

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

Periodo di regolazione 2012-2015

Versione modificata dalle deliberazioni: 157/2012/R/EEL, 288/2012/R/EEL, 343/2012/R/EFR, 560/2012/R/EEL, 576/2012/R/EEL, 581/2012/R/COM, 40/2013/R/EEL, 304/2013/R/EEL, 467/2013/R/COM e 607/2013/R/EEL, 152/2014/R/EEL, 518/2014/R/EEL, 609/2014/R/EEL, 674/2014/R/EEL, 45/2015/R/EEL, 302/2015/R/COM.

SOMMARIO

PARTE I DEFINIZIONI.....	5
Articolo 1 Definizioni.....	5
PARTE II REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI.....	19
TITOLO 1 DISPOSIZIONI GENERALI.....	19
Articolo 2 Ambito oggettivo	19
Articolo 3 Criteri generali di regolazione dei corrispettivi.....	20
Articolo 4 Definizione e pubblicazione delle tariffe	21
TITOLO 2 CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA	21
SEZIONE 1 TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI FINALI	21
Articolo 5 Tariffa di trasmissione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali	21
Articolo 6 Aggiornamento della tariffa di trasmissione per i punti di prelievo nella titolarità di clienti finali.....	22
SEZIONE 2 TARIFFA PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI FINALI	22
Articolo 7 Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione.....	22
Articolo 8 Tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione	23
Articolo 9 Corrispettivo per prelievi di energia reattiva	23
Articolo 10 Punti di emergenza.....	23
Articolo 11 Aggiornamento delle componenti delle tariffe di riferimento e della tariffa obbligatoria.....	23
Articolo 12 Tasso di remunerazione riconosciuto agli investimenti per il servizio di distribuzione	26
Articolo 13 Modalità di sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica	27
Articolo 14 Obblighi informativi in capo alle imprese distributrici.....	28
Articolo 15 Componenti UC ₃ , UC ₄ , UC ₆ , UC ₇ e MCT	28
SEZIONE 3 CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE IMPRESE DISTRIBUTTRICI E PER I PRODUTTORI	29
Articolo 16 Corrispettivi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalla rete di trasmissione nazionale	29
Articolo 17 Corrispettivi per i servizi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalle reti di distribuzione	29
Articolo 18 Corrispettivo per prelievi di energia reattiva	29
Articolo 19 Corrispettivi per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica prelevata dai produttori di energia elettrica.....	30
Articolo 20 Remunerazione dei proprietari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema di trasmissione.....	31

Articolo 21 Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di trasmissione.....	31
SEZIONE 4 CRITERI DI REMUNERAZIONE DEGLI INVESTIMENTI PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE.....	33
Articolo 22 Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di trasmissione.....	33
Articolo 23 Obblighi informativi in capo al gestore del sistema di trasmissione e ai proprietari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema di trasmissione	35
Articolo 24 Modalità di sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica	36
Articolo 25 Incentivazione all'accelerazione della realizzazione degli investimenti e meccanismo di penalità	36
Articolo 26 Criteri e modalità di aggiornamento della proposta degli interventi ammessi al meccanismo di incentivazione all'accelerazione e al meccanismo di penalità	38
Articolo 27 Applicazione dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti	39
Articolo 28 Applicazione del meccanismo di penalità.....	39
Articolo 29 Riconoscimento delle partite economiche	40
TITOLO 3 CORRISPETTIVI APPLICATI ALLE UTENZE DOMESTICHE IN BASSA TENSIONE PER LA REMUNERAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DI ENERGIA ELETTRICA	40
Articolo 30 Tariffa obiettivo D1.....	40
Articolo 31 Tariffe D2 e D3	41
PARTE III REGIME DI PEREQUAZIONE.....	42
Articolo 32 Criteri generali di perequazione	42
Articolo 33 Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per le imprese distributrici	44
Articolo 34 Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3	44
Articolo 35 Perequazione dei costi di trasmissione.....	45
Articolo 36 Promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici	45
Articolo 37 Integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto ai dipendenti.....	46
PARTE IV PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE.....	46
TITOLO 1 IMPOSIZIONE	46
Articolo 38 Fissazione delle componenti tariffarie A	46
TITOLO 2 ESAZIONE E GESTIONE DEL GETTITO.....	47
SEZIONE 1 ESAZIONE	47
Articolo 39 Disposizioni generali.....	47
Articolo 40 Esazione delle componenti tariffarie A ₂ , A ₃ , A ₄ , A ₅ , A ₆ , A _S , A _E	48
Articolo 41 Esazione degli importi destinati al conto qualità dei servizi elettrici.....	48
Articolo 42 Esazione degli importi destinati al Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica e al Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale	49

Articolo 43 Esazione delle componenti UC ₃ e UC ₄	49
Articolo 44 Esazione delle componenti MCT e dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis della legge n. 368/03	49
Articolo 45 Esazione degli importi destinati al Fondo per eventi eccezionali	50
Articolo 46 Esazione degli importi destinati al Fondo utenti MT	50
SEZIONE 2 GESTIONE DEL GETTITO	50
Articolo 47 Istituzione dei conti di gestione.....	50
Articolo 48 Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue	53
Articolo 49 Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate.....	53
Articolo 50 Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali.....	56
Articolo 51 Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca	57
Articolo 52 Conto qualità dei servizi elettrici	57
Articolo 53 Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica	57
Articolo 54 Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi	58
Articolo 55 Conto per le integrazioni tariffarie	58
Articolo 56 Conto oneri per certificati verdi	58
Articolo 57 Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici - distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione	59
Articolo 58 Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità.....	59
Articolo 59 Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale.....	60
Articolo 60 Fondo per eventi eccezionali.....	60
Articolo 61 Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela.....	60
Articolo 62 Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione.....	60
Articolo 63 Conto oneri per la gradualità.....	60
Articolo 64 Conto oneri del meccanismo di reintegrazione.....	61
Articolo 65 Conto per il funzionamento del SII.....	61
Articolo 66 Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio.....	61
Articolo 67 Conto per il rischio creditizio.....	61
Articolo 68 Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale.....	61
Articolo 69 Fondo utenti MT	61
Articolo 69 bis Conto per la copertura delle agevolazioni riconosciute alle imprese a forte consumo di energia elettrica	62
PARTE V REGIMI TARIFFARI SPECIALI AL CONSUMO	62
Articolo 70 Deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC.....	62
Articolo 71 Regimi tariffari speciali.....	64
Articolo 72 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.....	65

PARTE I

DEFINIZIONI

Articolo 1

Definizioni

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

- **Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- **alta tensione (AT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e inferiore a 220 kV;
- **altissima tensione (AAT)** è una tensione nominale tra le fasi uguale o superiore a 220 kV;
- **altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC)**: sono i sistemi di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera c), del TISSPC;
- **bassa tensione (BT)** è una tensione nominale tra le fasi uguale o inferiore a 1 kV;
- **Cassa** è la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- **centro storico** è il centro storico individuato ai sensi del decreto ministeriale 2 aprile 1968, n. 1444 (di seguito: decreto n. 1444);
- **cliente del servizio di maggior tutela** è il cliente finale di cui all'articolo 1, comma 2 del decreto legge 18 giugno 2007, convertito, con modifiche, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- **cliente finale** è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi anche attraverso reti interne di utenza e linee dirette;
- **codice di rete** è il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all'articolo 1, comma 4 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, ovvero il codice di rete tipo per la distribuzione dell'energia elettrica definito in esito al procedimento avviato con la deliberazione 22 ottobre 2007, n. 268/07, positivamente verificato dall'Autorità;
- **componente CTR** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per le imprese distributrici;
- **componente MCT** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03;
- **componente MIS_I** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi al servizio di misura;
- **componente MIS₃** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di misura;
- **componente TRAS_E** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di

trasmissione nazionale prelevata nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali di cui al comma 2.2, lettere da b) a j);

- **componente $TRAS_P$** è la componente tariffaria in quota potenza, espressa in centesimi di euro/kW, a copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale prelevata nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali di cui al comma 2.2, lettere da h) a j);
- **componenti UC_3** sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura dei meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi;
- **componenti UC_4** sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura delle integrazioni di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a) del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti;
- **componenti UC_6** sono le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;
- **componenti UC_7** sono le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali;
- **componente $\rho_{1,m}$** è la componente tariffaria della tariffa di riferimento TVI per l'impresa distributrice m , 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 propri di ciascuna impresa distributrice m ;
- **componente $\rho_{3,m}$** è la componente tariffaria della tariffa di riferimento TVI per l'impresa distributrice m , 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 propri di ciascuna impresa distributrice m ;
- **componente σ_1** è la componente tariffaria della tariffa obiettivo DI , espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi all'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di misura dell'energia elettrica;
- **componente σ_2** è la componente tariffaria della tariffa obiettivo DI , espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione;
- **componente σ_3** è la componente tariffaria della tariffa obiettivo DI , espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione;
- **componente $\tau_1(D2)$** è la componente tariffaria della tariffa $D2$, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente $\tau_2(D2)$** è la componente tariffaria della tariffa $D2$, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;

- **componente $\tau_3(D2)$** è la componente tariffaria della tariffa *D2*, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente $\tau_1(D3)$** è la componente tariffaria della tariffa *D3*, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi ;
- **componente $\tau_2(D3)$** è la componente tariffaria della tariffa *D3*, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente $\tau_3(D3)$** è la componente tariffaria della tariffa *D3*, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **costi ambientali** sono i costi ambientali endogeni al servizio conseguenti a normative nazionali e locali;
- **costi compensativi** sono i costi compensativi esogeni al servizio conseguenti a normative nazionali e locali;
- **data obiettivo dell'intervento** è la data (mese e anno) fissata dall'Autorità, tenuto conto della proposta del gestore del sistema di trasmissione, per l'entrata in esercizio di un intervento di sviluppo della *RTN*, completo in tutte le sue parti e dotato di tutte le relative funzionalità necessarie al raggiungimento del beneficio elettrico ad esso associato, inteso come messa a disposizione della piena capacità di trasmissione delle opere principali;
- **data di entrata in esercizio dell'intervento** è la data (mese e anno) in corrispondenza della quale l'intervento di sviluppo, completo in tutte le sue parti, entra in esercizio con la definitiva funzionalità necessaria al raggiungimento del beneficio elettrico ad esso associato, inteso come messa a disposizione del sistema elettrico della piena capacità di trasmissione delle opere principali;
- **dispacciamento** è il servizio di dispacciamento di cui alla deliberazione n. 111/06;
- **distribuzione** è il servizio di distribuzione esercitato in concessione dagli aventi diritto ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99, per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione;
- **energia netta** è il bilancio tra energia prelevata e energia immessa con riferimento a un insieme definito di punti di interconnessione e relativa ad un determinato periodo di tempo;
- **energia reattiva** è l'energia reattiva induttiva;
- **esercente** è l'esercente uno o più servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica che eroga i servizi e regola i rapporti con le parti mediante la stipula di contratti le cui condizioni economiche o tecniche sono disciplinate dal presente Testo Integrato;
- **fattore di potenza** è un parametro funzione del rapporto tra l'energia reattiva e l'energia attiva immesse o prelevate in un punto di immissione o di prelievo;

- **gestore della rete** è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima, ivi inclusi Terna e le imprese distributrici, di cui al decreto legislativo n. 79/99;
- **gestore del sistema di trasmissione** è il gestore del sistema di trasmissione elettrica individuato dall'articolo 36, comma 1, del D.lgs. n. 93/11;
- **Gestore dei servizi energetici** è la società Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- **impresa distributrice** è l'impresa esercente l'attività di distribuzione ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99;
- **impresa a forte consumo di energia elettrica:** è un'impresa che soddisfa la condizione di cui all'articolo 3, comma 1, del decreto 5 aprile 2013 e il cui codice ATECO prevalente è relativo ad attività manifatturiere (codici da 10.xx.xx a 33.xx.xx);
- **indice di efficacia dell'investimento (IE)** è l'indice di efficacia degli investimenti che sarà definito in esito al procedimento avviato ai sensi dell'articolo 6 della deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07;
- **incentivazione all'accelerazione** è la maggiorazione del tasso di remunerazione di cui al comma 22.5, lettera c), riconosciuta alle immobilizzazioni in corso afferenti gli investimenti riconducibili alla tipologia I=3 di cui al medesimo comma;
- **infrastruttura di ricarica pubblica** è il complesso degli apparati, tra di loro interconnessi, che si estendono dal punto di connessione con una rete con obbligo di connessione di terzi fino al punto predisposto per la connessione dei veicoli elettrici ai fini della ricarica, realizzati in aree e luoghi aperti al pubblico;
- **intervento** è il singolo progetto in cui è articolato il Piano di sviluppo, articolato in opere principali, intese come l'insieme delle opere che permettono il raggiungimento del principale beneficio elettrico, e in opere accessorie, intese come opere di completamento delle opere principali;
- **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;
- **meccanismo di penalità** è il meccanismo finalizzato al rispetto della data obiettivo dell'intervento;
- **media tensione (MT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV;
- **milestone** sono le date (anno) di un obiettivo intermedio di un intervento di sviluppo, fissate dall'Autorità e rappresentative del raggiungimento e/o entrata in esercizio di elementi significativi o rilevanti dell'intervento medesimo e le *milestone* autorizzative;

- **milestone autorizzative** sono le date (anno), fissate dall'Autorità, rappresentative del conseguimento di obiettivi intermedi afferenti l'iter autorizzativo per la realizzazione di un intervento di sviluppo della RTN; tali obiettivi intermedi identificano esclusivamente:
 - l'avvio del procedimento di autorizzazione dell'intervento;
 - l'ottenimento del decreto VIA relativo all'intervento;
 - la pubblicazione del decreto autorizzativo alla realizzazione dell'intervento;
- **misura dell'energia elettrica** è l'attività di misura finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica e della potenza, attiva e reattiva;
- **misuratore di energia elettrica** è un dispositivo funzionale alla misura dell'energia elettrica, destinato a misurare l'energia elettrica e la potenza attiva, ed eventualmente reattiva, mediante integrazione della potenza rispetto al tempo;
- **misure dell'energia elettrica** sono i valori di energia elettrica e della potenza (attiva e, ove previsto, reattiva) misurati da un misuratore di energia elettrica;
- **parte A e parte B** sono le parti variabili della tariffa elettrica di cui dell'articolo 1 della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 2007, n. 70/97;
- **periodo di emergenza** è il periodo di tempo che comprende le ore fisse interessate da un disservizio di rete o da interventi di manutenzione, inclusa l'ora fissa di inizio del disservizio o degli interventi;
- **periodo di regolazione** è il periodo pluriennale di cui all'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95;
- **Piano di sviluppo** è il Piano di sviluppo della RTN che il gestore del sistema di trasmissione è tenuto a predisporre ai sensi dell'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- **potenza disponibile nei punti di interconnessione** è la massima potenza transitabile in un punto di interconnessione;
- **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, ovvero la potenza richiesta dal titolare del punto di prelievo, ridotta rispetto a quella per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento, a condizione che la riduzione di potenza sia stata richiesta dal titolare del punto di prelievo e fissata contrattualmente;
- **potenza contrattualmente impegnata** è il livello di potenza, indicato nei contratti, reso disponibile dall' esercente ove siano presenti dispositivi atti a limitare la potenza prelevata; per motivi di sicurezza l' esercente può derogare dall'installazione del limitatore di potenza;
- **potenza impegnata** è:
 - i) la potenza contrattualmente impegnata ove consentito;
 - ii) il valore massimo della potenza prelevata nel mese, per tutti gli altri casi;
- **potenza nominale di un generatore elettrico** è la massima potenza ottenibile in regime continuo che è riportata sui dati di targa del generatore, come fissati all'atto della messa in servizio o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;

