

TESTO INTEGRATO

**DELLE DISPOSIZIONI PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI
TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA**

(TIT)

(2020-2023)

Versione approvata con deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL

SOMMARIO

PARTE I DEFINIZIONI	6
Articolo 1 Definizioni	6
PARTE II REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI	21
TITOLO 1 DISPOSIZIONI GENERALI	21
Articolo 2 Ambito oggettivo	21
Articolo 3 Criteri generali di regolazione dei corrispettivi	22
Articolo 4 Obblighi informativi per gli esercenti ai fini tariffari	23
Articolo 5 Definizione e pubblicazione delle tariffe	24
Articolo 6 Richieste di rettifica	25
TITOLO 2 TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI FINALI.....	26
Articolo 7 Tariffa di trasmissione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali..	26
TITOLO 3 TARIFFA PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI FINALI.....	27
Articolo 8 Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione	27
Articolo 9 Tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione	27
Articolo 10 Punti di emergenza	28
Articolo 11 Aggiornamento delle componenti delle tariffe di riferimento e della tariffa obbligatoria	28
Articolo 12 Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di distribuzione	30
Articolo 13 Salvaguardia degli effetti di incentivazione per investimenti dei precedenti periodi regolatori	30
TITOLO 4 CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTICA PER LE IMPRESE DISTRIBUTTRICI E PER I PRODUTTORI	31
Articolo 14 Corrispettivi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributtrici dalla rete di trasmissione nazionale	31
Articolo 15 Corrispettivi per i servizi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributtrici dalle reti di distribuzione	31

Articolo 16 Corrispettivi per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica prelevata dai produttori di energia elettrica	31
Articolo 17 Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di trasmissione	32
Articolo 18 Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di trasmissione	34
Articolo 19 Salvaguardia degli effetti di incentivazione per investimenti dei precedenti periodi regolatori	35
Articolo 20 Remunerazione dei proprietari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema di trasmissione	36
<i>TITOLO 5 CORRISPETTIVI PER I PRELIEVI DI ENERGIA REATTIVA</i>	37
Articolo 21 Disposizioni generali in materia di prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali bassa e media tensione.....	37
Articolo 22 Corrispettivi per prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in bassa e media tensione	37
Articolo 23 Aggiornamento dei corrispettivi per prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in bassa e media tensione	37
Articolo 24 Ricavi relativi ai corrispettivi per energia reattiva applicati dalle imprese distributrici nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in bassa e media tensione	38
Articolo 25 Corrispettivi per energia reattiva applicati dalle imprese distributrici nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in alta e altissima tensione.....	38
Articolo 26 Corrispettivi per prelievi di energia reattiva nei punti di interconnessione.	38
<i>TITOLO 6 CORRISPETTIVI APPLICATI ALLE UTENZE DOMESTICHE IN BASSA TENSIONE PER LA REMUNERAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA</i>	40
Articolo 27 Tariffa obbligatoria TD	40
PARTE III REGIME DI PEREQUAZIONE	41
Articolo 28 Criteri generali di perequazione	41
Articolo 29 Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per le imprese distributrici	43
Articolo 30 Perequazione dei costi di trasmissione	44
Articolo 31 Promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici	44
PARTE IV REGIMI TARIFFARI SPECIALI AL CONSUMO	46
Articolo 32 Regime tariffario speciale alla società RFI-Rete Ferroviaria Italiana per l'energia elettrica per i servizi di trasporto ferroviari.....	46

Articolo 33 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	48
PARTE V PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE	49
TITOLO 1 IMPOSIZIONE	49
Articolo 34 Fissazione delle componenti tariffarie A e UC	49
TITOLO 2 ESAZIONE DEL GETTITO	52
Articolo 35 Disposizioni generali	52
Articolo 36 Esazione delle componenti tariffarie A	52
Articolo 37 Esazione della componente UC ₆ e degli importi destinati al conto qualità dei servizi elettrici	53
Articolo 38 Esazione degli importi destinati al Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica	53
Articolo 39 Esazione della componente UC ₃	53
Articolo 40 Esazione degli importi destinati al Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali	54
TITOLO 3 GESTIONE DEL GETTITO	55
Articolo 41 Istituzione dei conti di gestione	55
Articolo 42 Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue	57
Articolo 43 Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate	58
Articolo 44 Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali	62
Articolo 45 Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca	62
Articolo 46 Conto qualità dei servizi elettrici	62
Articolo 47 Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni	63
Articolo 48 Conto per le integrazioni tariffarie	63
Articolo 49 Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica	63
Articolo 50 Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità	63
Articolo 51 Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale	64
Articolo 52 Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali	65
Articolo 53 Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela	65
Articolo 54 Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione	65
Articolo 55 Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio	66

Articolo 56 Conto oneri per il meccanismo di reintegrazione.....	66
Articolo 57 Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale	66
Articolo 58 Conto per la copertura delle agevolazioni riconosciute alle imprese a forte consumo di energia elettrica.....	66
Articolo 59 Conto per il sistema indennitario.....	66
Articolo 60 Conto a copertura del rischio connesso al rating e alla parent company guarantee.....	67
Articolo 61 Conto progetti consumatori	67
PARTE VI ULTERIORI DISPOSIZIONI IN MERITO ALL'APPLICAZIONE DELLE COMPONENTI A E UC.....	68
Articolo 62 Applicazione delle componenti tariffarie A e UC nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo e di sistemi di distribuzione chiusi.....	68
Articolo 63 Deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC	68
SCHEDA 1 - ARTICOLO 31 - Promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici	70

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 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente;
 - **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 per i servizi energetici e ambientali;
 - **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 o linee private;
 - **codice di rete distribuzione** è il codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica, approvato con la deliberazione 4 giugno 2015, 268/2015/R/EEL come successivamente modificata e integrata;
 - **componente A_{RIM}** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, centesimi di euro/kW impegnato per anno e centesimi di euro/kWh a copertura degli oneri generali diversi da quelli relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione CIP 6/92;
 - **componente A_{SOS}** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, centesimi di euro/kW impegnato per anno e centesimi di euro/kWh a copertura degli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione CIP 6/92;
 - **componente CTR_E** è la quota energia della componente tariffaria CTR , espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione applicata alle imprese distributrici;
 - **componente CTR_P** è la quota potenza della componente tariffaria CTR , espressa in centesimi di euro/kW, a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione applicata alle imprese distributrici;
 - **componente CTR^{ITC}** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kW, a copertura degli oneri derivanti a Terna dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia

elettrica su reti elettriche estere dovuti agli scambi transfrontalieri di energia elettrica (c.d. meccanismo di *Inter-TSO compensation*);

