 18.1: Componenti MIS

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	<i>MIS1</i>	<i>MIS3</i>
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica		0,11
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	2.818,88	
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica		0,06
lettera e) Altre utenze in media tensione	53.710,27	
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	2.635.446,38	

Tabella 18.2: Componenti MIS destinate alla remunerazione degli investimenti in misuratori digitali e sistemi di telegestione per le utenze in bassa tensione realizzati nel periodo fino al 31 dicembre 2005

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	<i>MIS1</i>	<i>MIS3</i>
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica		0,01
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	359,71	
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica		
lettera e) Altre utenze in media tensione		
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione		

Tabella 19: 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 (p3'c(disAT))

Tipologie	Anno 2004	Anno 2005	Anno 2006	Anno 2007
	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione - usi domestici	0,0399	0,0399	0,0399	0,0387
Bassa tensione - illuminazione pubblica	0,0320	0,0320	0,0320	0,0301
Bassa tensione - altri usi	0,0403	0,0403	0,0403	0,0375
Media tensione - illuminazione pubblica	0,0199	0,0199	0,0199	0,0191
Media tensione - altri usi	0,0385	0,0385	0,0385	0,0358
Alta tensione	0,0233	0,0233	0,0233	0,0213

Tabella 20: Costo unitario standard per componente di rete di alta tensione (p_k)

Componente	Costo unitario standard (euro)
Linee Km 380 kV - singola terna (per km)	11.017,99
Linee 380 kV - doppia terna (per km)	8.814,39
Linee 220 kV - singola terna (per km)	4.006,57
Linee 220 kV - doppia terna (per km)	3.205,26
Linee 150/130 kV - singola terna (per km)	4.006,57
Linee 150/130 kV - doppia terna (per km)	3.205,26
Linee 220 kV - in cavo (per km)	54.746,33
Linee 130 kV - in cavo (per km)	45.522,20
Cavo SACOI (per km)	5.867,60
Linee 200 kV - corrente continua (per km)	1.135,24
Linee 60 kV - singola terna (per km)	3.004,93
Linee 60 kV - doppia terna (per km)	2.403,94
Linee 60 kV- in cavo (per km)	34.141,65

Tabella 21: 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 (ρ_1^c (disM), (ρ_3^c (disMT))

Tipologie	Anno 2004		Anno 2005	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione - usi domestici	-	0,1287	-	0,1272
Bassa tensione - illuminazione pubblica	-	0,1001	-	0,1001
Bassa tensione - altri usi	-	0,1437	-	0,1422
Media tensione - illuminazione pubblica	-	0,1116	-	0,1116
Media tensione - altri usi	109.290,9900	-	108.493,2200	-

Tipologie	Anno 2006		Anno 2007	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione - usi domestici	-	0,1287	-	0,1287

Tabella 22: 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 2004		Anno 2005	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione - usi domestici	-	0,2386	-	0,2359
Bassa tensione - illuminazione pubblica	-	0,1856	-	0,1856
Bassa tensione - altri usi	-	0,2664	-	0,2636
Media tensione - illuminazione pubblica	-	0,2068	-	0,2068
Media tensione - altri usi	202.585,66	-	201.106,88	-

Tipologie	Anno 2006		Anno 2007	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno

Tabella 23: Costo unitario standard per componente relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione (r_k)

Componente	Costo unitario standard (euro)
Trasformatori 220/MT (per MVA installato)	3.238,3139
Trasformatori 150-130/MT (per MVA installato)	3.035,3304
Trasformatori 150/120-60 (per MVA installato)	3.035,3304
Altri trasformatori AT/MT (per MVA installato)	3.726,4584

Tabella 24: Valori del coefficiente K_j

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

Tabella 25: Somme da versare sul conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	centesimi di euro/kWh
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione	0,0213
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,0168
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	0,0188
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,0149
lettera e) Altre utenze in media tensione	0,0188
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	0,0078

Tabella 26: Componente tariffaria UC6

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	UC6		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kW/anno	centesimi di euro/kWh
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione	-	80,64	0,02
lettera b) UtENZE in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,07
lettera c) Altre utenze in bassa tensione			
di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	682,08	-	0,02
di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	682,08	-	0,02
lettera d) UtENZE in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,05
lettera e) Altre utenze in media tensione	39.638,28	-	-
lettera f) UtENZE in alta e altissima tensione	-	-	-

Tabella 27: Componente tariffaria UC6 per i soggetti di cui al comma 72.2 del Testo integrato

	UC6		
	(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)	(centesimi di euro/kW/anno)	(centesimi di euro/kWh)
Alluminio primario	0,00	0,00	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00	0,00	0,00
Ferrovie dello Stato Spa, Società Terni Spa e suoi aventi causa (nei limiti quantitativi previsti rispettivamente dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730, e dall'articolo 6 del decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165)	0,00	0,00	0,00
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,00	0,00	0,00

Tabella 28: Corrispettivi per prelievi di energia reattiva di cui al comma 13.4

Tipologia di contratto di cui all'articolo 2, comma 2.2 del Testo integrato	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	0,86	1,10