- **potenza nominale di un impianto** è la somma aritmetica delle potenze nominali dei generatori elettrici, compresi quelli di riserva, destinati alla produzione di energia elettrica;
- **potenza prelevata** è, in ciascuna ora, il valore medio della potenza prelevata nel quarto d'ora fisso in cui tale valore è massimo; in alternativa, è facoltà dell'esercente assumere come potenza prelevata il 70% della potenza massima istantanea;
- **punto di connessione principale:** è il punto di connessione individuato in applicazione dei principi di cui all'articolo 9, commi 9.1 e 9.7 del TISSPC;
- **punto di emergenza** è il punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi al fine di consentire l'alimentazione nei casi in cui il cliente finale non possa prelevare l'energia elettrica attraverso un punto di prelievo, indicato come principale, a causa di disservizi di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione;
- **punto di immissione** è il punto in cui l'energia elettrica viene immessa in una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un impianto di produzione elettrica;
- **punto di interconnessione** è un punto di connessione circuitale tra due reti con obbligo di connessione a terzi; i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali direttamente connessi alla *RTN*, ai fini della regolazione delle partite tra imprese distributrici, tra imprese distributrici e Terna e ai fini della perequazione generale, sono assimilati a punti di interconnessione tra una rete di distribuzione e l'*RTN*;
- **punto di interconnessione di emergenza** è il punto di interconnessione utilizzato al fine di consentire l'alimentazione nei casi in cui un'impresa distributtrice non possa prelevare l'energia elettrica attraverso un altro punto di interconnessione, indicato come principale, a causa di disservizi di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione;
- **punto di interconnessione virtuale alla *RTN*** è un punto di connessione di un impianto di produzione di energia elettrica ad una rete di distribuzione in alta tensione;
- **punto di prelievo** è il singolo punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale ovvero l'insieme dei punti in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale, nel caso in cui la potenza disponibile in ciascuno di detti punti sia non superiore a 500 W, entro il limite di complessivi 100 kW, e l'energia elettrica prelevata sia destinata all'alimentazione di lampade votive, di cartelli stradali e pubblicitari, di cabine telefoniche, di impianti di illuminazione pubblica e di altre utilizzazioni con caratteristiche simili ovvero, in presenza di una linea dedicata ad un impianto di illuminazione pubblica, il singolo punto coincidente, per connessioni MT, con lo stallo di cabina primaria su cui si attesta la suddetta linea o, per connessioni BT, con la partenza in cabina secondaria della linea dedicata;
- **punto di prelievo per la ricarica dei veicoli elettrici** è il singolo punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi esclusivamente per l'alimentazione di infrastrutture di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico;

- **responsabile di attività** è il soggetto che risponde per l'esecuzione dell'attività in tutte le sue fasi, dalla pianificazione e sviluppo fino all'attuazione, nel rispetto delle specifiche e delle norme esistenti;
- **Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)** è la rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999 e successive modifiche e integrazioni ed integrata a seguito dei successivi interventi di sviluppo deliberati da Terna;
- **reti con obbligo di connessione di terzi** sono:
 - 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;
 - le piccole reti isolate di cui all'articolo 7 del decreto legislativo n.79/99;
 - 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;
 - 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 (RIU)** sono le reti interne d'utenza di cui all'Articolo 33 della legge n. 99/09;
- **servizio di maggior tutela o maggior tutela** è il servizio di vendita di energia elettrica di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto legge 18 giugno 2007, convertito, con modifiche, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- **servizio di misura dell'energia elettrica** coincide con l'attività di misura dell'energia elettrica;
- **servizio di ricarica** è il servizio di ricarica a pagamento di veicoli elettrici, fornito tramite infrastrutture di ricarica pubblica;
- **servizio di salvaguardia o salvaguardia** è il servizio di vendita di energia elettrica di cui all'articolo 1, comma 4, secondo periodo del decreto legge 18 giugno 2007, convertito, con modifiche, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- **SII** è il Sistema Informativo Integrato basato su una banca dati dei punti di prelievo di energia elettrica e di gas naturale e dei dati identificativi dei clienti finali di cui all'articolo 1bis della legge n. 129/10, ovvero l'insieme di strutture organizzative, infrastrutture tecnologiche e regole tecniche, per la condivisione, l'integrazione e lo scambio dei flussi di dati funzionali ai processi necessari per il funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e il gas;
- **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;

- **sistemi efficienti di utenza (SEU)** sono i sistemi di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera ii), del TISSPC;
- **sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU)** sono i sistemi di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera jj), del TISSPC;
- **sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC)** sono i sistemi di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera nn), del TISSPC;
- **subentro** è, in relazione al singolo punto di prelievo, l'attivazione di un contratto di trasporto in maniera non contestuale alla cessazione del contratto di trasporto del cliente precedentemente connesso al medesimo punto con disalimentazione del punto di prelievo stesso;
- **tariffa di riferimento** è la tariffa unitaria di ogni singola impresa che applicata virtualmente agli utenti della rete gestita dall'impresa stessa ne determina i ricavi ammessi;
- **tariffa** è il prezzo massimo unitario del servizio, al netto delle imposte, ai sensi della legge n. 481/95;
- **tariffa obiettivo** è la tariffa unica nazionale che determina la quota parte di costo a carico della totalità degli utenti domestici;
- **Terna** è la società Terna – Rete elettrica nazionale Spa, di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- **trasmissione** è il servizio di trasmissione di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale;
- **unità di produzione CIP 6/92** è un'unità di produzione che cede energia elettrica al Gestore dei servizi energetici ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
- **usi propri della distribuzione** sono i consumi di energia elettrica degli esercenti che svolgono il servizio di distribuzione, esclusivamente e direttamente funzionali all'erogazione del medesimo servizio, inclusi i consumi connessi con lo svolgimento delle attività commerciali legate al servizio di distribuzione. Non rientrano in tale ambito i consumi di energia elettrica connessi con l'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela;
- **usi propri della trasmissione** sono i consumi di energia elettrica dei proprietari di rete di trasmissione e del gestore di trasmissione inerenti 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 e quantificati dal gestore di trasmissione;
- **utenza** è un impianto elettrico connesso ad una rete con obbligo di connessione di terzi;
- **valore convenzionale dell'intervento** è il prodotto tra la somma del valore economico di tutte le *milestone* afferenti l'intervento, ad esclusione delle *milestone* autorizzative, ed il valore assunto dall'indice di efficacia dell'intervento in oggetto;
- **valore convenzionale di ogni milestone** è il prodotto tra il valore economico della *milestone* ed il valore assunto dall'indice di efficacia dell'intervento in oggetto;

- **voltura** è, in relazione al singolo punto di prelievo, la cessazione del contratto di trasporto con un cliente e la contestuale stipula del contratto con un nuovo cliente, senza disalimentazione del punto di prelievo stesso.

-- * --

- **direttiva 96/92/CE** è la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996;
- **direttiva 2003/87/CE** è la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio dell'Unione europea 13 ottobre 2003, e sue successive modifiche e integrazioni;
- **legge n. 529/82** è la legge 7 agosto 1982, n. 529;
- **legge n. 10/91** è la legge 9 gennaio 1991, n.10;
- **legge n. 481/95** è la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- **legge n. 83/03** è il decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 aprile 2003, n. 83;
- **legge n. 368/03** è la legge 24 dicembre 2003, n. 368, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 14 novembre 2003, n. 314;
- **legge n. 290/03** è la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- **legge n. 125/07** è la legge 3 agosto 2007, n. 125;
- **legge n. 99/09** è la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- **legge n. 129/10** è la legge 13 agosto 2010, n. 129;
- **legge finanziaria 2005** è la legge 30 dicembre 2004, n. 311;
- **legge finanziaria 2006** è la legge 23 dicembre 2005, n. 266;
- **legge finanziaria 2008** è la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- **decreto n. 1444** è il decreto ministeriale 2 aprile 1968, n. 1444;
- **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;
- **decreto legislativo n. 115/08** è il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, e successive modificazioni;
- **il decreto legislativo n. 28/11** è il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- **il decreto legislativo n. 93/11** è il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- **decreto legge n. 91/14** è il decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116/14;
- **decreto legge n. 133/14** è il decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, e successive modificazioni;
- **il DPR n. 730/63** è il decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;
- **il DPR n. 670/72** è il decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670;
- **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, 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;

- **decreto 22 dicembre 2000** è il decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000;
- **decreti 20 luglio 2004** sono i decreti del Ministro per le attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 20 luglio 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, come successivamente integrato e modificato;
- **decreto 6 febbraio 2006** è il decreto del Ministro delle attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 6 febbraio 2006;
- **decreto 8 marzo 2006** è il decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006;
- **decreto 22 dicembre 2006** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 22 dicembre 2006;
- **decreto 19 febbraio 2007** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 19 febbraio 2007;
- **decreto 21 dicembre 2007** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 21 dicembre 2007;
- **decreto 28 dicembre 2007** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, delle politiche per la famiglia e della solidarietà sociale 28 dicembre 2007;
- **decreto 11 aprile 2008** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 11 aprile 2008;
- **decreto ministeriale 18 dicembre 2008** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 18 dicembre 2008;
- **decreto 6 agosto 2010** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 6 agosto 2010;
- **decreto 5 maggio 2011** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 5 maggio 2011;
- **decreto 5 luglio 2012** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 5 luglio 2012;
- **decreto 6 luglio 2012** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, 6 luglio 2012;
- **decreto 5 aprile 2013**: è il decreto del Ministro dell'economia e delle finanze di concerto con il Ministro dello sviluppo economico del 5 aprile 2013;
- **provvedimento CIP n. 34/74** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 6 luglio 1974, n. 34;

- **provvedimento CIP n. 6/92** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6;
- **deliberazione n. 42/02** è la deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 42/02, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 83/03** è la deliberazione dell'Autorità 17 luglio 2003, n. 83/03;
- **deliberazione n. 151/03** è la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2003, n. 151/03, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 5/04** è la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 60/04** è la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2004, n. 60/04;
- **deliberazione n. 188/05** è la deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 235/05** è la deliberazione dell'Autorità 10 novembre 2005, n. 235/05;
- **deliberazione n. 281/05** è la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 300/05** è la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 300/05;
- **deliberazione n. 4/06** è la deliberazione dell'Autorità 11 gennaio 2006, n. 4/06, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 111/06** è la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06;
- **deliberazione n. 113/06** è la deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2006, n. 113/06;
- **deliberazione n. 289/06** è la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2006, n. 289/06;
- **deliberazione n. 11/07** è la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 89/07** è la deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 89/07;
- **deliberazione n. 90/07** è la deliberazione dell'Autorità 13 aprile 2007, n. 90/07;
- **deliberazione n. 122/07** è la deliberazione dell'Autorità 30 maggio 2007, n. 122/07;
- **deliberazione n. 156/07** è la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07;
- **deliberazione n. 278/07** è la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07;
- **deliberazione n. 280/07** è la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07;
- **deliberazione n. 312/07** è la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2007, n. 312/07;
- **deliberazione n. 333/07** è la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07

- **deliberazione n. 341/07** è la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2007, n. 341/07;
- **deliberazione n. 348/07** è la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione ARG/elt 24/08** è la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2008, ARG/elt 24/08;
- **deliberazione ARG/elt 47/08** è la deliberazione dell'Autorità 21 aprile 2008, ARG/elt 47/08;
- **deliberazione ARG/elt 74/08** è la deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08;
- **deliberazione ARG/elt 77/08** è la deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione ARG/elt 95/08** è la deliberazione dell'Autorità 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione ARG/elt 99/08** è la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08;
- **deliberazione ARG/elt 188/08** è la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08;
- **deliberazione ARG/elt 1/09** è la deliberazione dell'Autorità 9 gennaio 2009, ARG/elt 1/09;
- **deliberazione ARG/elt 191/09** è la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09;
- **deliberazione GOP 71/09** è la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2009, GOP 71/09;
- **deliberazione ARG/elt 107/09** è la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09;
- **deliberazione ARG/elt 201/09** è la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2009, ARG/elt 201/09;
- **deliberazione ARG/elt 5/10** è la deliberazione dell'Autorità 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione ARG/elt 15/10** è la deliberazione dell'Autorità 9 febbraio 2010, ARG/elt 15/10, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione ARG/elt 33/10** è la deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2010, ARG/elt 33/10;
- **deliberazione ARG/elt 181/10** è la deliberazione dell'Autorità 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10;
- **deliberazione ARG/elt 12/11** è la deliberazione dell'Autorità 8 febbraio 2011, ARG/elt 12/11;
- **deliberazione ARG/elt 104/11** è la deliberazione dell'Autorità 28 luglio 2011, ARG/elt 104/11;
- **deliberazione ARG/elt 197/11** è la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11;
- **deliberazione ARG/elt 198/11** è la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11;
- **deliberazione 343/2012/R/EFR** è la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2012, 343/2012/R/EFR;

- **deliberazione 437/2013/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 3 ottobre 2013, 437/2013/R/EEL;
- **deliberazione 578/2013/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/EEL, e successive modificazioni;
- **deliberazione 609/2014/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 11 dicembre 2014, 609/2014/R/EEL;
- **RTDG** è la Parte II del Testo Unico di regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, approvato con deliberazione 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08;
- **RTTG** è la Parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013, approvato con deliberazione 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09;
- **TISSPC** è l’Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/EEL;
- **TIU** è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione, come successivamente integrato e modificato, approvato con deliberazione n. 11/07;
- **TIV** è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di vendita dell’energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, come successivamente modificato e integrato;
- **TIQE 2008-2011** è il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con deliberazione n. 333/07, come successivamente modificato e integrato;
- **TIBEG** è il testo integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale, approvato con deliberazione 402/2013/R/COM;
- **TISP** è il Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico economiche per lo scambio sul posto, approvato con deliberazione ARG/elt 74/08, come successivamente modificato e integrato;
- **TICA** è il Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (Testo integrato delle connessioni attive – TICA), approvato con deliberazione ARG/elt 99/08, come successivamente modificato e integrato;
- **TIS** è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento approvato con deliberazione ARG/elt 107/09, come successivamente modificato e integrato;
- **Regolazione qualità trasmissione 2012-2015** è l’allegato A alla deliberazione ARG/elt 197/11, recante “Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015”;
- **TIQE 2012-2015** è il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di

regolazione 2012-2015, approvato con deliberazione ARG/elt 198/11, come successivamente modificato e integrato.