- **componente CTR^{MIS}** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kW, a copertura dei costi di capitale afferenti l'attività di misura per le funzioni attribuite al gestore del sistema di trasmissione, a partire dall'1 gennaio 2017, con deliberazione 458/2016/R/EEL;
- **componente CTR^{PdD}** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kW, a copertura dei costi di capitale e operativi riconosciuti per la remunerazione del Piano di difesa di cui all'articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03;
- **componente $CTR^{Premium}$** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kW, a copertura dei costi riconosciuti per la maggiore remunerazione degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione e per gli incentivi tariffari per lo sviluppo della rete di trasmissione;
- **componente $TRAS_E$** è la componente tariffaria a copertura dei costi di trasmissione, espressa in centesimi di euro/kWh, applicata all'energia prelevata nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali di cui al comma 2.2, lettere da b) a i);
- **componente $TRAS_P$** è la componente tariffaria a copertura dei costi di trasmissione, espressa in centesimi di euro/kW, applicata all'energia prelevata nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali di cui al comma 2.2, lettere da g) a i);
- **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_6** sono le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;
- **componente $\rho_{1,c}(dis)$** è la componente tariffaria della tariffa di riferimento TVI , espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione;
- **componente $\rho_{3,c}(dis)$** è la componente tariffaria della tariffa di riferimento TVI , espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione;
- **componente σ_1** è la componente tariffaria della tariffa obbligatoria TD, 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 obbligatoria TD, 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 obbligatoria TD, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione;
- **costi “comprimibili”** sono i costi efficientabili sostenuti dal gestore del sistema di trasmissione per le attività legate al rispetto degli obblighi derivanti dall’adozione di Regolamenti europei ovvero all’integrazione del mercato elettrico italiano nel mercato unico europeo (c.d. attività legate ai profili euro-unitari), nonché i costi per le attività legate allo sviluppo del mercato della capacità (*capacity market*);
- **costi “incomprimibili”** sono i costi sostenuti dal gestore del sistema di trasmissione in relazione alle seguenti attività:
 - sviluppo e la gestione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione (GAUDÌ);
 - partecipazioni ad accordi e organismi transnazionali previsti dalla normativa europea, diversi dai costi “comprimibili” e segnatamente:
 - partecipazione alla società CORESO S.A.;
 - adesione al progetto *Pre and Post Coupling*;
 - partecipazione a ENTSO-E, di cui al regolamento 2019/943;
 - i costi sostenuti per il trasferimento alla società CASC.EU – ora JAO SA – di tutte le procedure di allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera effettuate per mezzo di asta esplicita;
 - adesione al progetto TERRE (*Trans European Replacement Reserve Exchange*);
 - adesione al progetto MRC PROJECT (*Multi-Regional Coupling*);
 - i costi sostenuti per il trasferimento alla società SEE CAO delle procedure di allocazione dei diritti di trasmissione sulla nuova interconnessione Italia – Montenegro effettuate per mezzo di asta esplicita;
 - adesione al progetto RSC GR-IT (*Regional Security Coordinator Greece-Italy*);
 - oneri derivanti dall’adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere dovuti agli scambi transfrontalieri di energia elettrica (cd *Inter TSO Compensation*);
- **dispacciamento** è il servizio di dispacciamento di cui alla deliberazione n. 111/06 come successivamente modificata e integrata;
- **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 Allegato;
- **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 di 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, 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 decreto legislativo 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 in concessione ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99;
- **impresa a forte consumo di energia elettrica** è un'impresa che soddisfa le condizioni di cui all'articolo 3 del decreto 21 dicembre 2017;
- **impresa a forte consumo di energia elettrica di cui al decreto 5 aprile 2013** 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), o, a partire dalla competenza 2015, relativo ai codici estrattivi NACE;
- **media tensione (MT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV;
- **misura dell'energia elettrica** è l'attività di misura finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica e della potenza, attiva e reattiva;
- **misuratore di energia elettrica** è un dispositivo funzionale alla misura dell'energia elettrica, destinato a misurare l'energia elettrica e la potenza attiva, ed eventualmente reattiva, mediante integrazione della potenza rispetto al tempo;
- **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;
- **potenza di interconnessione tra RTN e reti di distribuzione** è la media dei valori massimi delle potenze prelevate dalle imprese distributrici dai punti di interconnessione con la RTN in ciascuno degli ultimi 12 mesi disponibili al momento della determinazione della componente CTR_P , determinate a livello aggregato di cabina primaria e considerando esclusivamente l'energia netta prelevata dalla RTN;
- **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 o di continuità di servizi di pubblica utilità 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 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;
- **produttore di energia elettrica o produttore** è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell' impianto; è l' intestatario dell' officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, nonché l' intestatario delle autorizzazioni alla realizzazione e all' esercizio dell' impianto di produzione;
- **punto di connessione** è il confine fisico, tra una rete elettrica e l' impianto dell' utente, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell' energia elettrica;
- **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 connessione secondario** è qualsiasi punto di connessione di un' utenza elettrica o di un ASSPC diverso dal punto di connessione principale;
- **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 di 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 gestore del sistema di trasmissione e ai fini della perequazione generale, sono assimilati a punti di interconnessione tra una rete di distribuzione e la *RTN*;
- **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 similari 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 ricarica elettrica o punto di ricarica** è un'interfaccia in grado di caricare un veicolo elettrico alla volta;
- **punto di ricarica in luoghi accessibili al pubblico** è un punto di ricarica elettrica che garantisce un accesso non discriminatorio a tutti gli utenti. L'accesso non discriminatorio può comprendere condizioni diverse di autenticazione, uso e pagamento. A tal fine, si considera punto di ricarica aperto al pubblico:
 - i) un punto di ricarica la cui area di stazionamento è accessibile al pubblico, anche mediante autorizzazione e pagamento di un diritto di accesso;
 - ii) un punto di ricarica collegato a un sistema di autovetture condivise e accessibile a terzi, anche a seguito del pagamento del servizio di ricarica;
- **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 di distribuzione** sono l'insieme delle reti elettriche gestite dalle imprese distributrici concessionarie al fine dello svolgimento e dell'erogazione del pubblico servizio di distribuzione come disciplinato dall'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99 ovvero dall'articolo 1-ter del DPR 235/77; le reti di distribuzione sono composte dalle reti di proprietà delle imprese distributrici concessionarie e dai tratti delle reti e delle linee di proprietà di soggetti non concessionari dell'attività di distribuzione;
- **rete elettrica** è il sistema elettrico a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non può essere ricondotto ad uno schema semplificato in cui ci sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale; un tale sistema è pertanto riconducibile ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica; in una rete elettrica il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione o distribuzione; in particolare, l'insieme delle reti elettriche è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le reti con obbligo di connessione di terzi e i sistemi di distribuzione chiusi (SDC);
- **reti interne d'utenza (RIU)** sono le reti interne d'utenza di cui all'articolo 33 della legge n. 99/09, inserite nell'elenco di cui alla tabella A della deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive modifiche ed integrazioni;
- **reti con obbligo di connessione di terzi** è una qualsiasi rete elettrica gestita da un soggetto titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica rilasciata ai sensi degli articoli 3 o 9 del decreto legislativo 79/99 ovvero dell'articolo 1-ter del DPR 235/77; tale gestore ha l'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche previste; l'insieme delle reti con obbligo di connessione di terzi è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le reti elettriche utilizzate dal gestore del sistema di trasmissione per l'erogazione del servizio di trasmissione e le reti di distribuzione;
- **servizio di maggior tutela o maggior tutela** è il servizio di vendita di energia elettrica di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto legge 18 giugno 2007, convertito, con modifiche, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- **servizio di misura dell'energia elettrica** coincide con l'attività di misura dell'energia elettrica;
- **servizio di salvaguardia o salvaguardia** è il servizio di vendita di energia elettrica di cui all'articolo 1, comma 4, secondo periodo del decreto legge

18 giugno 2007, convertito, con modifiche, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;

- **sistema di distribuzione chiuso (SDC)** è una rete elettrica, che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che, a eccezione dei casi di cui all'articolo 6, comma 6.1, del TISDC, non rifornisce clienti civili. Tale sistema, nella titolarità e gestione di soggetti diversi dal gestore del sistema di trasmissione e dalle imprese distributrici concessionarie, è caratterizzato dal fatto che, per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure dal fatto che distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate. L'insieme dei SDC è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le reti interne di utenza (RIU) e gli altri SDC (ASDC);
- **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;
- **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 RTN;
- **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;
- **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 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;

- **legge n. 108/96** è la legge 7 marzo 1996, n. 108;
- **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. 290/03** è la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- **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. 167/17** è la legge 20 novembre 2017, n. 167
- **legge n. 99/09** è la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- **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 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. 28/11** è il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- **decreto legislativo n. 93/11** è il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- **decreto legge n. 35/05** è il decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito con modificazioni con legge 14 maggio 2005, n. 80;
- **decreto legge n. 5/09** è il decreto legge 10 febbraio 2009, n. 5, come convertito con legge 9 aprile 2009, n. 33;
- **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 e sue successive modificazioni;
- **DPR n. 730/63** è il decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;
- **DPR n. 670/72** è il decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670;
- **DPR n. 235/77** è il decreto del Presidente della Repubblica 26 marzo 1977, n. 235;
- **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;
- **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 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 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 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 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 28 dicembre 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 28 dicembre 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;
- **decreto 23 giugno 2016** 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, 23 giugno 2016;
- **decreto 29 dicembre 2016** è il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 dicembre 2016;
- **decreto 21 dicembre 2017** è il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, 21 dicembre 2017;
- **decreto 4 luglio 2019** è il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 4 luglio 2019;