PARTE II

REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI

TITOLO 1

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 2

Ambito oggettivo

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

- e) per utenze in media tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
 - f) per utenze in media tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici;
 - g) per utenze in media tensione diverse da quelle di cui alla lettere e) e f) del presente comma;
 - h) per utenze in alta tensione;
 - i) per utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV;
 - j) per utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV.
- 2.3 La regolazione dei corrispettivi di cui al comma 2.1 è riferita a prestazioni rese nel rispetto delle condizioni e dei livelli di qualità dei servizi definiti dalle vigenti deliberazioni dell'Autorità e dai codici di rete.
- 2.4 Ai fini del calcolo dei corrispettivi per i servizi di cui al comma 2.1, lettere a) e b), le misure rilevanti sono esclusivamente quelle di cui al comma 3.1 dell'Allegato B al presente provvedimento.

Articolo 3

Criteria generali di regolazione dei corrispettivi

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

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

Articolo 4

Definizione e pubblicazione delle tariffe

- 4.1 A decorrere dall'anno 2012, l'Autorità definisce e pubblica, entro il 30 novembre di ciascun anno, le tariffe obbligatorie che devono essere applicate dagli esercenti nell'anno successivo alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, aventi ad oggetto l'erogazione dei servizi di cui al comma 2.1.
- 4.2 A decorrere dall'anno 2012, l'Autorità definisce e pubblica:
 - a) entro il 30 novembre di ciascun anno, le tariffe per l'erogazione del servizio di cui al comma 2.1, lettera a), nell'anno successivo;
 - b) entro il 31 marzo di ciascun anno, le tariffe di riferimento degli esercenti aventi ad oggetto l'erogazione del servizio di cui al comma 2.1, lettera b) nel medesimo anno.
- 4.3 Entro 30 (trenta) giorni dalla data di pubblicazione delle tariffe da parte dell'Autorità, gli esercenti pubblicano a loro volta, sul proprio sito internet, le tariffe obbligatorie relative ai servizi erogati. La medesime devono essere altresì rese disponibili presso i propri uffici aperti al pubblico.

TITOLO 2

CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

SEZIONE 1

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

Articolo 5

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

- 5.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a j), una tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione.
- 5.2 La tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione di cui al precedente comma, è composta da:

- a) la componente $TRAS_E$, espressa in centesimi di euro/kWh, applicata alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a j), ed assume i valori di cui alla tabella 1;
 - b) la componente $TRAS_P$, espressa in centesimi di euro/kW di potenza impegnata, applicata alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da h) a j), ed assume i valori di cui alla tabella 1.
- 5.3 A decorrere dall'anno 2014, ciascuna impresa distributrice comunica all'Autorità, entro il 30 settembre di ciascun anno, i dati mensili dei prelievi e della potenza impegnata relativi a ciascuna delle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da h) a j), che rilevano ai fini dell'applicazione della componente $TRAS_P$ di cui al comma 5.2, lettera b), del TIT.

Articolo 6

Aggiornamento della tariffa di trasmissione per i punti di prelievo nella titolarità di clienti finali

- 6.1 Le componenti $TRAS_P$ e $TRAS_E$ sono aggiornate annualmente tenuto conto di quanto disposto all'Articolo 21.

SEZIONE 2

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

Articolo 7

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione

- 7.1 La tariffa di riferimento d'impresa, per ciascun esercente m , a copertura dei costi delle infrastrutture di rete per il servizio di distribuzione per le attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2, lettere da a) a j), è denominata tariffa $TVI(dis)_m$ ed è composta dalle seguenti componenti, i cui valori sono fissati nella tabella 2:
- a) $\rho_1^m(dis)$, composta dagli elementi $\rho_1^m(disAT)$, $\rho_1^m(disMT)$ e $\rho_1^m(disBT)$;
 - b) $\rho_3^m(dis)$, composta dagli elementi $\rho_3^m(disAT)$, $\rho_3^m(disMT)$ e $\rho_3^m(disBT)$.
- 7.2 La tariffa di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione relativi al servizio di distribuzione per le attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2, lettere da a) a j), è denominata tariffa $TVI(cot)$ ed è composta dalle seguenti componenti, i cui valori sono fissati nella tabella 3:
- a) $\rho_1^{ITA,s}(cot)$;
 - b) $\rho_3^{ITA,s}(cot)$.
- 7.3 I valori delle componenti $\rho_1^{ITA,s}(cot)$ e $\rho_3^{ITA,s}(cot)$ sono differenziati in relazione alla modalità di erogazione del servizio di maggior tutela, espresso dalla variabile s , che può assumere valore "servizio di maggior tutela erogato dall'impresa di

distribuzione” (*sd*) oppure “servizio di maggior tutela erogato tramite società separata” (*ss*).

Articolo 8

Tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione

- 8.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da a) a j), una tariffa obbligatoria fissata dall’Autorità a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione.
- 8.2 I valori delle componenti tariffarie per il servizio di distribuzione, obbligatoriamente applicate alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettera a), sono disciplinati ai sensi dell’Articolo 31.
- 8.3 I valori delle componenti tariffarie per il servizio di distribuzione, obbligatoriamente applicate alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a j) sono fissati nella tabella 4.

Articolo 9

Corrispettivo per prelievi di energia reattiva

- 9.1 Ciascuna impresa distributrice, nel caso di punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, per prelievi con insufficiente fattore di potenza, applica le componenti fissate nella tabella 5.
- 9.2 Con riferimento ai punti di prelievo dotati di misuratore atto a rilevare l’energia elettrica per fasce orarie, per l’energia reattiva prelevata nella fascia F3 le componenti tariffarie di cui al comma 9.1 sono poste pari a zero.

Articolo 10

Punti di emergenza

- 10.1 Ai fini dell’applicazione delle tariffe obbligatorie di cui all’Articolo 8, 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 11

Aggiornamento delle componenti delle tariffe di riferimento e della tariffa obbligatoria

- 11.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l’Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti della tariffa di riferimento, di cui ai commi 7.1 e 7.2, a copertura dei costi operativi, applicando:

- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
 - b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
 - c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.
- 11.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 11.1, lettera b), è pari al 2,8% e viene applicato limitatamente alle componenti della tariffa di riferimento a copertura dei costi delle infrastrutture di rete per il servizio di distribuzione, di cui al comma 7.1.
- 11.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l'Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti di cui al comma 7.1, a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) i tassi di variazione collegati agli investimenti netti realizzati, differenziati per ciascun livello di tensione;
 - d) il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti sulle reti di distribuzione incentivati ai sensi di quanto disposto dal successivo Articolo 12 ed entrati in esercizio.
- 11.4 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l'Autorità aggiorna la quota parte delle componenti di cui al comma 7.2, a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) i tassi di variazione collegati agli investimenti netti realizzati, differenziati in funzione della modalità di svolgimento del servizio di maggior tutela.
- 11.5 Ai fini di quanto previsto al comma 11.3, lettere c) e d), e al comma 11.4, lettera c), sono portati in detrazione dal valore lordo dell'investimento gli eventuali contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti, ivi inclusi i contributi previsti dal TIC per le nuove connessioni di punti di prelievo basati sulla spesa relativa, al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali, e i contributi previsti dal TICA per la connessione di punti di immissione, comunque determinati.
- 11.6 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l'Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti di cui al comma 7.1, a copertura degli ammortamenti, applicando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti, differenziato per livello di tensione;
 - d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio, differenziati per livello di tensione.
- 11.7 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l'Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti di cui al comma 7.2, a copertura degli ammortamenti, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti, differenziati in funzione delle modalità di svolgimento del servizio di maggior tutela;
 - d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio, differenziati in funzione delle modalità di svolgimento del servizio di maggior tutela.
- 11.8 Per gli anni 2012 e 2013, ai fini di quanto previsto al comma 11.6, lettera d) e al comma 11.7, lettera d), sono riconosciute ai fini tariffari quote di ammortamento, per un periodo pari alla durata convenzionale stabilita nella tabella 6, anche in relazione a cespiti il cui valore lordo risulti in tutto o in parte compensato da contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.
- 11.9 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l'Autorità aggiorna entro il 30 novembre di ogni anno le tariffe obbligatorie di cui all'Articolo 8, con l'obiettivo di garantire l'equilibrio tra il gettito nazionale derivante dall'applicazione delle medesime tariffe obbligatorie e il ricavo ammesso, a livello nazionale, dalle tariffe di riferimento come aggiornate ai sensi del presente articolo.
- 11.10 Per gli anni 2014 e 2015, ai fini di quanto previsto al comma 11.3, lettere c) e d) e al comma 11.4, lettera c), oltre ai contributi di cui al comma 11.5, sono portati in detrazione dal valore lordo dell'investimento anche i contributi a *forfait* di cui alle tabelle 1, 3, 4, 5 e 6 del TIC.
- 11.11 Per gli anni 2014 e 2015, ai fini di quanto previsto al comma 11.6, lettera d) e al comma 11.7, lettera d), sono riconosciute ai fini tariffari quote di ammortamento, per un periodo pari alla durata convenzionale stabilita nella tabella 6, al netto delle quote di ammortamento dei contributi, a qualunque titolo percepiti, calcolate assumendo convenzionalmente una vita utile ai fini tariffari pari a 30 anni.

Articolo 12

Tasso di remunerazione riconosciuto agli investimenti per il servizio di distribuzione

- 12.1 La remunerazione del capitale investito netto per il servizio di distribuzione avviene in applicazione delle disposizioni di cui ai commi seguenti e a condizione che detti investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.
- 12.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015, salvo quanto disposto dai commi successivi, il tasso di remunerazione del capitale investito netto relativo a investimenti per il servizio di distribuzione è fissato pari al:
- a) 7,6%, per gli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2011;
 - b) 8,6% per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011.
- 12.3 Il tasso di remunerazione di cui al comma 12.2 è aggiornato entro il 30 novembre 2013, ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2014 fino al 31 dicembre 2015, secondo quanto previsto dall'Articolo 2 della deliberazione di approvazione del presente Allegato.
- 12.4 Alle tipologie di seguito elencate di investimenti, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 e fino al 31 dicembre 2011, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata, per le relative durate:
- a) $D_{TPR}=1$ investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT: 2% per 8 anni dall'entrata in esercizio;
 - b) $D_{TPR}=2$ investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione: 2% per 8 anni dall'entrata in esercizio;
 - c) $D_{TPR}=3$ investimenti di cui alla precedente lettera a), la cui realizzazione determini almeno due nuovi lati di maglia sul lato AT delle medesime stazioni: 2% per 12 anni dall'entrata in esercizio;
 - d) $D_{TPR}=4$ investimenti relativi a progetti pilota, selezionati con deliberazione dell'Autorità ARG/elt 12/11 (*smart grid*): 2% per 12 anni dall'entrata in esercizio;
 - e) $D_{TPR}=5$ investimenti diversi da quelli di cui alle precedenti lettere, ivi comprese le variazioni di lavori in corso: 0%.
- 12.5 Alle tipologie di seguito elencate di nuovi investimenti, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2011, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata, per le relative durate:
- a) $D_{QPR}=1$ investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione: 1,5% per 8 anni;
 - b) $D_{QPR}=2$ investimenti relativi a progetti pilota, selezionati con deliberazione dell'Autorità ARG/elt 12/11 (*smart grid*): 2% per 12 anni;
 - c) $D_{QPR}=3$ investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici: 1,5% per 12 anni;

- d) $D_{QPR}=4$ investimenti di potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie nelle aree critiche individuate ai sensi del comma 4.2, lettera c), dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08: 1,5% per 12 anni;
 - e) $D_{QPR}=5$ investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo selezionati secondo la procedura e i criteri di cui al successivo Articolo 13: 2% per 12 anni;
 - f) $D_{QPR}=6$ investimenti diversi da quelli di cui alle precedenti lettere: 0%.
- 12.6 La maggiorazione del tasso di remunerazione e la durata di cui al comma 12.4, lettera b), e 12.5, lettera a), è riconosciuto nel caso in cui gli investimenti realizzati si riferiscano a trasformatori MT/BT conformi alla classe di perdite a carico ridottissime "Ak" secondo la classificazione della norma EN 50464-1 e almeno alla classe "B0" per le perdite a vuoto secondo la medesima norma.
- 12.7 La maggiorazione della remunerazione, prevista dai commi 12.4 e 12.5, è determinata come prodotto tra il valore netto dell'investimento ammesso, al netto anche di eventuali contributi in conto capitale percepiti, comunque determinati, e il tasso di maggiore remunerazione riconosciuto.
- 12.8 La maggior remunerazione riconosciuta ai sensi del presente articolo è attribuita alle imprese distributrici che hanno realizzato gli investimenti oggetto di incentivazione.

Articolo 13

Modalità di sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica

- 13.1 La procedura ed i criteri di selezione dei progetti pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante di cui al precedente 12.5, lettera e), sono determinati con specifico provvedimento dell'Autorità; in ogni caso, tali sistemi dovranno rispettare i seguenti requisiti minimi:
- a) siano necessari a garantire l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili;
 - b) siano inclusi in progetti di trasformazione delle reti di distribuzione esistenti in reti *smart grid*;
 - c) siano finalizzati alla regolazione dei profili di scambio di energia elettrica con la rete di trasmissione.
- 13.2 L'ammissibilità degli investimenti è demandata ad un'apposita commissione di esperti nominata dall'Autorità che valuta i progetti in relazione alle diverse tecnologie di accumulo, all'efficacia in termini di ritiro dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e alle potenziali interazioni con la disciplina del dispacciamento; l'onere relativo alla valutazione delle istanze sarà posto a carico dell'impresa distributrice richiedente.

Articolo 14

Obblighi informativi in capo alle imprese distributrici

- 14.1 Ai fini dell'aggiornamento tariffario annuale di cui all'Articolo 11, in ciascun anno t , a partire dall'anno 2012, ciascuna impresa concessionaria del servizio di distribuzione comunica all'Autorità, attenendosi alle modalità e alle tempistiche disciplinate con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità:
- a) gli investimenti entrati in esercizio nel corso dell'anno $t-1$, risultanti dai bilanci certificati e dai conti annuali separati, redatti ai sensi della deliberazione n. 11/07, con separata evidenza per le tipologie di investimento individuate ai commi 12.4 e 12.5;
 - b) la variazione delle immobilizzazioni in corso tra l'anno $t-1$ e l'anno $t-2$;
 - c) le dismissioni effettuate nel corso dell'anno $t-1$, precisando la tipologia di appartenenza e l'eventuale classe di incentivazione, indicando l'anno di messa in esercizio del cespite dismesso, precisando altresì se il cespite dismesso è stato oggetto di successiva alienazione;
 - d) la documentazione comprovante il rispetto dei requisiti di cui al comma 12.6.
- 14.2 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:
- a) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali di cui al medesimo comma 14.1, con quelli risultanti dai bilanci certificati e dai conti annuali separati, redatti ai sensi della deliberazione n. 11/07;
 - b) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera a) rispetto all'attività di distribuzione dell'energia elettrica.
- 14.3 La mancata comunicazione delle informazioni di cui al comma 14.1, ovvero il mancato rispetto dei termini e delle modalità di invio previste dalla determinazione di cui al medesimo comma, comportano la non inclusione dei nuovi investimenti al fine dell'aggiornamento tariffario annuale per l'anno $t+1$ e per gli anni successivi, fino ad ottemperanza delle richiamate disposizioni, senza conguaglio.

Articolo 15

Componenti UC_3 , UC_4 , UC_6 , UC_7 e MCT

- 15.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da a) a j), le componenti UC_3 , UC_4 , UC_6 , UC_7 e MCT .

SEZIONE 3

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

Articolo 16

Corrispettivi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributtrici dalla rete di trasmissione nazionale

- 16.1 Ciascuna impresa distributtrice che preleva energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale riconosce al gestore del sistema di trasmissione un corrispettivo determinato applicando la componente *CTR*, espressa in centesimi di euro/kWh, fissata nella tabella 7, alla somma:
- a) dell'energia elettrica netta prelevata dall'impresa medesima dalla rete di trasmissione nazionale;
 - b) dell'energia elettrica netta immessa nella rete dell'impresa medesima nei punti di interconnessione virtuale alla *RTN*, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione individuato dalla normativa vigente.
- 16.2 *[soppresso con deliberazione 607/2013/R/EEL].*
- 16.3 In ciascun anno del periodo di regolazione, qualora, rispetto ai volumi di energia elettrica presi a riferimento per la determinazione della componente *CTR* di cui al comma 16.1 nell'anno medesimo, a consuntivo si registrino variazioni eccedenti, in più o in meno, la franchigia dello 0,5%, il maggiore o minore ricavo tariffario derivante dal superamento di detta franchigia è posto in capo al conto di cui al comma 47.1, lettera g), alimentato dalla componente UC₃.

Articolo 17

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

- 17.1 Ciascuna impresa distributtrice che preleva energia elettrica da reti di distribuzione riconosce all'impresa distributtrice dalla cui rete l'energia elettrica viene prelevata i corrispettivi previsti per le tipologie di contratto di cui al comma 2.2, lettere d), g), h), i) e j), secondo il livello di tensione del punto di interconnessione, dal comma 5.2, in relazione al servizio di trasmissione, e dal comma 8.3, in relazione al servizio di distribuzione.
- 17.2 *[soppresso con deliberazione 157/2012/R/EEL]*

Articolo 18

Corrispettivo per prelievi di energia reattiva

- 18.1 Il gestore del sistema di trasmissione e le imprese distributtrici nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e rete di trasmissione nazionale, per

- prelievi con insufficiente fattore di potenza, applicano i corrispettivi previsti alla tabella 5 per il corrispondente livello di tensione.
- 18.2 Ciascuna impresa distributrice applica ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, per prelievi con insufficiente fattore di potenza, i corrispettivi previsti alla tabella 5, per il corrispondente livello di tensione.
- 18.3 Il gestore del sistema di trasmissione destina le partite economiche derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di cui al comma 18.1, evidenziati con separata contabilità, alla determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06.
- 18.4 Con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione ed ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione e rete di trasmissione nazionale, dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fasce orarie, per l'energia reattiva prelevata nella fascia F3 le componenti tariffarie di cui ai commi 18.1 e 18.2 sono poste pari a zero.
- 18.5 Nel caso di punti di interconnessione tra reti di distribuzione in alta tensione e rete di trasmissione nazionale, purché tra di essi esista un collegamento circuitale in alta tensione facente parte della rete di distribuzione, i corrispettivi per prelievi con insufficiente fattore di potenza previsti alla tabella 5 si applicano all'aggregato dei medesimi punti.
- 18.6 Nei punti di interconnessione tra rete di trasmissione nazionale e reti di distribuzione, ovvero tra reti di distribuzione, ai fini dell'applicazione della tabella 5 per prelievi con insufficiente fattore di potenza si considera l'energia attiva aumentata di quella generata ed immessa sulle reti di distribuzione in media e bassa tensione sottese ai predetti punti aumentata di un fattore percentuale per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione individuato dalla normativa vigente.
- 18.7 Le imprese distributrici sottese comunicano i valori di energia attiva generata ed immessa nelle reti di distribuzione in media e bassa tensione nelle fasce F1 ed F2 al gestore del sistema di trasmissione ovvero alle imprese distributrici sottendenti.

Articolo 19

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

- 19.1 Con riferimento ai prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, in relazione all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, non sono dovuti corrispettivi, salvo quanto previsto al successivo comma 19.2.
- 19.2 Le condizioni di cui al precedente comma 19.1 si applicano nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, come dichiarata dal soggetto che ha nella disponibilità l'impianto di produzione con certificazione asseverata da perizia indipendente. Ove la potenza prelevata superi la potenza dichiarata di oltre il 10%, ai prelievi vengono applicate le condizioni previste per i clienti finali per tutto l'anno solare nel quale si è verificato il supero. A tal fine, per gli impianti

connessi alla rete di trasmissione nazionale, il gestore del sistema di trasmissione trasmette mensilmente alle imprese distributrici competenti i dati delle potenze prelevate.

Articolo 20

Remunerazione dei proprietari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema 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, il gestore del sistema di trasmissione determina l'esborso complessivo di cui al comma 1 dell'articolo 18 della medesima convenzione tipo come differenza tra i corrispettivi percepiti ai sensi del comma 16.1 e la somma del:
- a) corrispettivo destinato alla copertura dei costi riconosciuti per la remunerazione del Piano di difesa di cui all'articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03, determinato applicando la componente CTR^{PAD} , espressa in centesimi di euro/kWh, fissata nella tabella 8, all'energia elettrica di cui al comma 16.1;
 - b) corrispettivo destinato alla copertura dei costi riconosciuti ai sensi del successivo Articolo 22 per la maggiore remunerazione degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione, determinato applicando la componente $CTR^{Premium}$, espressa in centesimi di euro/kWh, fissata nella tabella 8, all'energia elettrica di cui al comma 16.1.

Articolo 21

Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di trasmissione

- 21.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 - 31 dicembre 2015, l'Autorità aggiorna, entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente CTR di cui all'Articolo 16, a copertura dei costi operativi, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
 - b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
 - c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.
- 21.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2012 - 31 dicembre 2015, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 21.1, lettera b), è pari al 3,0%.
- 21.3 A fronte della realizzazione di nuovi investimenti di cui al comma 22.5, il gestore del sistema di trasmissione può richiedere il riconoscimento per l'anno $t+1$ di una componente di ricavo addizionale, determinata come differenza tra il valore dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'anno $t-1$, rettificati secondo i medesimi criteri adottati per la determinazione del livello tariffario iniziale, e il valore dei costi operativi riconosciuti, aggiornati con il criterio di cui al comma 21.1, purché detta differenza sia riconducibile ai costi incrementali generati dai

suddetti investimenti. Di detta componente di ricavo si tiene conto ai fini dell'aggiornamento delle componenti di cui al medesimo comma 21.1.

- 21.4 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 - 31 dicembre 2015, l'Autorità aggiorna, entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente *CTR* di cui all'Articolo 16, nonché delle componenti *CTR^{PdD}* e *CTR^{Premium}* di cui all'Articolo 20, 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 collegato agli investimenti netti realizzati, tenendo conto dell'effetto dell'incremento del fondo ammortamento economico-tecnico dei cespiti, di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti;
 - c) il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti netti di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione, incentivati ai sensi di quanto disposto dal successivo Articolo 22 e Articolo 27.
- 21.5 Ai fini di quanto previsto al comma 21.4, lettera c), sono portati in detrazione dal valore lordo dell'investimento anche gli eventuali contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.
- 21.6 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 - 31 dicembre 2015, l'Autorità aggiorna, entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente *CTR* di cui all'Articolo 16, nonché della componente *CTR^{PdD}* di cui all'Articolo 20, a copertura degli ammortamenti, applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - b) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti;
 - c) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.
- 21.7 Ai fini di quanto previsto al comma 21.6, lettera c), sono riconosciute quote di ammortamento, per un periodo pari alla durata convenzionale stabilita nella tabella 6, anche in relazione a cespiti il cui valore lordo risulti in tutto o in parte compensato da contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.
- 21.8 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 - 31 dicembre 2015 l'Autorità aggiorna entro il 30 novembre di ogni anno le componenti tariffarie *TRAS_P* e *TRAS_E* di cui all'Articolo 5, con l'obiettivo di garantire l'equilibrio tra il gettito nazionale derivante dall'applicazione delle medesime tariffe e il ricavo ammesso, a livello nazionale, dalla componente tariffaria *CTR* come aggiornate ai sensi del presente articolo.

SEZIONE 4

CRITERI DI REMUNERAZIONE DEGLI INVESTIMENTI PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

Articolo 22

Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di trasmissione

- 22.1 La remunerazione degli investimenti in reti di trasmissione dell'energia elettrica avviene in applicazione delle disposizioni di cui ai commi seguenti e a condizione che detti investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.
- 22.2 Salvo quanto disposto dai successivi commi, per il periodo di regolazione 1 gennaio 2012 - 31 dicembre 2015, il tasso di remunerazione del capitale investito netto in reti di trasmissione è fissato pari al:
- a) 7,4%, per gli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2011;
 - b) 8,4% per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011.
- 22.3 Il tasso di remunerazione di cui al comma 22.2 è aggiornato entro il 30 novembre 2013, ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2014 fino al 31 dicembre 2015, secondo quanto previsto dall'Articolo 2 della deliberazione di approvazione del presente Allegato.
- 22.4 Agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione già incentivati, ovvero entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2011, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione vigente nel periodo di regolazione in cui tali investimenti sono stati realizzati, ai sensi delle disposizioni di cui alle deliberazioni n. 5/04 e n. 348/07.
- 22.5 Alle tipologie di seguito elencate di nuovi investimenti entrati in esercizio a decorrere dall'1 gennaio 2012 è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata, per le relative durate:
- a) I=1: investimenti di rinnovo, investimenti derivanti da obblighi normativi, ed altri investimenti diversi da quelli di cui alle successive lettere b), c) e d): 0%;
 - b) I=2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non riconducibili alla successiva tipologia I=3, ivi inclusi gli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03 e alle opere accessorie degli interventi riconducibili alla tipologia I=3: 1,5% per 12 anni;
 - c) I=3: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto relativi a progetti strategici per il sistema energetico, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, o ad incrementare la *Net Transfer Capacity (NTC)* sulle frontiere elettriche, come individuati ai sensi del comma 22.7: 2% per 12 anni;
 - d) I=4: investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo selezionati secondo la procedura e i criteri di cui al successivo Articolo 24: 2% per 12 anni.

- 22.6 Le maggiorazioni al tasso di remunerazione di cui al comma 22.5 sono calcolate come somma dei prodotti delle maggiori remunerazioni riconducibili a ciascuna delle tipologie di investimento di cui al medesimo comma 22.5, per il valore netto dell'investimento, al netto anche di eventuali contributi in conto capitale percepiti.
- 22.7 I progetti di investimento strategici per il sistema energetico da includere nella tipologia I=3 di cui al comma 22.5, lettera c), sono proposti dal gestore del sistema di trasmissione entro il 31 marzo 2012, fanno riferimento al Piano di sviluppo e sono sottoposti all'approvazione da parte dell'Autorità. In via straordinaria, in casi individuati dall'Autorità, possono essere inclusi nella tipologia I=3 anche ulteriori investimenti, di primaria portata strategica, non strettamente rientranti nella definizione di cui al precedente comma 22.5, lettera c).
- 22.8 In deroga a quanto disposto dal comma 22.6, nel caso in cui il valore di investimenti rientranti nelle tipologie I=2, I=3 e I=4 includa costi ambientali e/o compensativi superiori al 6% dei costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, la maggiore remunerazione (MR) sul capitale investito relativa allo specifico investimento è calcolata secondo la seguente formula:

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

essendo:

- r_{base} il tasso di remunerazione di cui al comma 22.2;
- $r_{ridotto}$ è il tasso calcolato come segue:

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

dove:

- o $r_{premium}$ è la maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti di sviluppo in coerenza con le disposizioni di cui al comma 22.5;
 - o la componente C^{amb} rappresenta i costi compensativi e/o i costi ambientali;
 - o la componente C^{eff} rappresenta i costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, al netto dei costi compensativi e/o i costi ambientali;
 - o α è fissato ad un valore pari a 0,06;
 - o K_D rappresenta il tasso nominale di rendimento del capitale di debito riconosciuto ai fini tariffari, pari al 5,69%.
- 22.9 Con riferimento agli investimenti del Piano di difesa il conguaglio tra la stima degli investimenti previsti negli anni 2010 e 2011, inclusi nelle tariffe 2011, e gli investimenti effettivamente realizzati nel corso dei medesimi anni 2010 e 2011, trova copertura tariffaria nei livelli tariffari dell'anno 2013, ai sensi dei precedenti commi 22.2 e 22.4.