- **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. 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. 188/05** è la deliberazione dell’Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05, come successivamente modificata e integrata;
- **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. 111/06** è la deliberazione dell’Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente modificata e integrata;
- **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. 90/07** è la deliberazione dell’Autorità 13 aprile 2007, n. 90/07;
- **deliberazione n. 122/07** è la deliberazione dell’Autorità 30 maggio 2007, n. 122/07;
- **deliberazione n. 280/07** è la deliberazione dell’Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07;
- **deliberazione n. 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 33/08** è la deliberazione dell’Autorità 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08 e il relativo Allegato A, norma del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI 0-16;
- **deliberazione ARG/elt 47/08** è la deliberazione dell’Autorità 21 aprile 2008, ARG/elt 47/08;
- **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 1/09** è la deliberazione dell’Autorità 9 gennaio 2009, ARG/elt 1/09;
- **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 e integrata;
- **deliberazione GOP 7/10** è la deliberazione dell’Autorità 1 febbraio 2010, GOP 7/10;
- **deliberazione ARG/elt 15/10** è la deliberazione dell’Autorità 9 febbraio 2010, ARG/elt 15/10, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione ARG/elt 33/10** è la deliberazione dell’Autorità 19 marzo 2010, ARG/elt 33/10;
- **deliberazione ARG/elt 52/10** è la deliberazione dell’Autorità 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10;
- **deliberazione ARG/elt 181/10** è la deliberazione dell’Autorità 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10;
- **deliberazione ARG/elt 187/10** è la deliberazione dell’Autorità 28 ottobre 2010, ARG/elt 187/10;
- **deliberazione ARG/elt 104/11** è la deliberazione dell’Autorità 28 luglio 2011, ARG/elt 104/11;
- **deliberazione ARG/elt 199/11** è la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione 84/2012/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 8 marzo 2012, 84/2012/R/EEL;
- **deliberazione 343/2012/R/EFR** è la deliberazione dell’Autorità 2 agosto 2012, 343/2012/R/EFR;
- **deliberazione 370/2012/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 20 settembre 2012, 370/2012/R/EEL come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione 513/2012/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 29 novembre 2012, 513/2012/R/EEL;
- **deliberazione 40/2013/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 31 gennaio 2013, 40/2013/R/EEL;
- **deliberazione 43/2013/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 7 febbraio 2013, 43/2013/R/EEL;
- **deliberazione 66/2013/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 21 febbraio 2013, 66/2013/R/EEL;
- **deliberazione 307/2013/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 11 luglio 2013, 307/2013/R/EEL;
- **deliberazione 634/2013/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2013, 634/2013/R/EEL;
- **deliberazione 301/2014/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 20 giugno 2014, 301/2014/R/EEL;
- **deliberazione 421/2014/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 7 agosto 2014, 421/2014/R/EEL;

- **deliberazione 242/2015/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 21 maggio 2015, 242/2015/R/EEL;
- **deliberazione 397/2015/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2015, 397/2015/R/EEL;
- **deliberazione 497/2015/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 22 ottobre 2015, 497/2015/R/EEL;
- **deliberazione 539/2015/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 12 novembre 2015, 539/2015/R/EEL;
- **deliberazione 597/2015/E/COM** è la deliberazione dell’Autorità 15 dicembre 2015, 597/2015/E/COM;
- **deliberazione 654/2015/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL;
- **deliberazione 404/2016/R/EFR** è la deliberazione dell’Autorità 14 luglio 2016, 404/2016/R/EFR;
- **deliberazione 921/2017/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 28 dicembre 2017, 921/2017/R/EEL;
- **deliberazione 922/2017/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2017, 922/2017/R/EEL;
- **deliberazione 237/2018/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 11 aprile 2018, 237/2018/R/EEL;
- **deliberazione 340/2019/R/EFR** è la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2019, 340/2019/R/EFR;
- **deliberazione 467/2019/R/EEL** è la deliberazione dell’Autorità 12 novembre 2019, 467/2019/R/EEL;
- **RTDG** è la Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2022, approvato con deliberazione 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS, come successivamente modificato e integrato;
- **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 2020-2023, approvato con deliberazione 28 marzo 2019, 114/2019/R/GAS, 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 26 settembre 2013, 402/2013/R/COM, come successivamente modificato e integrato;
- **TIC** è il Testo integrato delle condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione, approvato con la deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL;
- **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 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, come successivamente modificato e integrato;

- **TICOOP** è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per la regolamentazione delle cooperative elettriche, approvato con la deliberazione 16 febbraio 2012, 46/2012/R/EEL come successivamente modificato e integrato;
- **TIME** è il Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione del servizio di misura dell’energia elettrica, approvato con la deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL;
- **TIQE** è il Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica aggiornato per il periodo 2020-2023, approvato con la deliberazione con la deliberazione 23 dicembre 2019, 566/2019/R/EEL;
- **TIS** è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento approvato con deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, come successivamente modificato e integrato;
- **TISDC** è il Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi, approvato con la deliberazione 12 novembre 2015, 539/2015/R/EEL, come successivamente modificato e integrato;
- **TISIND** è l’Allegato A alla deliberazione 593/2017/R/COM che disciplina il Sistema Indennitario a carico del cliente finale moroso nei settori dell’energia elettrica e del gas naturale, come successivamente modificato e integrato;
- **TISP** è il Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico economiche per lo scambio sul posto, approvato con deliberazione 20 dicembre 2012, 570/2012/R/EFR, come successivamente modificato e integrato;
- **TISSPC** è il Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e di Consumo, approvato con la deliberazione 12 dicembre 2013, 578/2013/R/EEL come successivamente modificato e integrato;
- **TIUC** è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in merito agli obblighi di separazione contabile (*unbundling* contabile) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas e relativi obblighi di comunicazione, approvato con deliberazione 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM, come successivamente modificato e integrato;
- **TIV** è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’erogazione dei servizi di vendita dell’energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali, 19 luglio 2012, 301/2012/R/EEL, come successivamente modificato e integrato;
- **TIWACC** è l’allegato alla deliberazione 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM, come successivamente modificato e integrato, recante i criteri per la determinazione dell’aggiornamento del tasso di

- remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021;
- **TIQ.TRA** è il Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo 2020-2023, Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2019, 567/2019/R/EEL.

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 il periodo 1 gennaio 2020 – 31 dicembre 2023 (di seguito richiamato anche come NPR2), 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 punti di ricarica privata 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 esclusiva dei punti di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico;
 - 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 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 diverse da quelle di cui alla lettera e) del presente comma;
 - g) per utenze in alta tensione;
 - h) per utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV;
 - i) 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 dell'applicazione dei corrispettivi per i servizi di cui al comma 2.1, le misure rilevanti sono esclusivamente quelle effettuate dai misuratori di cui al TIME, in coerenza con quanto indicato nel comma 3.1 del medesimo TIME.
- 2.5 L'applicazione dei corrispettivi definiti con riferimento alla tipologia contrattuale di cui al comma 2.2, lettera c), può essere richiesta dal titolare del punto di prelievo, in alternativa a quelli riferiti alla tipologia di cui al comma 2.2, lettera d), per qualsiasi livello di potenza impegnata. Tale richiesta può essere revocata su richiesta del medesimo titolare e in tal caso si applicano corrispettivi definiti con riferimento alla tipologia contrattuale di cui al comma 2.2, lettera d).

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:
- a) fino a 6 kW, con potenze modulabili in aumento o riduzione di 0,5 kW;
 - b) oltre 6 kW e fino a 10 kW, con potenze modulabili in aumento o riduzione di 1 kW;
 - c) oltre 10 kW e fino a 30 kW, con potenze modulabili in aumento o riduzione di 5 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 nuova connessione, nel mese in cui la cessazione, il subentro o la nuova connessione 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

Obblighi informativi per gli esercenti ai fini tariffari

- 4.1 Ai fini dell'aggiornamento tariffario annuale delle tariffe per i servizi di trasmissione e distribuzione, in ciascun anno t , a partire dall'anno 2020, ciascun esercente comunica all'Autorità i dati patrimoniali, fisici ed economici secondo quanto stabilito con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* dell'Autorità.
- 4.2 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:
 - a) la corrispondenza del valore dei dati patrimoniali di cui al comma 4.1 con quelli risultanti dai bilanci certificati e dai conti annuali separati, redatti ai sensi del TIUC;
 - b) la pertinenza e la corretta imputazione dei dati patrimoniali di cui alla precedente lettera a) rispetto alle attività di distribuzione e di trasmissione dell'energia elettrica.
- 4.3 La mancata comunicazione delle informazioni di cui al comma 4.1, 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, nonché, per le imprese ammesse al regime parametrico di cui al comma 8.2, lettera b), l'utilizzo di ogni informazione disponibile e una stima delle informazioni mancanti secondo logiche di prudenza e di efficienza sulla base di criteri definiti con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* dell'Autorità.

- 4.4 I proprietari di reti di trasmissione diversi dal gestore del sistema di trasmissione sono tenuti a fornire al medesimo gestore, entro il 30 settembre di ciascun anno del NPR2, secondo modalità definite con determinazione del Direttore Infrastrutture, Energia e *Unbundling* dell'Autorità, le documentazioni necessarie al fine di ottemperare agli obblighi imposti dal presente articolo.
- 4.5 La mancata ottemperanza alle disposizioni di cui al comma 4.4 comporta la sospensione del riconoscimento ai proprietari diversi dal gestore del sistema di trasmissione della remunerazione di cui all'Articolo 18. 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 5

Definizione e pubblicazione delle tariffe

- 5.1 A decorrere dall'anno 2020, l'Autorità definisce e pubblica, entro il 15 dicembre di ciascun anno:
- a) ai fini dell'applicazione nell'anno successivo alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2:
 - i) le tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione;
 - ii) le tariffe per l'erogazione del servizio di trasmissione;
 - b) i corrispettivi per i servizi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica per le imprese distributrici e per i produttori;
 - c) i corrispettivi applicati alle utenze domestiche in bassa tensione per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura.
- 5.2 L'Autorità definisce e pubblica:
- a) per le imprese ammesse al regime individuale di cui al comma 8.2, lettera a):
 - i) entro il 31 marzo dell'anno t , in via provvisoria, le tariffe di riferimento a copertura dei costi per il servizio di distribuzione di cui all'Articolo 8, per il medesimo anno t , calcolate sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi, relativi all'anno $t-1$;
 - ii) entro il 28 febbraio dell'anno $t+1$, in via definitiva, le tariffe di riferimento a copertura dei costi per il servizio di distribuzione di cui all'Articolo 8, per l'anno t , calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi, relativi all'anno $t-1$;
 - b) per le imprese ammesse al regime parametrico di cui al comma 8.2, lettera b), entro il 31 marzo dell'anno t , le tariffe di riferimento a

copertura dei costi per il servizio di distribuzione di cui all'Articolo 8, per il medesimo anno t , calcolate sulla base dei dati patrimoniali e fisici consuntivi, relativi all'anno $t-2$.

- 5.3 Entro 30 (trenta) giorni dalla data di pubblicazione delle tariffe obbligatorie di cui al comma 5.1 da parte dell'Autorità, gli esercenti pubblicano a loro volta, sul proprio sito *internet*, le tariffe obbligatorie relative ai servizi erogati. Le medesime devono essere altresì rese disponibili presso i propri uffici aperti al pubblico.
- 5.4 Entro 45 (quarantacinque) giorni dalla pubblicazione delle tariffe di riferimento di cui all'Articolo 8, sono resi disponibili a ciascuna impresa distributrice i principali elementi informativi rilevanti ai fini dell'aggiornamento delle tariffe di riferimento medesime secondo modalità definite con determinazione del Direttore Infrastrutture, Energia e *Unbundling* dell'Autorità.

Articolo 6

Richieste di rettifica

- 6.1 Le richieste di rettifica aventi ad oggetto dati patrimoniali o fisici possono essere presentate dagli esercenti all'Autorità in ciascun anno del NPR2, secondo modalità definite con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* dell'Autorità.
- 6.2 Le richieste di rettifica sono accettate:
- a) qualora comportino vantaggi per i clienti finali, con decorrenza dall'anno tariffario a cui è riferibile l'errore;
 - b) qualora comportino vantaggi per il gestore di rete, con decorrenza dall'anno tariffario successivo a quello della richiesta di rettifica.
- 6.3 Le richieste di rettifica di cui al presente articolo comportano l'applicazione di una indennità amministrativa a carico dell'impresa che richiede la rettifica pari all'1% della variazione del livello dei ricavi attesi causato dalla medesima rettifica, con un minimo pari a 1.000 (mille) euro.
- 6.4 L'indennità amministrativa di cui al comma 6.3 è applicata dalla Cassa ed è versata 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 47.

TITOLO 2
TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA
PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI FINALI

Articolo 7

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

- 7.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a i), una tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione.
- 7.2 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 i), 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 g) a i), ed assume i valori di cui alla tabella 1.
- 7.3 I valori delle componenti tariffarie per il servizio di trasmissione, applicate alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettera a), sono disciplinati ai sensi dell'Articolo 27.
- 7.4 Le componenti $TRAS_E$ e $TRAS_P$ sono aggiornate annualmente tenendo conto di quanto disposto all'Articolo 17.

TITOLO 3
TARIFFA PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA
ELETTRICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI
FINALI

Articolo 8

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione

- 8.1 La tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione è denominata tariffa $TVI(dis)$ ed è costituita dalle componenti:
- a) $\rho_{1,c}(dis)$, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo, distinta per tipologia di contratto c ;
 - b) $\rho_{3,c}(dis)$, espressa in centesimi di euro/kWh, distinta per tipologia di contratto c .
- 8.2 Le quote parti della tariffa di riferimento $TVI(dis)$ a copertura dei costi di capitale sono determinate sulla base:
- a) dei dati patrimoniali di ciascuna impresa (regime individuale), per le imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo;
 - b) secondo i criteri di cui all'articolo 2 della deliberazione 237/2018/R/EEL (regime parametrico) per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.
- 8.3 La tariffa di riferimento $TVI(dis)$ per le imprese di cui al comma 8.2, lettera b), è calcolata tenendo conto del meccanismo di gradualità di cui all'Articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL.

Articolo 9

Tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione

- 9.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a i), una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione.
- 9.2 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 27.
- 9.3 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 i) sono fissati nella tabella 3.

Articolo 10

Punti di emergenza

- 10.1 Ai fini dell'applicazione delle tariffe obbligatorie di cui all'Articolo 9, 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 NPR2, l'Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti della tariffa di riferimento, di cui ai commi 8.1, a copertura dei costi operativi, applicando:
- 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;
 - il tasso annuale di recupero di produttività;
 - 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 NPR2, il tasso annuale di recupero di produttività di cui al comma 11.1, lettera b), è pari all'1,3%.
- 11.3 Nel corso del NPR2, l'Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti di cui al comma 8.1, a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, per le imprese ammesse al regime individuale, applicando:
- 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;
 - il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato differenziato per ciascuna impresa distributrice *m*;
 - i tassi di variazione collegati agli investimenti netti realizzati, per ciascun livello di tensione, differenziati per ciascuna impresa distributrice *m*.
- 11.4 Ai fini di quanto previsto al comma 11.3, 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, i contributi previsti dal TICA per la

connessione di punti di immissione, comunque determinati, nonché i contributi a *forfait* di cui alle tabelle 1, 3, 4, 5 e 6 del TIC.