Articolo 23

Obblighi informativi in capo al gestore del sistema di trasmissione e ai proprietari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema di trasmissione

- 23.1 Ai fini dell'aggiornamento tariffario annuale di cui all'Articolo 21, in ciascun anno t , a partire dall'anno 2012, il gestore del sistema di trasmissione, con riferimento all'intero perimetro della rete di trasmissione nazionale, comunica all'Autorità, attenendosi alle modalità e alle tempistiche disciplinate con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità:
- a) gli investimenti entrati in esercizio nel corso dell'anno $t-1$, risultanti dai bilanci certificati e dai conti annuali separati, redatti ai sensi della deliberazione n. 11/07, con separata evidenza per le tipologie di investimento individuate all'Articolo 22;
 - b) la variazione delle immobilizzazioni in corso tra l'anno $t-1$ e all'anno $t-2$;
 - c) le dismissioni effettuate nel corso dell'anno $t-1$, precisando la tipologia di appartenenza e l'eventuale classe di incentivazione, indicando l'anno di messa in esercizio del cespite dismesso, precisando altresì se il cespite dismesso è stato oggetto di successiva alienazione;
 - d) la documentazione comprovante i costi compensativi e i costi ambientali sostenuti nel corso dell'esercizio $t-1$ per la realizzazione di ciascun investimento, unitamente agli atti autorizzativi e ai provvedimenti derivanti dalla normativa nazionale o locale o, qualora presenti, agli accordi sottoscritti con gli enti locali per la realizzazione delle opere compensative e ambientali.
- 23.2 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:
- a) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali di cui al comma 23.1, con quelli risultanti dai bilanci certificati e dai conti annuali separati, redatti ai sensi della deliberazione n. 11/07;
 - b) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera a) rispetto all'attività di trasmissione dell'energia elettrica.
- 23.3 La mancata comunicazione delle informazioni di cui al comma 23.1, ovvero il mancato rispetto dei termini e delle modalità di invio previste dalla determinazione di cui al medesimo comma, comportano la non inclusione dei nuovi investimenti al fine dell'aggiornamento tariffario annuale per l'anno $t+1$ e per gli anni successivi, fino ad ottemperanza delle richiamate disposizioni, senza conguaglio.
- 23.4 I proprietari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema di trasmissione sono tenuti a fornire al medesimo gestore, con modalità e tempistiche disciplinate con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità, le informazioni e le documentazioni a questi necessarie al fine di ottemperare agli obblighi imposti dal presente articolo.
- 23.5 La mancata ottemperanza alle disposizioni di cui al comma 23.4 comporta la sospensione del riconoscimento ai proprietari diversi dal gestore del sistema di trasmissione della remunerazione di cui all'Articolo 20. L'Autorità procede altresì ad avviare un procedimento per l'erogazione di sanzioni, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

Articolo 24

Modalità di sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica

- 24.1 La procedura ed i criteri di selezione dei progetti pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante di cui al precedente comma 22.5, lettera d), sono determinati con specifico provvedimento dell'Autorità; in ogni caso, tali sistemi dovranno rispettare i seguenti requisiti minimi:
- a) *[soppresso con deliberazione 288/2012/R/EEL]*
 - b) abbiano la caratteristica di amovibilità;
 - c) siano necessari a garantire l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, nelle more dei necessari potenziamenti di rete;
 - d) siano complementari a un sistema di controllo dinamico delle reti;
 - e) siano dimensionati per l'accumulo di energia elettrica prodotta e non altrimenti assorbibile e per la regolazione istantanea della frequenza non attuabile con altri interventi.
- 24.2 Ferme restando le prerogative del Ministero dello sviluppo economico previste dall'articolo 36 del decreto legislativo n. 93/11, l'ammissibilità degli investimenti è demandata ad un'apposita commissione di esperti nominata dall'Autorità, in accordo con il Ministero per lo sviluppo economico, che valuta i progetti in relazione alle diverse tecnologie di accumulo, all'efficacia in termini di ritiro dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e alle potenziali interazioni con la disciplina del dispacciamento; l'onere relativo alla valutazione delle istanze sarà posto a carico del gestore del sistema di trasmissione.
- 24.3 La maggiorazione del tasso di remunerazione dell'investimento è concessa per tutto il periodo definito dal comma 22.5, lettera d) se, con la relazione finale di cui al comma 4.2 della deliberazione 288/2012/R/EEL, il titolare del progetto pilota può dimostrare di avere conseguito durante il primo biennio di funzionamento almeno il 50% dell'obiettivo relativo alla riduzione di mancata produzione da fonti rinnovabili non programmabili dichiarato nell'istanza di ammissione al trattamento incentivante, salvo il caso di forza maggiore o di condizioni straordinarie non dipendenti dalla volontà dell'esercente.

Articolo 25

Incentivazione all'accelerazione della realizzazione degli investimenti e meccanismo di penalità

- 25.1 Al fine di accelerare e dare certezza alla data di entrata in esercizio degli investimenti di sviluppo della RTN, sono istituiti l'incentivazione all'accelerazione degli investimenti e il meccanismo di penalità per il rispetto della data obiettivo dell'intervento; detti istituti sono automaticamente applicati a tutti gli investimenti del Piano di sviluppo inclusi nella tipologia I=3 di cui al comma 22.5, lettera c), come approvati dall'Autorità ai sensi del comma 22.7.
- 25.2 Per ciascuno degli interventi sono indicati:

- a) la data obiettivo dell'intervento, le *milestone* previste, il costo complessivo dell'intervento e quello associato a ciascuna *milestone*, con l'esclusione delle *milestone* autorizzative, nonché il costo di eventuali opere accessorie associate al medesimo intervento;
- b) il valore convenzionale di ciascuna *milestone*, così come definito al successivo comma 25.4, lettera c); per le eventuali *milestone* autorizzative sono assunti valori convenzionali pari al 2%, 3%, 5% del valore convenzionale dell'intervento rispettivamente per l'avvio del procedimento di autorizzazione, l'ottenimento del decreto VIA, la pubblicazione del decreto autorizzativo alla realizzazione dell'intervento;
- c) la descrizione dettagliata delle caratteristiche, delle finalità e della localizzazione delle *milestone*;
- d) lo stato del processo autorizzativo di ciascun intervento, con indicazione delle autorizzazioni ancora necessarie all'entrata in esercizio dell'intervento ed al raggiungimento delle relative *milestone*, di eventuali autorizzazioni il cui ottenimento non è di diretta responsabilità del gestore del sistema di trasmissione, e fornendo evidenza delle eventuali criticità autorizzative;
- e) i principali elementi che determinano le tempistiche proposte e gli eventuali elementi di criticità ai fini del rispetto di dette tempistiche;
- f) l'indicazione degli elementi documentali sulla base dei quali il gestore del sistema di trasmissione intende attestare l'entrata in esercizio dell'intervento e/o il conseguimento delle *milestone*;
- g) gli elementi tecnico economici in base ai quali il gestore del sistema di trasmissione sviluppa l'analisi costi-benefici derivanti dalla messa in esercizio dell'intervento e ai parametri utilizzati per il calcolo dell'indice di efficacia, nonché il valore assunto da detto indice per ognuno degli interventi ricompresi.

25.3 In relazione a quanto previsto dal comma 25.2 devono essere rispettati i seguenti criteri:

- a) ogni intervento può ammettere non più di una *milestone* in ogni anno;
- b) con riferimento al peso economico, le *milestone*, diverse da quelle autorizzative, devono essere ripartite in modo equilibrato nell'orizzonte temporale in cui è articolata la proposta;
- c) le *milestone*, diverse da quelle autorizzative, devono essere individuate in modo tale da rappresentare obiettivi che configurino una realizzazione impiantistica facilmente riscontrabile.

25.4 Entro 90 giorni dal termine di cui al precedente comma 22.7, l'Autorità definisce, con specifico provvedimento, per ciascuno degli interventi:

- a) la data obiettivo e le modalità di accertamento del suo conseguimento;
- b) le *milestone* e le relative modalità di accertamento;
- c) il valore convenzionale di ogni *milestone*, sulla base del prodotto del valore economico della *milestone* stessa e del valore assunto dall'indicatore di efficacia del relativo intervento.

25.5 Il gestore del sistema di trasmissione comunica all'Autorità, entro i 30 giorni successivi alla data di pubblicazione del provvedimento di cui al comma 25.4, l'adesione, definitiva e vincolante, al meccanismo di cui al comma 25.1.

- 25.6 La mancata comunicazione entro il termine di cui al precedente comma 25.5 comporta la rinuncia al meccanismo e alle incentivazioni di cui al comma 22.5, lettera c) e l'inclusione degli investimenti in oggetto nella categoria I=2.

Articolo 26

Criteri e modalità di aggiornamento della proposta degli interventi ammessi al meccanismo di incentivazione all'accelerazione e al meccanismo di penalità

- 26.1 Il gestore del sistema di trasmissione può proporre annualmente all'Autorità, entro il 31 marzo di ciascun anno, a partire dall'anno 2013, eventuali aggiornamenti della proposta così come approvata ai sensi del comma 25.4. Tali aggiornamenti potranno fare riferimento all'anno in corso e agli anni successivi e dovranno rispettare i seguenti criteri:
- a) gli aggiornamenti devono essere coerenti con il Piano di sviluppo;
 - b) l'esclusione, motivata ed eccezionale, di uno o più interventi deve ricondursi a cause di forza maggiore tali da determinare l'impossibilità per il gestore del sistema di trasmissione di dare corso allo sviluppo dell'intervento stesso; l'esclusione comporta l'interruzione del riconoscimento della maggiorazione di cui al comma 22.5, lettera c);
 - c) è consentito il posticipo delle *milestone* e della data obiettivo per gli interventi non ancora autorizzati, ove il ritardo sia conseguente ad un ritardo nell'*iter* autorizzativo o a prescrizioni non prevedibili da esso derivanti e ove il medesimo ritardo sia dovuto a cause che oggettivamente non sono sotto il controllo del gestore del sistema di trasmissione; il posticipo delle *milestone* e della data obiettivo è di durata pari al ritardo verificatosi;
 - d) è consentita la modifica degli elementi tecnico economici delle *milestone* ancora da conseguire.
- 26.2 Entro i medesimi termini di cui al precedente comma 26.1, il gestore del sistema di trasmissione comunica all'Autorità l'aggiornamento del valore dell'indice di efficacia, sulla base dei costi consuntivati per il raggiungimento delle *milestone*, valorizzati a valuta costante.
- 26.3 L'Autorità verificata la completezza e l'adeguatezza delle informazioni fornite ai sensi del comma 26.1, valuta l'ammissibilità delle modifiche proposte.
- 26.4 Entro 90 giorni dal termine di cui al precedente comma 26.1, l'Autorità aggiorna, con specifico provvedimento le condizioni di cui al comma 25.4.
- 26.5 L'adesione definitiva e vincolante alle modifiche definite al precedente comma 26.4 è comunicata dal gestore del sistema di trasmissione all'Autorità entro 30 giorni dalla data di pubblicazione del provvedimento di cui al medesimo comma.
- 26.6 La mancata adesione ai sensi del precedente comma 26.5, comporta l'invarianza dell'insieme degli interventi di cui al comma 25.4, come eventualmente modificati negli anni precedenti.

Articolo 27

Applicazione dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti

- 27.1 Nei medesimi termini di cui al comma 26.1 e con le modalità definite con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità, il gestore del sistema di trasmissione comunica annualmente all'Autorità lo stato di raggiungimento delle *milestone* e degli interventi e i costi sostenuti con riferimento all'anno precedente ripartiti, per ciascun intervento, in opere principali e opere accessorie, fornendo all'Autorità la documentazione comprovante il loro conseguimento.
- 27.2 Entro i termini di cui al successivo comma 29.1 l'Autorità accerta, anche mediante verifiche *in situ*, il raggiungimento della data obiettivo degli interventi e delle *milestone* intermedie.
- 27.3 L'incentivazione all'accelerazione si applica secondo le disposizioni di seguito descritte:
- a) l'Autorità, per ciascun anno di validità del meccanismo, verifica nell'anno t , la quota di raggiungimento delle *milestone* nell'anno $t-1$, calcolando tale quota sulla base del valore convenzionale di ciascuna di esse, così come definito al comma 25.4, lettera c), ovvero al comma 26.4, rispetto al valore complessivo delle *milestone* dell'anno così come approvate dall'Autorità e fatte salve le modifiche di cui alle successive lettere b) e c);
 - b) le *milestone* conseguite in anticipo, rispetto alle scadenze previste, concorrono a determinare il valore delle *milestone* raggiunte per tutti gli anni fino all'anno di scadenza, originariamente previsto, senza modificare l'importo complessivo previsto per il rispettivo anno;
 - c) qualora la quota di cui alla precedente lettera a) risulti uguale o superiore al 70%, al gestore del sistema di trasmissione è riconosciuta l'incentivazione per l'accelerazione con riferimento alle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre dell'anno $t-1$;
 - d) qualora la quota di cui alla lettera a) risulti inferiore al 70%, al gestore del sistema di trasmissione non è riconosciuta l'incentivazione per l'accelerazione con riferimento alle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre dell'anno $t-1$.

Articolo 28

Applicazione del meccanismo di penalità

- 28.1 [soppresso con deliberazione 40/2013/R/EEL]
- 28.2 Qualora la data di entrata in esercizio dell'intervento risulti successiva rispetto alla data obiettivo dell'intervento medesimo di oltre 12 mesi, al gestore del sistema di trasmissione è attribuita, per il numero di anni e frazioni di anno di ritardo, calcolati su base mensile, una penalità pari al prodotto della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito di cui al comma 22.5, lettera c), per il capitale investito netto afferente l'intervento, maggiorato del 10%.

- 28.3 Nel caso di cui al precedente comma, il gestore del sistema di trasmissione è inoltre tenuto alla restituzione delle maggiorazioni, attualizzate con il deflatore di cui al comma 21.4, lettera a), riconosciute alle immobilizzazioni in corso, calcolate annualmente come prodotto tra:
- maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito di cui al comma 22.5, lettera c);
 - valore complessivo delle immobilizzazioni in corso riferite al medesimo anno;
 - un fattore che assume valore 0 (zero) se la quota di raggiungimento delle *milestone* di cui al comma 27.3, lettera a), ricalcolata in assenza della *milestone* afferente l'intervento, risulta maggiore o uguale al 70%, valore pari a 1 (uno) in caso contrario.

Articolo 29

Riconoscimento delle partite economiche

- 29.1 Entro il 31 ottobre dell'anno t , con riferimento all'anno $t-1$, l'Autorità:
- accerta il raggiungimento della soglia di cui al precedente comma 27.3, lettera c);
 - determina e comunica alla Cassa il valore delle partite economiche relative all'eventuale applicazione del meccanismo di penalità.
- 29.2 Qualora la verifica di cui al precedente comma 29.1 dia esito positivo, l'Autorità tiene conto dell'incentivazione all'accelerazione ai fini dell'aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di trasmissione per l'anno $t+1$ di cui all'Articolo 21.
- 29.3 Entro i 30 giorni successivi alla scadenza di cui al precedente comma 29.1, la Cassa, a valere sul "Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi" di cui all'Articolo 54, addebita gli oneri corrispondenti al meccanismo di penalità, il cui gettito è destinato al medesimo conto.

TITOLO 3

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

Articolo 30

Tariffa obiettivo DI

- 30.1 La tariffa obiettivo per i clienti potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), a remunerazione dei servizi di cui al comma 2.1 e del servizio di misura di cui al TIME, è denominata *DI*. La tariffa *DI*, i cui valori sono fissati nella tabella 9, è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- componente σ_1 , costituita dagli elementi $\sigma_1(mis)$ e $\sigma_1(cot)$;

- b) componente σ_2 ;
- c) componente σ_3 , composta dagli elementi $\sigma_3(tras)$, $\sigma_3(disAT)$ e $\sigma_3(disMT)$.

Articolo 31

Tariffe D2 e D3

- 31.1 Ciascuna impresa distributrice applica una tariffa denominata *D2* alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente, nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW. La tariffa *D2*, i cui valori sono fissati nella tabella 10 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- a) componente $\tau_1(D2)$;
 - b) componente $\tau_2(D2)$;
 - c) componente $\tau_3(D2)$.
- 31.2 Ciascuna impresa distributrice applica una tariffa denominata *D3* alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), diverse da quelli di cui al comma 31.1. La tariffa *D3*, i cui valori sono fissati nella tabella 11, è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- a) componente $\tau_1(D3)$;
 - b) componente $\tau_2(D3)$;
 - c) componente $\tau_3(D3)$.
- 31.3 Gli scaglioni di consumo espressi in kWh per anno previsti dalle tabelle 10 e 11 ai fini dell'addebito delle componenti $\tau_3(D2)$ e $\tau_3(D3)$ 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.

PARTE III

REGIME DI PEREQUAZIONE

Articolo 32

Criteri generali di perequazione

- 32.1 La perequazione generale, per il periodo di regolazione 2012 – 2015, si articola in:
- a) perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
 - b) perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3;
 - c) perequazione dei costi di trasmissione.
- 32.2 La perequazione di cui al comma 32.1, si applica a tutte le imprese distributrici, salvo quanto disposto dal comma 32.3.
- 32.3 Le imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge n. 10/91, sono escluse dalla partecipazione ai meccanismi di perequazione di cui al comma 32.1.
- 32.4 La Cassa, attenendosi alle disposizioni del presente Allegato, nonché a quanto disposto dal comma 32.5, provvede alla quantificazione, liquidazione ed erogazione dei saldi di perequazione di cui al comma 32.1.
- 32.5 Le modalità operative di gestione dei meccanismi di perequazione, nonché le modalità e tempistiche di messa a disposizione dei dati da parte degli esercenti e di determinazione dei saldi di perequazione da parte della Cassa, sono disciplinate con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità, da emanarsi, in prima attuazione, entro il 30 aprile 2013. L'inosservanza delle disposizioni di cui alla suddetta determinazione è sanzionabile ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.
- 32.6 La determinazione di cui al comma 32.5 si attiene ai seguenti principi e criteri generali:
- a) agli esercenti tenuti a fornire i dati necessari per la quantificazione dei saldi di perequazione, sono concessi non meno di 30 giorni per l'invio dei medesimi dati;
 - b) per le perequazioni di cui al comma 32.1, lettere a) e c), può essere previsto un meccanismo di riconoscimento in acconto, con cadenza bimestrale, dei saldi di perequazione;
 - c) in relazione a ciascun anno t del periodo di regolazione, la quantificazione dei saldi di perequazione, ovvero la loro determinazione a conguaglio, è prevista in tempi compatibili con l'erogazione dei medesimi saldi, entro il 31 dicembre dell'anno $t+1$.
- 32.7 Nel caso in cui l'impresa distributtrice non rispetti i termini e le modalità previste dalla determinazione di cui al comma 32.5 per la messa a disposizione dei dati necessari per la quantificazione dei saldi di perequazione, la Cassa, attenendosi ai criteri fissati dal Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità nella

medesima determinazione di cui al comma 32.5, provvede a calcolare l'ammontare di perequazione utilizzando ogni informazione disponibile e provvedendo ad una stima prudenziale delle informazioni mancanti, in un'ottica di minimizzazione dell'ammontare di perequazione eventualmente dovuto dal sistema al distributore inadempiente e viceversa di massimizzazione di quanto eventualmente dovuto dallo stesso al sistema di perequazione nel suo complesso.

- 32.8 Salvo quanto previsto e disciplinato ai sensi del comma 32.6, lettera b), in relazione ai singoli meccanismi di perequazione:
- a) ciascuna impresa distributrice, entro 15 giorni dalla data di comunicazione del saldo da parte della Cassa, provvede a versare alla medesima Cassa quanto dovuto;
 - b) la Cassa, entro 30 giorni dalla data di comunicazione del saldo, provvede ad erogare quanto dovuto a ciascuna impresa distributrice.
- 32.9 Nel caso in cui le disponibilità del conto di cui al comma 47.1, lettera g), non siano sufficienti a liquidare quanto di spettanza di ogni impresa distributrice ai sensi del comma 32.8, la Cassa effettua pagamenti pro-quota rispetto agli importi vantati dalle diverse imprese distributrici, fino a concorrenza delle disponibilità del conto suddetto.
- 32.10 Nel caso in cui la liquidazione delle somme dovute alle imprese distributrici in relazione ai meccanismi di perequazione non possa essere completata entro 3 mesi dal termine di cui al comma 32.8, la Cassa riconosce alle medesime imprese distributrici un interesse pari al tasso di riferimento fissato dalla Banca Centrale Europea, calcolato a decorrere dall'1 gennaio del secondo anno successivo a quello a cui si riferiscono gli ammontari di perequazione.
- 32.11 In caso di inottemperanza dei termini di cui al comma 32.8, lettera a), la Cassa applica sulla somma dovuta un tasso di interesse di mora pari al tasso di riferimento fissato dalla Banca Centrale Europea maggiorato:
- a) per ritardi fino a 45 giorni, di tre punti e mezzo percentuali;
 - b) per ritardi superiori a 45 giorni, di otto punti percentuali, nel limite del tasso massimo di soglia previsto dall'articolo 2, comma 4, della legge 108/1996 calcolato a partire dal tasso TEGM relativo ad anticipi e sconti per importi oltre 100.000 euro.
- 32.12 In relazione all'interpretazione ed attuazione delle norme in materia di perequazione, la Cassa si attiene alle indicazioni dell'Autorità, salvo quanto previsto dal comma 32.5.
- 32.13 Ai fini della perequazione, eventuali richieste di rettifica dei dati inviati da parte delle imprese distributrici, se successive alle scadenze disciplinate ai sensi del comma 32.5, comportano l'applicazione di una indennità amministrativa a carico dell'impresa distributrice che richiede la rettifica, pari all'1% del valore economico della rettifica medesima, con un minimo pari all'importo di cui alla tabella 12. Resta salva la facoltà dell'Autorità di avviare istruttorie formali per l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

Articolo 33

Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per le imprese distributrici

- 33.1 In ciascun anno t l'ammontare di perequazione, riconosciuto a ciascuna impresa distributtrice m , relativo al meccanismo di cui al comma 32.1, lettera a), è pari a:

$$PD_{m,t} = RA_{m,t} - RE_{m,t}$$

dove:

- $RA_{m,t}$ è l'ammontare dei ricavi che il distributore otterrebbe applicando, alle attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2, le componenti delle tariffe di riferimento relative al servizio di distribuzione di cui ai commi 7.1 e 7.2;
 - $RE_{m,t}$ è la somma dei ricavi derivanti dall'applicazione:
 - o delle tariffe obbligatorie di cui all'Articolo 8 alle utenze di cui al comma 2.2, lettere da b) a j), al netto delle maggiorazioni destinate al Fondo per eventi eccezionali;
 - o della tariffa obiettivo DI , al netto degli elementi $\sigma_1(mis)$ e $\sigma_3(tras)$, di cui al comma 30.1 alle utenze di cui al comma 2.2, lettera a);
 - o dei ricavi e dei costi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di cui al comma 17.1 del TIT, limitatamente alle componenti relative al servizio di distribuzione, ai prelievi di energia elettrica nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione.
- 33.2 Nelle more della revisione della disciplina relativa alla copertura dei costi connessi all'utilizzo dell'energia elettrica per gli usi propri relativi ai servizi di trasmissione e distribuzione, prevista dal comma 7.1, lettera g), della deliberazione ARG/elt 199/11, l'ammontare di perequazione di cui al comma 33.1 è maggiorato dei minori ricavi, calcolati applicando all'energia elettrica destinata agli usi propri di trasmissione e distribuzione la componente TRAS di cui all'Articolo 5 e, limitatamente alle imprese distributrici non direttamente connesse alla RTN, la tariffa obbligatoria di cui al comma 8.3 per il servizio di distribuzione.

Articolo 34

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

- 34.1 In ciascun anno t l'ammontare di perequazione, riconosciuto a ciascuna impresa distributtrice m , relativo al meccanismo di cui al comma 32.1, lettera b), è pari a:

$$RD_{m,t} = RAdom_{m,t} - RE_{dom_{m,t}}$$

dove:

- $RAdom_{m,t}$ rappresenta il livello dei ricavi che l'impresa distributtrice avrebbe conseguito dall'applicazione della tariffa obiettivo DI , di cui all'Articolo 30, ai clienti ai quali sono state applicate le tariffe $D2$ e $D3$ di cui all'Articolo 31, con riferimento al numero medio di punti di prelievo, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza del periodo al quale si riferisce l'ammontare di perequazione;

- $REdom_{m,t}$ rappresenta il livello dei ricavi effettivi al netto delle maggiorazioni destinate al Fondo per eventi eccezionali, che l'impresa distributrice ha conseguito dall'applicazione delle tariffe $D2$ e $D3$, senza sconti o abbuoni, con riferimento al numero medio di clienti, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza del periodo al quale si riferisce l'ammontare di perequazione.

Articolo 35

Perequazione dei costi di trasmissione

- 35.1 In ciascun anno t l'ammontare di perequazione, riconosciuto a ciascuna impresa distributrice m , relativo al meccanismo di cui al comma 32.1, lettera c), è pari a:

$$RT_{m,t} = C_{m,t,TRAS} - R_{m,t,TRAS}$$

dove:

- $C_{m,t,TRAS}$ è il costo sostenuto dall'impresa distributrice per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, derivante dall'applicazione dei corrispettivi previsti per il medesimo servizio, ai prelievi dalla rete di trasmissione nazionale e da altre reti di distribuzione;
- $R_{m,t,TRAS}$ è il ricavo ottenuto dall'applicazione della tariffa $TRAS$ di cui all'Articolo 5 per il servizio di trasmissione prestato in corrispondenza di punti di prelievo nella titolarità di clienti finali e nei punti di interconnessione di cui all'Articolo 17, nonché dall'applicazione dell'elemento $\sigma_3(tras)$ di cui al comma 30.1, lettera c).

Articolo 36

Promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici

- 36.1 Nel caso di processi di aggregazione di imprese di distribuzione di energia elettrica che comportino la cessazione dall'attività di distribuzione di una o più imprese di distribuzione esistenti al 30 giugno 2011, alle imprese che si aggregano è riconosciuto un importo pari a:

$$PAGG_m = K * COR_{12,m}$$

dove:

- K è un moltiplicatore che tiene conto dei risparmi sui costi operativi che l'operazione di aggregazione si stima possa garantire a livello di sistema. I relativi valori sono riportati in tabella 13;
 - $COR_{12,m}$ è il costo operativo relativo al servizio di distribuzione riconosciuto tariffariamente per l'anno 2012 all'impresa che cessa l'attività di distribuzione.
- 36.2 Le imprese alle quali viene riconosciuto l'importo di cui al comma 36.1, ovvero le loro aventi causa, qualora entro i successivi 5 (cinque) anni siano oggetto di processi di disaggregazione, sono tenute alla restituzione del medesimo importo di cui al comma 36.1, maggiorato di un interesse pari all'Euribor a dodici mesi, base 360, maggiorato di 400 punti base.

- 36.3 L'importo di cui al comma 36.1 è riconosciuto dalla Cassa, su richiesta dell'impresa che cessa l'attività di distribuzione, a valere sul conto di cui all'Articolo 54.
- 36.4 L'applicazione delle disposizioni di cui al presente articolo è subordinata all'emanazione, con separato provvedimento dell'Autorità, di specifiche norme attuative.

Articolo 37

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

[soppresso con deliberazione 674/2014/R/EEL].

PARTE IV

PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE

TITOLO 1

IMPOSIZIONE

Articolo 38

Fissazione delle componenti tariffarie A

- 38.1 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.
- 38.2 Le componenti tariffarie di cui al comma 38.1 sono:
- a) componente tariffaria A_2 , per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, di cui all'articolo 2, comma 1, lettera c), del decreto 26 gennaio 2000;
 - b) componente tariffaria A_3 , per la copertura degli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per l'incentivazione della produzione di energia elettrica degli impianti da fonti rinnovabili e assimilate, ivi inclusi i costi riconosciuti per il funzionamento del medesimo Gestore dei servizi energetici;
 - c) componente tariffaria A_4 , per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali di cui all'articolo 2, comma 1, lettera e), del decreto 26 gennaio 2000;
 - d) componente tariffaria A_5 , per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale del sistema elettrico di cui all'articolo 2, comma 1, lettera d), del decreto 26 gennaio 2000;
 - e) componente tariffaria A_6 , per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia

- elettrica nella transizione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000;
- f) componente tariffaria A_S , per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio, di cui al decreto 28 dicembre 2007;
 - g) componente tariffaria A_E , per la copertura delle agevolazioni riconosciute alle imprese a forte consumo di energia elettrica di cui al decreto 5 aprile 2013.
- 38.3 Le componenti tariffarie di cui al comma 38.2 si applicano come maggiorazioni ai:
- a) corrispettivi del servizio di distribuzione di cui alla Parte II, Titolo 2, Sezione 2 e Titolo 3 della medesima parte;
 - b) agli usi finali delle imprese distributrici.
- 38.4 Le componenti tariffarie A alimentano i conti di gestione di cui al Titolo 2, Sezione 2, della presente Parte.
- 38.5 I valori delle componenti tariffarie A sono determinati dall'Autorità. Ai fini della definizione delle deroghe di cui al successivo comma 70.1 e in relazione alla tipologia di cui al comma 2.2, lettera a), le aliquote di dette componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh possono essere differenziate in funzione di un massimo di 4 (quattro) scaglioni di consumo mensile.
- 38.6 Alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere a), d), g), h), i) e j), la componente tariffaria A_6 è applicata con aliquote espresse in termini di centesimi di euro/punto di prelievo per mese e con aliquote espresse in centesimi di euro/kW per mese, differenziate per un massimo di quattro scaglioni di potenza.
- 38.7 Ai fini di quanto disposto al comma 38.6, la nozione di potenza rilevante è la potenza impegnata di cui all'Articolo 1.

TITOLO 2

ESAZIONE E GESTIONE DEL GETTITO

SEZIONE 1

ESAZIONE

Articolo 39

Disposizioni generali

- 39.1 Nella presente sezione sono disciplinate le modalità di esazione delle componenti tariffarie A , delle componenti UC_3 , UC_4 , UC_6 , UC_7 , MCT e delle altre prestazioni patrimoniali imposte, comprese quelle di cui al TIV.

- 39.2 La Cassa definisce le modalità operative in base alle quali gli esercenti, ivi inclusi gli esercenti il servizio di maggior tutela disciplinato dal TIV, provvedono ai versamenti sui conti da essa gestiti.

Articolo 40

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

- 40.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), salvo quanto disposto dal comma 40.2, versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito delle componenti tariffarie A_2 , A_3 , A_4 , A_5 , A_6 e A_E , in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo.
- 40.2 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), che prelevano energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale riconoscono al Gestore dei servizi energetici il gettito della componente tariffaria A_3 , in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato.
- 40.3 Le imprese distributrici, sulla base delle aliquote pubblicate dall’Autorità, determinano e comunicano alla Cassa ovvero al Gestore dei servizi energetici, la quota parte del gettito della componente tariffaria A_3 afferente la copertura degli oneri relativi alle partite economiche di cui al comma 49.7.
- 40.4 Entro 60 giorni dal termine di ciascun bimestre le imprese distributrici versano alla Cassa, se positiva, la differenza tra:
- a) il gettito derivante dall’applicazione della componente A_S di cui al comma 38.2, lettera f), in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo;
 - b) le compensazioni complessivamente riconosciute nel medesimo bimestre, in relazione alle forniture di energia elettrica, ai sensi del TIBEG.
- 40.5 Qualora la differenza di cui al comma 40.4 risulti negativa, la Cassa, entro novanta giorni dal termine del bimestre, liquida tale importo a favore dell’impresa distributtrice.