- 11.5 Nel corso del NPR2, l’Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti di cui al comma 8.1, a copertura degli ammortamenti, per le imprese ammesse al regime individuale, applicando:
- 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;
 - il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato differenziato per ciascuna impresa distributrice *m*;
 - 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, per ciascun livello di tensione, differenziato per ciascuna impresa distributrice *m*;
 - il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi entrati in esercizio, per ciascun livello di tensione, differenziato per ciascuna impresa distributrice *m*.
- 11.6 Nel corso del NPR2, l’Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti di cui al comma 8.1, a copertura dei costi di capitale, per le imprese ammesse al regime parametrico, sulla base delle disposizioni di cui ai commi 3.2, 3.3 e 3.4 della deliberazione 237/2018/R/EEL.
- 11.7 Nel corso del NPR2, l’Autorità aggiorna entro il 15 dicembre di ogni anno le tariffe obbligatorie di cui all’Articolo 9, 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.
- 11.8 Ai fini di quanto previsto al comma 11.5, 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 di cui al comma 11.4, calcolate assumendo convenzionalmente una vita utile ai fini tariffari pari a 35 anni.
- 11.9 Le quote di ammortamento di eventuali contributi pubblici in conto capitale percepiti a partire dall’anno 2016 non sono portate in detrazione della quota di ammortamento riconosciuta di cui al precedente comma 11.8 per tre anni, e comunque fino al raggiungimento di una soglia massima pari al 10% del valore del contributo percepito.
- 11.10 Gli investimenti relativi al rifacimento o potenziamento di colonne montanti risalenti ad anni successivi all’anno 1985, o realizzate tra il 1970 e il 1985 e che non presentino le criticità di cui al comma 134bis.1, lettera b. dell’Allegato A della deliberazione 467/2019/R/EEL, esclusi dalla regolazione sperimentale prevista al sottotitolo 3A della Parte III del TIQE, sono riconosciuti, ai fini

della determinazione dei costi di capitale, nei limiti dei costi unitari massimi di cui alle tabelle 22a, 22b e 22c della deliberazione 467/2019/R/EEL medesima, e classificati secondo i cespiti previsti dalla tabella 6.

Articolo 12

Remunerazione riconosciuta 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 Salvo quanto disposto dai successivi commi 12.3, 13.1 e 13.2, per il NPR2 il tasso di remunerazione riconosciuto agli investimenti per il servizio di distribuzione è fissato pari al valore riportato nella tabella 4 del TIWACC.
- 12.3 Agli investimenti per il servizio di distribuzione entrati in esercizio nel periodo 2012-2014 il riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione pari all'1% previsto dalle disposizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11 viene garantito tramite una maggiorazione forfettaria del valore delle immobilizzazioni nette.

Articolo 13

Salvaguardia degli effetti di incentivazione per investimenti dei precedenti periodi regolatori

- 13.1 Fermo restando quanto previsto al comma 5.2 della deliberazione 568/2019/R/EEL, agli 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 al comma 12.4 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11, per le relative tipologie e durate.
- 13.2 Fermo restando quanto previsto al comma 5.2 della deliberazione 568/2019/R/EEL, agli investimenti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2011 e fino al 31 dicembre 2015, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata al comma 12.5 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11, per le relative tipologie e durate.

TITOLO 4
***CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE
DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE IMPRESE DISTRIBUTTRICI E PER I
PRODUTTORI***

Articolo 14

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

- 14.1 Ciascuna impresa distributtrice che preleva energia elettrica dalla *RTN* riconosce al gestore del sistema di trasmissione un corrispettivo determinato applicando:
- a) la componente CTR_E , espressa in centesimi di euro/kWh, fissata nella tabella 7, alla somma dell'energia elettrica netta:
 - i) prelevata dall'impresa medesima dalla *RTN*, aumentata del fattore percentuale di cui alla tabella 4 del *TIS* per tenere conto delle perdite di energia elettrica nei punti di interconnessione tra reti;
 - ii) immessa nella rete dell'impresa medesima nei punti di interconnessione virtuale alla *RTN*, aumentata del fattore percentuale di cui alla tabella 4 del *TIS* per tenere conto delle perdite di energia elettrica nei punti di interconnessione tra reti;
 - b) la componente CTR_P , espressa in centesimi di euro/kWh, fissata nella tabella 7, alla potenza di interconnessione tra *RTN* e reti di distribuzione prelevata dall'impresa medesima dalla *RTN*.

Articolo 15

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

- 15.1 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 di cui all'Articolo 7 per il servizio di trasmissione e all'Articolo 9 per il servizio di distribuzione previsti per le tipologie di contratto di cui al comma 2.2, lettere d), f), g), h) e i), secondo il livello di tensione del punto di interconnessione.

Articolo 16

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

- 16.1 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 16.2.

- 16.2 Le condizioni di cui al precedente comma 16.1 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 RTN, il gestore del sistema di trasmissione trasmette mensilmente alle imprese distributrici competenti i dati delle potenze prelevate.

Articolo 17

Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di trasmissione

- 17.1 Nel corso del NPR2, l'Autorità aggiorna annualmente in ciascun anno t a valere per l'anno $t+1$ la quota parte a copertura dei costi operativi delle componenti CTR_E e CTR_P applicando:
- 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;
 - il tasso annuale di recupero di produttività;
 - 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;
 - il tasso di variazione annuale relativo ai ricavi netti oggetto di simmetrica ripartizione tra gestore del sistema di trasmissione e clienti finali derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico.
- 17.2 Nel corso del NPR2, ai fini dell'aggiornamento della quota parte a copertura dei costi comprimibili, si applicano le medesime disposizioni di cui al comma 17.1, lettere da a) a c);
- 17.3 Nel corso del NPR2, l'Autorità aggiorna annualmente in ciascun anno t a valere per l'anno $t+1$ la quota parte a copertura dei costi incomprimibili applicando:
- il tasso di variazione collegato all'adeguamento delle necessità di gettito attese per il medesimo anno tariffario $t+1$, comunicate dal gestore del sistema di trasmissione e verificate positivamente dall'Autorità;
 - il tasso di variazione collegato ad eventuali scostamenti tra il gettito atteso, riconosciuto nell'anno $t-1$, e i valori effettivamente rilevati a consuntivo relativi al medesimo anno $t-1$.

- 17.4 Per il NPR2 il tasso annuale di recupero di produttività di cui al comma 17.1, lettera b), è pari a 0,4%.
- 17.5 Nel corso del NPR2, l'Autorità aggiorna annualmente, in ciascun anno t a valere per l'anno $t+1$, la quota parte a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito delle componenti CTR_E e CTR_P nonché delle componenti CTR^{PdD} , $CTR^{Premium}$ e CTR^{MIS} applicando:
- 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;
 - il tasso di variazione collegato agli investimenti netti entrati in esercizio, 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;
 - il tasso di variazione associato ad eventuali scostamenti tra il ricavo riconosciuto nell'anno t , determinato sulla base dei dati di investimento di *pre-consuntivo* per l'anno $t-1$, e il medesimo ricavo rideterminato *pro-forma* sulla base dei dati di investimento di *consuntivo* entrati in esercizio, tenendo conto dell'onere finanziario associato assunto pari al tasso di remunerazione del capitale investito netto.
- 17.6 Ai fini di quanto previsto al comma 17.5, è portato in detrazione dal valore dell'attivo immobilizzato netto il valore netto di eventuali contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.
- 17.7 Nel corso del NPR2, l'Autorità aggiorna annualmente in ciascun anno t a valere per l'anno $t+1$ la quota parte a copertura degli ammortamenti delle componenti CTR_E e CTR_P , nonché delle componenti CTR^{PdD} e CTR^{MIS} , applicando:
- 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;
 - 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;
 - il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.
- 17.8 Nel corso del NPR2, l'Autorità aggiorna annualmente, in ciascun anno t a valere per l'anno $t+1$, la componente CTR^{ITC} applicando:
- il tasso di variazione collegato all'adeguamento delle necessità di gettito attese per il medesimo anno tariffario $t+1$, comunicate dal gestore del sistema di trasmissione;
 - il tasso di variazione collegato ad eventuali scostamenti tra il gettito atteso, riconosciuto nell'anno $t-1$, e i valori effettivamente rilevati a *consuntivo* relativi al medesimo anno $t-1$.

- 17.9 Ai fini di quanto previsto al comma 17.7, 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 di eventuali contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti, calcolate assumendo convenzionalmente una vita utile ai fini tariffari pari a 45 anni.
- 17.10 Le quote di ammortamento di eventuali contributi pubblici in conto capitale percepiti a partire dall'anno 2016 non sono portate in detrazione della quota di ammortamento riconosciuta di cui al precedente comma 17.9 per i primi cinque anni, e comunque fino al raggiungimento di una soglia massima pari al 10% del valore del contributo percepito.
- 17.11 Nel corso del NPR2, l'Autorità aggiorna annualmente per l'anno $t+1$ le componenti tariffarie $TRAS_E$ e $TRAS_P$ con l'obiettivo di garantire l'equilibrio tra il gettito nazionale derivante dall'applicazione delle medesime tariffe e il ricavo ammesso, a livello nazionale, dalle componenti CTR_E e CTR_P come aggiornate ai sensi del presente articolo.

Articolo 18

Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di trasmissione

- 18.1 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.
- 18.2 Salvo quanto disposto dal successivo comma 18.3 e dal successivo Articolo 19, per il NPR2 il tasso di remunerazione del capitale investito netto per il servizio di trasmissione è fissato pari al valore riportato nella tabella 4 del TIWACC.
- 18.3 Agli investimenti entrati in esercizio nel periodo 2012-2014 viene garantito il riconoscimento degli effetti della maggiorazione pari all'1% rispetto al tasso di remunerazione di cui al comma 18.2.
- 18.4 Nel corso del NPR2, le immobilizzazioni in corso d'opera realizzate a partire dall'1 gennaio 2016 e non ancora entrate in esercizio al 31 dicembre dell'anno $t-1$ rispetto all'anno t di applicazione della tariffa, concorrono alla determinazione del capitale investito netto remunerato per il servizio di trasmissione per un periodo massimo di quattro anni, mediante l'applicazione di tassi di remunerazione differenziati come segue:
- a) per i primi due anni di remunerazione, applicando un tasso pari al valore del $wacc$ determinato in coerenza con il TIWACC, ma assumendo un rapporto tra capitale di terzi e capitale proprio pari a 4;
 - b) per i successivi due anni di remunerazione, applicando un tasso posto pari al valore del parametro Kd_p^{real} di cui al comma 3.3 del TIWACC;

- c) per gli anni successivi al quarto, il tasso di remunerazione è posto pari a zero;
- d) nei casi di cui alla lettera c), al momento dell'entrata in esercizio, è consentito maggiorare il valore immobilizzato riconosciuto tariffariamente di un importo pari agli oneri finanziari effettivamente capitalizzati relativi ai suddetti investimenti, calcolati per il periodo ulteriore al quarto anno, nei limiti del tasso di cui alla precedente lettera b)a).

Articolo 19

Salvaguardia degli effetti di incentivazione per investimenti dei precedenti periodi regolatori

- 19.1 Agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione già incentivati, 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 per le relative tipologie e durate.
- 19.2 Agli investimenti entrati in esercizio dall'1 gennaio 2012 al 31 dicembre 2015 sono riconosciuti gli incentivi vigenti nel periodo di regolazione 2012-2015, ai sensi delle disposizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11, per le relative tipologie e durate.
- 19.3 Per gli investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi dall'Autorità al trattamento incentivante con deliberazione 43/2013/R/EEL o con deliberazione 66/2013/R/EEL, al termine del relativo biennio di sperimentazione, si applica l'incentivazione vigente nel periodo di regolazione 2012-2015, a condizione che siano soddisfatti i requisiti previsti per tali progetti.
- 19.4 Per gli investimenti approvati dall'Autorità ai sensi della deliberazione 40/2013/R/EEL, come aggiornati da ultimo con deliberazione 397/2015/R/EEL, con data obiettivo dell'intervento entro il 31 dicembre 2015, si applica il meccanismo di penalità di cui all'articolo 25 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11, con le modalità di cui all'articolo 28 del medesimo allegato.
- 19.5 Agli investimenti entrati in esercizio dall'1 gennaio 2016 al 31 dicembre 2019 sono riconosciuti gli incentivi vigenti nel periodo di regolazione 2016 - 2019, ai sensi delle disposizioni dell'Allegato A alla deliberazione 654/2015/R/EEL, per le relative tipologie e durate. Sono inoltre fatti salvi gli accertamenti previsti dagli articoli 20 e 21 del suddetto Allegato A.

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 14.1 e la somma dei corrispettivi determinati applicando:
- a) la componente CTR^{PdD} , espressa in centesimi di euro/kW, fissata nella tabella 8, alla potenza di interconnessione prelevata dalla RTN;
 - b) la componente $CTR^{Premium}$, espressa in centesimi di euro/kW, fissata nella tabella 8, alla potenza di interconnessione prelevata dalla RTN;
 - c) la componente CTR^{MIS} , espressa in centesimi di euro/kW, fissata nella tabella 8, alla potenza di interconnessione prelevata dalla RTN.
 - d) la componente CTR^{ITC} , espressa in centesimi di euro/kW, fissata nella tabella 8, alla potenza di interconnessione prelevata dalla RTN.

TITOLO 5

CORRISPETTIVI PER I PRELIEVI DI ENERGIA REATTIVA

Articolo 21

Disposizioni generali in materia di prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali bassa e media tensione

- 21.1 Nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali il livello minimo del fattore di potenza istantaneo in corrispondenza del massimo carico per prelievi nelle fasce orarie F1 ed F2 è pari a 0,9.
- 21.2 Nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali il livello minimo del fattore di potenza medio mensile è 0,7.
- 21.3 Non è consentita l'immissione in rete di energia reattiva nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali.
- 21.4 Nei casi in cui non siano rispettate le disposizioni di cui ai precedenti commi 21.1, 21.2 e 21.3, il gestore di rete competente può chiedere l'adeguamento degli impianti, pena la sospensione del servizio.

Articolo 22

Corrispettivi per prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in bassa e media tensione

- 22.1 Ciascuna impresa distributrice nel caso di punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali non domestici connessi in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW e nel caso dei punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali non domestici connessi in media tensione applica i corrispettivi di cui alla tabella 4.
- 22.2 I corrispettivi di cui alla tabella 4 si applicano all'energia reattiva mensile prelevata in ciascuna fascia oraria.

Articolo 23

Aggiornamento dei corrispettivi per prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in bassa e media tensione

- 23.1 I corrispettivi per prelievi di energia reattiva sono aggiornati annualmente dall'Autorità, in corrispondenza con l'aggiornamento delle tariffe per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.
- 23.2 La quota parte dei corrispettivi relativa alla copertura dei costi di rete è aggiornata applicando 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.

- 23.3 La quota parte dei corrispettivi relativa alla copertura dei costi connessi alle perdite è aggiornata applicando il tasso di variazione medio annuo del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, riferito al periodo compreso tra il quarto trimestre dell'anno $t-2$ ed il terzo trimestre dell'anno $t-1$.

Articolo 24

Ricavi relativi ai corrispettivi per energia reattiva applicati dalle imprese distributrici nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in bassa e media tensione

- 24.1 Una quota pari all'80% del ricavo conseguito dall'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva applicati dalle imprese distributrici nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in bassa e media tensione concorre alla determinazione dei ricavi effettivi rilevanti ai fini della verifica del vincolo ai ricavi per il servizio di distribuzione, di cui all'Articolo 29.
- 24.2 Una quota pari al 20% del ricavo conseguito dall'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva applicati dalle imprese distributrici nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in bassa e media tensione spetta all'impresa distributtrice per la copertura dei costi relativi alle perdite di rete.

Articolo 25

Corrispettivi per energia reattiva applicati dalle imprese distributrici nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in alta e altissima tensione

- 25.1 Ciascuna impresa distributtrice, nel caso di punti di prelievo in alta e altissima tensione, per prelievi con insufficiente fattore di potenza applica le componenti fissate nella tabella 5.