Articolo 41

Esazione degli importi destinati al conto qualità dei servizi elettrici

- 41.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo, il gettito delle componenti UC_6 .
- 41.2 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano inoltre alla Cassa, per i rispettivi anni di competenza e, tenuto conto delle disposizioni del TIQE 2012-2015:
- a) le penalità in caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali relativi alla durata delle interruzioni di cui al comma 23.5 del TIQE 2012-2015;

- b) le penalità in caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali relativi al numero di interruzioni di cui al comma 23.6 del TIQE 2012-2015;
 - c) la differenza di cui al comma 38.9 del TIQE 2012-2015.
- 41.3 Terna versa alla Cassa:
- a) le penalità in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi degli indicatori di qualità del servizio di trasmissione di cui al comma 8.2 della deliberazione n. 341/07 relativi agli anni 2010 e 2011;
 - b) le penalità di cui al comma 7.3 della Regolazione qualità trasmissione 2012-2015 relative agli anni dal 2012 al 2015.

Articolo 42

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

- 42.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, gli importi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per i prelievi di energia reattiva di cui ai commi 9.1, 18.1 e 18.2, e della componente UC_7 .
- 42.2 La Cassa destina gli importi derivanti dall'applicazione della componente UC_7 in quota parte al Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, di cui al comma 47.1, lettera i), e in quota parte al Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale, di cui al medesimo comma, lettera v), in funzione delle aliquote pubblicate dall'Autorità nel rispetto del principio di competenza.

Articolo 43

Esazione delle componenti UC_3 e UC_4

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

Articolo 44

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

- 44.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito della componente MCT in relazione al servizio erogato nel bimestre medesimo.
- 44.2 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.

- 44.3 La quantità di energia elettrica di cui al comma 44.2 viene determinata dalla Cassa, con apposita istruttoria, previa approvazione dell'Autorità, avvalendosi eventualmente delle società Terna e Gestore dei servizi energetici e delle dichiarazioni fornite dagli autoproduttori agli Uffici tecnici di Finanza.

Articolo 45

Esazione degli importi destinati al Fondo per eventi eccezionali

- 45.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), e il Gestore Servizi Energetici versano alla Cassa i gettiti di cui al comma 56.1, lettere a) e b), corrispondenti alle aliquote di cui alla tabella 11 del TIQE 2012-2015 entro il 31 marzo di ogni anno successivo all'anno di riferimento.
- 45.2 Entro il 31 marzo di ogni anno le imprese distributrici versano inoltre alla Cassa i contributi di cui al comma 56.1, lettera d), del TIQE 2012-2015.
- 45.3 Entro il 30 aprile di ogni anno Terna versa il contributo di cui al comma 17.1 della Regolazione qualità trasmissione 2012-2015, con decorrenza prevista dal medesimo comma.

Articolo 46

Esazione degli importi destinati al Fondo utenti MT

- 46.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa le eccedenze di cui al comma 37.3 del TIQE 2008-2011 relative agli anni 2010 e 2011, secondo le tempistiche previste dal medesimo TIQE 2008-2011.
- 46.2 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa l'eventuale eccedenza di cui al comma 41.5 del TIQE 2012-2015 entro il 31 marzo di ogni anno successivo all'anno cui si riferiscono le interruzioni.
- 46.3 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa le penalità di cui al comma 43.6 del TIQE 2012-2015 nell'anno 2016.
- 46.4 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa le penalità di cui al comma 71.2 del TIQE 2012-2015 nell'anno 2015.

SEZIONE 2

GESTIONE DEL GETTITO

Articolo 47

Istituzione dei conti di gestione

- 47.1 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, alimentato dalla componente tariffaria A_5 ;
- e) il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, alimentato dalla componente tariffaria A_6 ;
- f) il Conto qualità dei servizi elettrici, alimentato dagli importi di cui ai commi 41.2 e 41.3 e dalla componente UC_6 ;
- g) il Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, alimentato dalla componente UC_3 ;
- h) 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 ;
- i) 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 42.1 e dalla componente UC_7 ;
- j) il Conto oneri per certificati verdi, precedentemente alimentato dall'elemento VE ;
- k) 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;
- l) il Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità;
- m) 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 ;
- n) il Fondo per eventi eccezionali, alimentato dagli importi di cui all'Articolo 45;
- o) il Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela;
- p) il Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione, alimentato ai sensi del comma 9bis del TIV;
- q) il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio, alimentato dalla componente tariffaria A_5 ;
- r) il Conto oneri per la gradualità, alimentato ai sensi del comma 26.3 del TIV;
- s) il Conto oneri del meccanismo di reintegrazione, alimentato ai sensi del comma 6.6 della deliberazione ARG/elt 33/10;

- t) il Conto oneri per il funzionamento del Sistema Informatico Integrato, alimentato ai sensi dell'articolo 24bis del TIS;
 - u) il Conto per il rischio creditizio, alimentato secondo le modalità previste dall'Allegato B della deliberazione ARG/elt 191/09;
 - v) il Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale, alimentato dalla componente tariffaria *UC*₇, dalla componente tariffaria *RE* di cui al comma 35.3, lettera e), della RTDG e dalla componente tariffaria *RET* di cui al comma 23.1, lettera f) della RTTG;
 - w) il Fondo utenti MT, alimentato dal gettito del Corrispettivo Tariffario Specifico *CTS* di cui all'articolo 41 del TIQE 2012-2015 e dal gettito del Corrispettivo Tariffario Specifico *CTS* di cui all'articolo 37 del TIQE 2008-2011;
 - x) il Conto per la gestione dei pagamenti afferenti il *market coupling* sull'interconnessione Italia-Slovenia alimentato tramite versamenti dai conti di cui alle precedenti lettere da a) a w) nei limiti di quanto strettamente necessario alla suddetta gestione e nel rispetto di quanto previsto dal comma 47.3;
 - x₁) il Conto per la copertura delle agevolazioni riconosciute alle imprese a forte consumo di energia elettrica, alimentato dalla componente tariffaria *A_E*.
- 47.2 Entro centoventi giorni dal termine di ciascun bimestre, la Cassa trasmette all'Autorità un rapporto dettagliato della gestione dei conti da essa gestiti, fornendo elementi utili per gli aggiornamenti delle corrispondenti componenti tariffarie.
- 47.3 La Cassa può utilizzare le giacenze esistenti presso i conti di gestione istituiti dall'Autorità 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.
- 47.4 In caso di mancato o parziale versamento da parte degli esercenti, la Cassa applica sulla somma dovuta un tasso di interesse di mora pari al tasso di riferimento della Banca Centrale Europea maggiorato:
- a) per ritardi fino a 45 giorni, di tre punti e mezzo percentuali;
 - b) per ritardi superiori a 45 giorni, di otto punti percentuali, nel limite del tasso massimo di soglia previsto dall'articolo 2, comma 4, della legge 108/1996 calcolato a partire dal tasso TEGM relativo ad anticipi e sconti per importi oltre 100.000 euro.
- 47.5 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 48

Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue

- 48.1 Il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue viene utilizzato, previa autorizzazione dell’Autorità, per la copertura dei costi connessi alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse e di chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, di cui al comma 1, lettera a) della legge n. 83/03. Il Conto viene utilizzato anche per la copertura degli oneri derivanti dalle disposizioni di cui all’articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03 di competenza dell’anno 2004, nonché degli adempimenti di cui all’articolo 1, comma 298, della legge finanziaria 2005 e dell’articolo 1, comma 493, della legge finanziaria 2006.

Articolo 49

Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate

- 49.1 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici 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.
- 49.2 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire, altresì:
- a) le spese per il funzionamento dell’Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili di cui all’articolo 16 del decreto legislativo n. 387/03;
 - b) gli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, fonti assimilate a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione previste dalla deliberazione n. 60/04 e dalla deliberazione GOP 71/09;
 - c) gli oneri conseguenti al riconoscimento delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici previste dal decreto 28 luglio 2005 e dal decreto 6 febbraio 2006, in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 188/05;
 - d) gli oneri per la copertura dei costi sostenuti dal gestore di rete interessato alla connessione, in applicazione delle disposizioni di cui ai commi 13.1, 13.2, 13.3, 13.4 e 13.5 o eventualmente delle disposizioni di cui al comma 13.6 dell’Allegato A alla deliberazione n. 281/05 per le richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008;
 - e) i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici in relazione ai rimborsi ai produttori degli oneri derivanti dall’articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, limitatamente all’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili non in grado di soddisfare la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02 e ceduta al Gestore dei servizi energetici in forza del titolo II, punto 3, del provvedimento Cip n.

- 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 113/06;
- f) gli oneri conseguenti alle agevolazioni accordate per le richieste di connessione alle reti di distribuzione a tensione inferiore a 1 kV riguardanti impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi del comma 7.6, lettera b) dell'Allegato A alla deliberazione n. 89/07 per le richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008;
 - g) l'incentivazione della produzione dell'energia elettrica mediante impianti fotovoltaici prevista dal decreto 19 febbraio 2007 e gli oneri ad essa connessi, come specificati ai commi 12.1, 12.2 e 12.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 90/07;
 - h) la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per il ritiro dedicato dell'energia elettrica ai sensi della deliberazione n. 280/07 e i ricavi derivanti dalla vendita di tale energia elettrica sul mercato, oltre che gli oneri connessi come individuati dai commi 12.2 e 12.3 dell'Allegato A alla medesima deliberazione;
 - i) i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per l'implementazione di guide di carattere informativo finalizzate a pubblicizzare le disposizioni normative e regolatorie in materia di fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento, oltre che per l'attivazione di un Servizio di informazione diretto, o *contact center*, sulle modalità di integrazione nel sistema elettrico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento, ai sensi della deliberazione n. 312/07;
 - j) i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per il ritiro dei certificati verdi in applicazione dell'articolo 2, comma 149, della legge n. 244/07, ai sensi del punto 5 della deliberazione ARG/elt 24/08 e dell'articolo 25, comma 4, del decreto legislativo n. 28/11;
 - k) la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici e i ricavi ottenuti dal medesimo Gestore dei servizi energetici in applicazione dello scambio sul posto, ai sensi del comma 8.1 del TISP;
 - l) gli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE e riconosciuti ai sensi della deliberazione ARG/elt 77/08;
 - m) gli incentivi di cui all'articolo 6 del decreto 11 aprile 2008, ai sensi dell'articolo 11, comma 1, dell'allegato A alla deliberazione ARG/elt 95/08;
 - n) i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici relativi all'avvalimento di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico, ai fini delle verifiche sugli impianti solari termodinamici in esercizio che percepiscono gli incentivi di cui all'articolo 6 del decreto 11 aprile 2008, ai sensi dell'articolo 11, comma 2, dell'allegato A alla deliberazione ARG/elt 95/08;
 - o) il mancato ricavo o il costo derivante ai gestori di rete per effetto dell'applicazione delle disposizioni di cui ai commi 25.1, 25.2, lettera a), 26.1 e 29.4 del TICA, ai sensi dell'articolo 31, comma 3, del medesimo provvedimento;
 - p) la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per il ritiro commerciale dell'energia elettrica incentivata, di cui all'articolo 2, lettera a), del decreto 18 dicembre 2008, e i ricavi derivanti al Gestore dei

- servizi energetici dalla vendita della medesima energia elettrica, ai sensi del comma 8.1 dell'Allegato A della deliberazione ARG/elt 1/09;
- q) i costi relativi all'avvalimento di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per le verifiche sugli impianti che si avvalgono del ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, ai sensi del comma 8.2 dell'Allegato A della deliberazione ARG/elt 1/09;
 - r) l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare prevista dal decreto 6 agosto 2010 e gli oneri ad essa connessi, come specificato ai commi 16.1, 16.2 e 16.3 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 181/10;
 - s) l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare prevista dal decreto 5 maggio 2011 e gli oneri ad essa connessi relativi alla gestione delle attività previste dal medesimo decreto;
 - t) gli importi derivanti dalla risoluzione volontaria e anticipata delle Convenzioni Cip 6/92 di cui all'articolo 30, comma 20, della legge n. 99/09;
 - u) gli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi energetici derivanti dall'attuazione delle disposizioni per promuovere la trasparenza dei contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, come previsto all'articolo 7, comma 2, della deliberazione ARG/elt 104/11;
 - v) gli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi energetici derivanti dall'attuazione delle disposizioni inerenti il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e, in particolare, la quantificazione della mancata produzione eolica di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10;
 - w) l'incentivazione della produzione di energia elettrica, secondo quanto previsto dal decreto 6 luglio 2012 nel caso di impianti di potenza superiore a 1 MW, e gli oneri ad essa connessi relativi alla gestione delle attività previste dal medesimo decreto;
 - x) la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per il ritiro commerciale dell'energia elettrica incentivata, secondo quanto previsto dal decreto 6 luglio 2012 nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW, e i ricavi derivanti al Gestore dei servizi energetici dalla vendita della medesima energia elettrica, ai sensi dell'articolo 9, comma 9.1, dell'Allegato A alla deliberazione 343/2012/R/EFR;
 - y) i costi relativi all'avvalimento di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per le verifiche sugli impianti che si avvalgono del ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, ai sensi dell'articolo 9, comma 9.2, dell'Allegato A alla deliberazione 343/2012/R/EFR;
 - z) l'incentivazione della produzione di energia elettrica, secondo quanto previsto dal decreto 5 luglio 2012 nel caso di impianti di potenza superiore a 1 MW, e gli oneri ad essa connessi relativi alla gestione delle attività previste dal medesimo decreto;

- aa) la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per il ritiro commerciale dell'energia elettrica incentivata, secondo quanto previsto dal decreto 5 luglio 2012 nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e secondo quanto previsto dal decreto 5 maggio 2011 nel caso di applicazione delle tariffe fisse onnicomprensive, e i ricavi derivanti al Gestore dei servizi energetici dalla vendita della medesima energia elettrica, ai sensi dell'articolo 9, comma 9.1, dell'Allegato A alla deliberazione 343/2012/R/EFR.
- 49.3 Possono essere posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate gli eventuali oneri finanziari netti dovuti a squilibri temporali nei flussi finanziari connessi alla gestione delle partite di cui ai precedenti commi 49.1 e 49.2.
- 49.4 Il Gestore dei servizi energetici dichiara alla Cassa, entro il giorno 15 di ciascun mese, l'ammontare degli oneri di cui ai precedenti commi 49.1 e 49.2. Detto ammontare 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 energetici.
- 49.5 La Cassa provvede a versare al Gestore dei servizi energetici, con valuta terzultimo giorno lavorativo di ciascun mese, l'ammontare di cui al comma 49.4 per la quota parte non coperta dal gettito della componente A_3 fatturato dal Gestore dei servizi energetici ai sensi del comma 40.2. Qualora il gettito della componente A_3 fatturato dal Gestore dei servizi energetici ai sensi del comma 40.2 sia superiore all'ammontare di cui al comma 49.4, il Gestore dei servizi energetici 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 energetici nel caso in cui sussistano suoi crediti allo stesso titolo, asseverati dalla Cassa.
- 49.6 Il Gestore dei servizi energetici e la Cassa trasmettono all'Autorità idonea documentazione, secondo modalità concordate con la Direzione Infrastrutture dell'Autorità, sulla situazione economica e finanziaria del conto A_3 e delle relative previsioni di onere e gettito connessi alla gestione delle partite di cui ai precedenti commi 49.1 e 49.2, nonché sugli eventuali oneri finanziari netti ad essi relativi, con evidenza dei tassi attivi e passivi applicati.
- 49.7 Il Gestore dei servizi energetici e la Cassa, per quanto di competenza, danno separata evidenza contabile delle partite economiche complessivamente connesse agli oneri di cui al precedente comma 49.2, lettere c), d), f), g), h), i), j), k), m), n), o), p), q), r), s), u), v), w), x), y), z) e aa).