Articolo 26

Corrispettivi per prelievi di energia reattiva nei punti di interconnessione

- 26.1 Il gestore del sistema di trasmissione e le imprese distributrici nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e RTN, per prelievi con insufficiente fattore di potenza, applicano i corrispettivi previsti alla tabella 5 per il corrispondente livello di tensione.
- 26.2 Ciascuna impresa distributtrice 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.

- 26.3 Il gestore del sistema di trasmissione destina le partite economiche derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di cui al comma 26.1 alla determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06.
- 26.4 Nel caso di punti di interconnessione tra reti di distribuzione in alta tensione e *RTN*, 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.
- 26.5 Nei punti di interconnessione tra *RTN* 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.
- 26.6 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.

TITOLO 6
***CORRISPETTIVI APPLICATI ALLE UTENZE DOMESTICHE IN BASSA
TENSIONE PER LA REMUNERAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE,
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA***

Articolo 27
Tariffa obbligatoria TD

- 27.1 La tariffa obbligatoria 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 *TD*. La tariffa *TD*, i cui valori sono fissati nella tabella 9, è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- a) componente σ_1 ;
 - b) componente σ_2 ;
 - c) componente σ_3 .

PARTE III

REGIME DI PEREQUAZIONE

Articolo 28

Criteria generali di perequazione

- 28.1 Per il NPR2, la perequazione generale si articola in:
- a) perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
 - b) perequazione dei costi di trasmissione.
- 28.2 La perequazione di cui al comma 28.1 si applica a tutte le imprese distributrici, salvo quanto disposto dal comma 28.3.
- 28.3 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 28.1.
- 28.4 La Cassa, attenendosi alle disposizioni del presente Allegato, nonché a quanto disposto dal comma 28.5, provvede alla quantificazione, liquidazione ed erogazione dei saldi di perequazione di cui al comma 28.1. A tal fine, e con la finalità di contenere rischi di insolvenza da parte degli esercenti, la Cassa adotta procedure specifiche applicabili nei casi di esercenti che non rispettino i termini previsti per l'invio delle dichiarazioni e i conseguenti versamenti.
- 28.5 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, Energia e *Unbundling* dell'Autorità, da emanarsi, in prima attuazione, entro il 30 aprile 2020. 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.
- 28.6 La determinazione di cui al comma 28.5 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 28.1, lettere a) e b), può essere previsto un meccanismo di riconoscimento in acconto, con cadenza bimestrale, dei saldi di perequazione;
 - c) in relazione a ciascun anno t del NPR2, 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 $t+1$.

- 28.7 Nel caso in cui l'impresa distributrice non rispetti i termini e le modalità previste dalla determinazione di cui al comma 28.5 per la messa a disposizione dei dati necessari per la quantificazione dei saldi di perequazione, la Cassa, attenendosi ai criteri fissati nella medesima determinazione di cui al comma 28.5, 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.
- 28.8 Nel caso in cui le disponibilità del conto di cui al comma 41.1, lettera g), non siano sufficienti a liquidare quanto di spettanza di ogni impresa distributrice, la Cassa effettua pagamenti pro-quota rispetto agli importi vantati dalle diverse imprese distributrici, fino a concorrenza delle disponibilità del conto suddetto.
- 28.9 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 previsto, la Cassa riconosce alle medesime imprese distributrici un interesse pari al tasso di riferimento fissato dalla Banca Centrale Europea, con un minimo pari allo 0,5%, calcolato a decorrere dall'1 gennaio del secondo anno successivo a quello a cui si riferiscono gli ammontari di perequazione.
- 28.10 In caso di inottemperanza da parte degli esercenti dei termini di versamento in relazione ai meccanismi di perequazione, la Cassa applica sulla somma dovuta un tasso di interesse di mora calcolato secondo quanto previsto dal comma 41.4.
- 28.11 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 28.5.
- 28.12 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 28.5, 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. Tale disposizione trova applicazione con riferimento a rettifiche non aventi impatto ai fini tariffari, già oggetto di indennità amministrativa ai sensi del presente Allegato. 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.
- 28.13 I versamenti alla Cassa per gli importi derivanti da rettifiche per errori di comunicazione delle informazioni necessarie al calcolo dell'ammontare di

perequazione sono maggiorati secondo le modalità operative definite dalla medesima Cassa.

Articolo 29

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

29.1 In ciascun anno t l'ammontare di perequazione, riconosciuto a ciascuna impresa distributtrice m , relativo al meccanismo di cui al comma 28.1, 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 al comma 8.1;
- $RE_{m,t}$ è la somma:
 - o dei ricavi derivanti dall'applicazione:
 - delle tariffe obbligatorie di cui all'Articolo 9 alle utenze di cui al comma 2.2, lettere da b) a i), al netto delle maggiorazioni destinate al Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui al comma 40.1;
 - della tariffa obbligatoria TD, al netto degli elementi $\sigma_1(mis)$ e $\sigma_3(tras)$, di cui al comma 27.1, alle utenze di cui al comma 2.2, lettera a), al netto delle maggiorazioni destinate al Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui al comma 40.1;
 - dei corrispettivi per prelievi di energia reattiva di cui all'Articolo 22, considerati in misura pari all'80%, applicati alle utenze di cui al comma 2.2, lettere da b) a f);
 - o del saldo algebrico tra ricavi e costi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di cui al comma 15.1, limitatamente alle componenti relative al servizio di distribuzione, ai prelievi di energia elettrica nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione.

29.2 L'ammontare di perequazione di cui al comma 29.1 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 7 e, limitatamente alle imprese distributrici non direttamente connesse alla RTN, la tariffa obbligatoria di cui all'Articolo 9 per il servizio di distribuzione.

29.3 L'ammontare di perequazione di cui al comma 29.1, in ciascun anno t , è ridotto di un ammontare pari al 50% dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico, rilevati a consuntivo nell'anno $t-2$.

- 29.4 Le disposizioni di cui al comma 29.3 si applicano a partire dal primo anno in cui i ricavi netti di cui al precedente comma 29.3 risultino superiori allo 0,5% del valore ricavo ammesso per il servizio di distribuzione relativo al medesimo anno $t-2$.

Articolo 30

Perequazione dei costi di trasmissione

- 30.1 In ciascun anno t l'ammontare di perequazione, riconosciuto a ciascuna impresa distributrice m , relativo al meccanismo di cui al comma 28.1, lettera b), 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 RTN e da altre reti di distribuzione;
- $R_{m,t,TRAS}$ è il ricavo ottenuto dall'applicazione delle componenti $TRAS_P$ e $TRAS_E$ di cui all'Articolo 7 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 15, nonché dall'applicazione dell'elemento $\sigma_3(tras)$ di cui al comma 27.1, lettera c).

Articolo 31

Promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici

- 31.1 I meccanismi di promozione dei processi di aggregazione disciplinati dal presente articolo si applicano ai casi di aggregazione tra imprese di distribuzione di energia elettrica che comportino la cessazione dall'attività di distribuzione di una o più delle imprese di distribuzione in questione. I meccanismi operano limitatamente alle operazioni perfezionate nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2018 e il 31 dicembre 2023.
- 31.2 Le modalità applicative relative ai meccanismi di promozione delle aggregazioni di cui al comma 31.1 sono contenute nella Scheda 1. Modifiche e integrazioni della Scheda 1 che non comportino la riforma dei principi sottesi, ma riguardino migliorie e precisazioni attuative, possono essere disposte con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling*, previa informativa all'Autorità.
- 31.3 Oltre alle forme di aggregazione societaria che comportano la cessione definitiva del titolo concessorio relativo al servizio di distribuzione, possono accedere ai meccanismi di cui al comma 31.1 anche le imprese che ricorrono,

quali forme di aggregazione, ai c.d. contratti di rete di cui all'articolo 3, comma 4-ter, del decreto-legge n. 5/09, purché siano rispettati i requisiti minimi di stabilità e solidità del vincolo contrattuale indicati al punto 3 della Scheda 1. L'Autorità si riserva di effettuare verifiche, anche a campione, con riferimento al rispetto di tali requisiti, nonché alla corretta applicazione degli obblighi da parte del nuovo soggetto giuridico derivanti dalla regolazione anche in riferimento agli obblighi previsti in materia di *unbundling*. In caso di mancato rispetto, in concreto, di uno solo dei predetti requisiti od obblighi, l'Autorità può dichiarare la decadenza delle imprese interessate dal meccanismo di cui al comma 31.1, eventualmente adottando le disposizioni che si rendano opportune anche ai fini dei recuperi degli importi erogati.