Articolo 50

Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali

- 50.1 Il Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali viene utilizzato per la copertura dell'onere connesso al riconoscimento delle componenti tariffarie compensative di cui al comma 71.3.

Articolo 51

Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca

- 51.1 Il Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca viene utilizzato per finanziare le attività di ricerca di cui all'articolo 11, comma 1, del decreto 26 gennaio 2000, selezionate con le modalità di cui al decreto 8 marzo 2006.

Articolo 52

Conto qualità dei servizi elettrici

- 52.1 Il Conto qualità dei servizi elettrici è utilizzato per il finanziamento, per i rispettivi anni di competenza, dei seguenti premi:
- a) premi alle imprese distributrici in caso di recuperi aggiuntivi di continuità del servizio relativi alla durata delle interruzioni di cui al comma 23.5 del TIQE 2012-2015;
 - b) premi alle imprese distributrici in caso di recuperi aggiuntivi di continuità del servizio relativi al numero di interruzioni di cui al comma 23.6 del TIQE 2012-2015;
 - c) contributi alle imprese distributrici nei casi previsti al comma 38.8 del TIQE 2012-2015;
 - d) premi a Terna nel caso di livelli effettivi degli indicatori di qualità del servizio di trasmissione migliori del livello obiettivo, di cui al comma 7.2 della Regolazione qualità trasmissione 2012-2015, per gli anni previsti dal medesimo comma;
 - e) l'eventuale reintegro a Terna dei versamenti alle imprese distributrici eccedenti il tetto di cui al comma 11.4 della Regolazione qualità trasmissione 2012-2015, ai sensi di quanto previsto al comma 11.6 della medesima Regolazione qualità trasmissione 2012-2015.

Articolo 53

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

- 53.1 Il Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica è utilizzato per il finanziamento di interventi di gestione e controllo della domanda di energia realizzati conformemente alle deliberazioni dell'Autorità nonché:
- a) gli oneri sostenuti dall'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) per l'attività di cui all'articolo 4 della deliberazione n. 4/06, ai sensi del comma 5.1 della medesima deliberazione;
 - b) gli oneri sostenuti dalle imprese distributrici per l'attuazione del programma di campagne informative e di sensibilizzazione a supporto dell'efficienza energetica negli usi finali eseguite dai distributori ai sensi dell'Articolo 13, comma 6, del decreto 20 luglio 2004, ai sensi del comma 2.6 della deliberazione n. 235/05;

- c) gli oneri relativi al conseguimento degli obiettivi di cui al decreto ministeriale 20 luglio 2004, come aggiornati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007;
- d) gli oneri sostenuti dalla Cassa per l'esecuzione delle attività ad essa assegnate ai sensi dell'articolo 13 del decreto 20 luglio 2004, approvate con decreto ministeriale 22 dicembre 2006 come modificato dal decreto 21 dicembre 2007.

Articolo 54

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

- 54.1 Il Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, viene utilizzato per la copertura degli squilibri connessi ai meccanismi di cui alla Parte III del presente Allegato.
- 54.2 Il Conto può essere altresì utilizzato in relazione:
 - a) al meccanismo di penalità ai sensi dell'Articolo 29;
 - b) alla copertura della maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati ai sensi dell'Articolo 12;
 - c) alla copertura degli oneri di cui all'articolo 3 della deliberazione 19 dicembre 2013, 607/2013/R/EEL;
 - d) al meccanismo di garanzia del livello di ricavo riconosciuto per il servizio di trasmissione di cui al comma 16.3.

Articolo 55

Conto per le integrazioni tariffarie

- 55.1 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 n. 10/91.

Articolo 56

Conto oneri per certificati verdi

- 56.1 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.
- 56.2 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 57

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

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

Articolo 58

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

- 58.1 Il Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità viene utilizzato per l'anticipo a Terna di una quota parte degli oneri conseguenti alla remunerazione dei servizi di interrompibilità sostenuti dalla medesima Terna per gli anni dal 2004 a 2006, ai sensi della deliberazione n. 151/03 e dal 2007 al 2012 ai sensi delle deliberazioni n. 289/06, n.122/07, ARG/elt 201/09 e ARG/elt 15/10.
- 58.2 La Cassa riconosce a Terna un importo corrispondente alla differenza, se positiva, tra i costi sostenuti per la remunerazione del servizio di interrompibilità ai sensi delle deliberazioni n. 151/03, n. 289/06, n.122/07, ARG/elt 201/09 e ARG/elt 15/10, e il gettito nella disponibilità di Terna conseguente alla applicazione delle disposizioni di cui articolo 73, della deliberazione n. 111/06.
- 58.3 Terna trasmette alla Cassa, nei termini e secondo le modalità da questa determinate, idonea documentazione e un rendiconto delle partite economiche connesse ai pagamenti relativi alla applicazione delle deliberazioni n. 151/03, n. 289/06, n. 122/07, ARG/elt 201/09 e ARG/elt 15/10.
- 58.4 Con decorrenza dal mese di giugno 2004, al termine di ciascun mese fino al 31 marzo 2013, qualora la differenza tra i ricavi conseguenti dall'applicazione dell'elemento INT relativi al terzo mese precedente ed i costi sostenuti da Terna nello stesso mese per la remunerazione del servizio di interrompibilità ai sensi della deliberazioni n. 151/03, n. 289/06, n.122/07, ARG/elt 201/09 e ARG/elt 15/10 sia positiva, Terna versa alla Cassa l'importo corrispondente; qualora detta differenza sia negativa, la Cassa versa a Terna l'importo corrispondente.
- 58.5 La Cassa registra gli importi di cui al precedente comma sul Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità.

Articolo 59

Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale

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

Articolo 60

Fondo per eventi eccezionali

- 60.1 Il Fondo per eventi eccezionali è utilizzato per il finanziamento alle imprese distributrici e a Terna degli oneri relativi ai rimborsi (o alle quote di rimborsi) erogati agli utenti nei casi previsti dal TIQE 2012 – 2015 e dalla Regolazione qualità trasmissione 2012-2015 e nelle ulteriori casistiche disciplinate dai medesimi provvedimenti.

Articolo 61

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

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

Articolo 62

Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione

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

Articolo 63

Conto oneri per la gradualità

- 63.1 Il Conto oneri per la gradualità è utilizzato per la copertura degli oneri sostenuti da Terna, derivanti dall'applicazione del corrispettivo GF ai punti di prelievo di clienti finali non domestici connessi in bassa tensione trattati orari o per fasce ai sensi del TIS diversi dall'illuminazione pubblica e diversi da quelli serviti o aventi diritto al regime di salvaguardia.

Articolo 64

Conto oneri del meccanismo di reintegrazione

- 64.1 Il Conto oneri del meccanismo di reintegrazione è utilizzato per la copertura degli ammontari riconosciuti agli esercenti la salvaguardia partecipanti al meccanismo di reintegrazione di cui alla deliberazione 370/2012/R/EEL.

Articolo 65

Conto per il funzionamento del SII

- 65.1 Il Conto per il funzionamento del SII è utilizzato per la copertura degli oneri riconosciuti ad Acquirente Unico S.p.A. per l'attività di gestione del SII ai sensi del TIS.

Articolo 66

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

- 66.1 Il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio è destinato alla gestione dei meccanismi di tutela dei clienti del settore elettrico in stato di disagio, di cui al decreto 28 dicembre 2007.

Articolo 67

Conto per il rischio creditizio

- 67.1 Il Conto per il rischio creditizio è utilizzato per i versamenti degli indennizzi a favore dei venditori del mercato libero e agli esercenti la maggior tutela uscente a carico del cliente finale moroso, secondo le modalità previste dall'Allegato B della deliberazione ARG/elt 191/09.

Articolo 68

Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale

- 68.1 Il Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale è utilizzato per le finalità di cui all'articolo 32 del decreto legislativo n. 28/11.

Articolo 69

Fondo utenti MT

- 69.1 Il Fondo utenti MT è destinato a finanziare iniziative a sostegno degli utenti MT, come regolate dal TIQE 2012-2015.

Articolo 69 bis

Conto per la copertura delle agevolazioni riconosciute alle imprese a forte consumo di energia elettrica

69bis.1 Il Conto per la copertura delle agevolazioni riconosciute alle imprese a forte consumo di energia elettrica è destinato a finanziare la copertura del minor gettito derivante dall'applicazione delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica di cui al decreto 5 aprile 2013.

PARTE V

REGIMI TARIFFARI SPECIALI AL CONSUMO

Articolo 70

Deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC

- 70.1 Le aliquote delle componenti *A* dovute da imprese a forte consumo di energia elettrica, parti di contratti di cui al comma 2.2, lettera g), per i consumi mensili eccedenti gli 8 GWh sono pari a 0.
- 70.1bis Le aliquote delle componenti *A* dovute da imprese a forte consumo di energia elettrica, parti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da h) a j), per i consumi mensili eccedenti i 12 GWh sono pari a 0.
- 70.2 Le componenti tariffarie *A* e *UC* si applicano nella misura ridotta fissata dall'Autorità all'energia elettrica ceduta alla società Ferrovie dello Stato S.p.A. ai sensi dell'articolo 4 del DPR n. 730/63.
- 70.3 Per il soggetto per il quale il comma 70.2 prevede l'applicazione delle componenti tariffarie *A* e *UC* in misura ridotta, le disposizioni di cui al comma 70.1 si applicano solo ai consumi eccedenti i quantitativi per i quali è prevista l'applicazione delle componenti tariffarie *A* e *UC* in misura ridotta.
- 70.4 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.
- 70.5 Ai clienti finali parti di contratti di cui al comma 2.2, lettera d), 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).
- 70.6 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;
- 70.7 La deroga di cui al comma 70.6 si applica anche ai punti di prelievo relativi a clienti finali nella cui disponibilità si trova una porzione della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99.
- 70.8 La componente tariffaria A_S è posta pari a zero per le attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2, lettera a), ammesse a godere della compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica di cui al comma 2.1 del TIBEG.
- 70.9 Le componenti tariffarie A_E sono poste pari a zero per i punti di prelievo in media, alta e altissima tensione nella titolarità delle imprese a forte consumo di energia elettrica.
- 70.10 Ai clienti finali parti di contratti di cui al comma 2.2, lettere c) e d), con potenza disponibile superiore ai 16,5 kW, e di cui al comma 2.2, lettere f) e g), le componenti tariffarie A e UC si applicano in misura ridotta, secondo modalità stabilite dall'Autorità, in applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 23, commi 1 e 2 del decreto legge n. 91/14.
- 70.11 Quanto previsto dal comma 70.10 non si applica ai punti di prelievo di bassa e media tensione nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica.
- 70.12 Le componenti tariffarie A, UC e MCT nel caso di ASSPC si applicano secondo quanto previsto dal presente provvedimento, ferme restando le deroghe di cui al TISSPC.
- 70.13 Nel caso di ASSPC qualificati dal GSE come SEU o SEESEU, le componenti tariffarie A e MCT, si applicano anche all'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete pubblica nella misura prevista dall'articolo 24 del decreto legge n. 91/14, secondo modalità operative stabilite dall'Autorità con la deliberazione 609/2014/R/EEL e ferma restando l'applicazione della componente MCT ai SEESEU-C secondo i criteri di cui all'articolo 12 del TISSPC. Quanto detto non si applica agli ASSPC in cui sono presenti impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza cumulata complessiva non superiore a 20 kW e per i quali sia erogato il servizio di scambio sul posto.
- 70.14 La Cassa destina gli importi derivanti dall'applicazione di quanto previsto dal comma 70.13:
- in quota parte al Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue di cui al comma 47.1, lettera a);
 - in quota parte al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, di cui al comma 47.1, lettera b);
 - in quota parte al Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, di cui al comma 47.1, lettera c);
 - in quota parte al Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca, alimentato dalla componente tariffaria, di cui al comma 47.1, lettera d);
 - in quota parte al Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, di cui al comma 47.1, lettera e);

- in quota parte al Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4, comma 1, della legge n. 368/03, di cui al comma 47.1, lettera m);
- in quota parte al Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio, di cui al comma 47.1, lettera q),
- in funzione delle aliquote pubblicate dall'Autorità, nel rispetto del principio di competenza.

Articolo 71

Regimi tariffari speciali

- 71.1 Le norme previste dal presente articolo si applicano alla società Ferrovie dello Stato S.p.A. ai sensi dell'articolo 4 del DPR n. 730/63.
- 71.2 I clienti finali di cui al comma 71.1 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 71.3.
- 71.3 A ciascun cliente finale di cui al comma 71.1, la Cassa versa mensilmente, con le modalità dalla stessa definite, tenuto conto di quanto previsto dal comma 71.2, una componente tariffaria compensativa, espressa in centesimi di euro/kWh, pari a:

$$CC = a - b + OG$$

dove:

- *CC* è la componente tariffaria compensativa;
 - *a* sono 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* sono 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*;
 - *OG* sono, con esclusivo riferimento ai punti di prelievo nella disponibilità di Ferrovie dello Stato S.p.A. e destinati alla fornitura di energia elettrica per i soli usi connessi con l'esercizio ferroviario ai sensi della convenzione di cui all'articolo 4 del DPR n. 730/63, gli addebiti relativi all'applicazione delle componenti tariffarie *A* e *UC* ai sensi della normativa vigente.
- 71.4 Il corrispettivo relativo al servizio di vendita per la determinazione del parametro *b* di cui al precedente comma 71.3 è determinato secondo le disposizioni di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/elt 47/08.
- 71.5 Ai fini del calcolo della componente tariffaria compensativa di cui al comma 71.3, gli addebiti di cui al parametro *a* del medesimo comma vengono determinati, nel caso in cui l'opzione tariffaria più conveniente non preveda una componente espressa in centesimi di euro/kW impegnato, utilizzando, per la definizione della potenza impegnata, il rapporto tra l'energia elettrica consumata e la potenza impegnata relativo all'ultimo anno di disponibilità di tale informazione.

- 71.6 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto al comma 71.3, 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 Ct nello stesso bimestre o trimestre fino al 31 dicembre 2005 e del parametro RS di cui al comma 69.7 dall'1 gennaio 2006.
- 71.7 Il parametro RS, aggiornato trimestralmente, è pari alla media aritmetica dei valori orari del PUN, nelle ore denominate *off-peak* come definite dagli articoli 1 e 2 della deliberazione n. 300/05, registrati nel semestre antecedente il mese che precede l'aggiornamento.

Articolo 72

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

- 72.1 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 DPR n. 670/72.