- 31.4 Le istanze di riconoscimento dei benefici previsti dal presente articolo sono avanzate con modalità definite dal Direttore della Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling*. Il riconoscimento del beneficio è disposto con provvedimento dell'Autorità, adottato di norma entro 120 giorni dalla presentazione dell'istanza, sulla base dell'istruttoria condotta dalla Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling*, anche avvalendosi della Cassa.
- 31.5 Le imprese alle quali viene riconosciuto il meccanismo di cui al comma 31.1, ovvero le loro aventi causa, qualora entro i successivi 5 (cinque) anni siano oggetto di processi di disaggregazione, sono tenute alla restituzione degli importi ottenuti in applicazione di quanto previsto dal presente articolo, maggiorati di un interesse pari all'Euribor a dodici mesi, base 360, maggiorato di 400 punti base.

PARTE IV
REGIMI TARIFFARI SPECIALI AL CONSUMO

Articolo 32

Regime tariffario speciale alla società RFI-Rete Ferroviaria Italiana per l'energia elettrica per i servizi di trasporto ferroviari

- 32.1 Il regime tariffario speciale disciplinato dal presente articolo, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 19, comma 7, della legge n. 67/17, si applica ai prelievi di energia elettrica della società RFI – Rete Ferroviaria Italiana S.p.A per i servizi di trasporto ferroviari eserciti sull'infrastruttura ferroviaria nazionale di RFI ad esclusione dei servizi passeggeri espletati sulle linee appositamente costruite per l'alta velocità e alimentate a 25 kV corrente alternata.
- 32.2 La società RFI – Rete Ferroviaria Italiana S.p.A. e le imprese distributrici alle cui reti la medesima società è connessa 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 32.3.
- 32.3 Alla società RFI – Rete Ferroviaria Italiana S.p.A. la Cassa versa mensilmente, con le modalità dalla stessa definite, tenuto conto di quanto previsto dal comma 32.2, 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_{SOS}*, *A_{RI}*, *UC3* e *UC6*;
 - *OG* sono, con esclusivo riferimento ai punti di prelievo nella disponibilità di RFI – Rete Ferroviaria Italiana 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_{SOS}*, *A_{RI}*, *UC3* e *UC6* ai sensi della normativa vigente.
- 32.4 Ai fini del calcolo della componente tariffaria compensativa di cui al comma 32.3, i parametri *a* e *b* di cui al medesimo comma sono calcolati in relazione ai prelievi di energia e potenza dei servizi di cui al precedente comma 32.1 nei limiti previsti dalla Convenzione stipulata in adempimento del DPR 730/63, misurati come definito nella medesima convenzione.

- 32.5 Fermo restando quanto previsto al precedente comma 32.4, il corrispettivo relativo al servizio di vendita per la determinazione del parametro b di cui al precedente comma 32.3 è determinato secondo le disposizioni di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/elt 47/08.
- 32.6 Fermo restando quanto previsto al precedente comma 32.4, gli addebiti di cui al parametro a del comma 32.3 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.
- 32.7 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto al comma 32.3, 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 3.3 della deliberazione n. 300/05 dall'1 gennaio 2006.
- 32.8 Il parametro RS , aggiornato trimestralmente, è pari alla media aritmetica dei valori orari del PUN , nelle ore denominate *off-peak* come definite dagli articoli 1 e 2 della deliberazione n. 300/05, registrati nel semestre antecedente il mese che precede l'aggiornamento.
- 32.9 Ai fini della determinazione del parametro OG di cui al precedente comma 32.3:
- ai consumi di energia elettrica dell'infrastruttura ferroviaria nazionale sulle linee convenzionali a 3 kV corrente continua nei limiti di cui al comma 32.4, le componenti tariffarie A_{SOS} , A_{RIM} , UC_3 e UC_6 si applicano nella misura ridotta fissata dall'Autorità;
 - ai consumi dell'infrastruttura ferroviaria nazionale sulle linee convenzionali a 3 kV corrente continua che eccedono i limiti di cui al precedente punto, sono applicati i corrispettivi espressi in centesimi di euro/kWh delle componenti tariffarie A_{SOS} , A_{RIM} , UC_3 e UC_6 previsti per la generalità delle utenze.
- 32.10 La Cassa destina gli importi relativi al parametro OG come calcolati nel precedente comma 32.9 ai conti di cui al comma 41.1, in funzione delle aliquote e delle percentuali di ripartizione di cui al successivo comma 34.8, pubblicate dall'Autorità, nel rispetto del principio di competenza.

Articolo 33

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

- 33.1 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.

PARTE V
PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE

TITOLO 1
IMPOSIZIONE

Articolo 34

Fissazione delle componenti tariffarie A e UC

- 34.1 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 (componenti tariffarie A) e le ulteriori componenti (componenti tariffarie UC).
- 34.2 Le componenti tariffarie A, di cui al comma 34.1, sono:
- componente tariffaria A_{SOS} per la copertura degli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione CIP 6/92;
 - componente tariffaria A_{RIM} per la copertura dei rimanenti oneri generali.
- 34.3 La componente tariffaria A_{SOS} di cui al precedente comma 34.2, è applicata in maniera distinta per classi di agevolazione di cui all'articolo 2 della deliberazione 921/2017/R/EEL ed è composta dai seguenti elementi:
- A_{3*SOS} per la copertura dei costi per il sostegno delle energie e della cogenerazione CIP 6/92, con l'esclusione dell'incentivazione della produzione ascrivibile a rifiuti non biodegradabili. Tale elemento è applicato in misura ridotta ai punti di prelievo nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica, come previsto al successivo comma 63.6;
 - A_{ESOS} per la copertura degli oneri derivanti dall'applicazione in misura ridotta dell'elemento A_{3*SOS} di cui alla precedente lettera a). Tale elemento è applicato ai punti di prelievo che non sono nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica, come previsto al successivo comma 63.7;
 - $A_{91/14SOS}$ riduzione dell'elemento A_{3*SOS} ai sensi delle disposizioni di cui al decreto legge n. 91/14, di cui al successivo comma 63.4. Tale elemento (negativo) è applicato ai punti di prelievo che non sono nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica, come previsto al successivo comma 63.5.
- 34.4 La componente tariffaria A_{RIM} di cui al precedente comma 34.2 è composta dai seguenti elementi:
- A_{2RIM} 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) A_{3RIM} per la copertura dei costi per l'incentivazione della produzione ascrivibile a rifiuti non biodegradabili;
 - c) A_{4RIM} per la copertura dei costi per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali di cui al precedente Articolo 32;
 - d) A_{5RIM} 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) A_{SRIM} 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 e al decreto 29 dicembre 2016;
 - f) A_{uc4RIM} per la copertura delle integrazioni di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a) del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti;
 - g) A_{uc7RIM} per la copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali;
 - h) A_{SVRIM} per la copertura degli oneri derivanti dalle disposizioni di cui all'articolo 32 del decreto legislativo n. 28/11;
 - i) A_{mctRIM} per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4, comma 1-*bis*, della legge n. 368/03.
- 34.5 Le componenti tariffarie UC , di cui al comma 34.1, sono:
- a) la componente tariffaria UC_3 , per la copertura dei meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni;
 - b) la componente tariffaria UC_6 per la copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio e il finanziamento dei meccanismi di promozione selettiva degli investimenti di cui alla Parte III del TIQE.
- 34.6 Le componenti tariffarie A e UC si applicano come maggiorazioni ai:
- a) corrispettivi del servizio di distribuzione;
 - b) agli usi finali delle imprese distributrici.
- 34.7 Le componenti tariffarie A e UC alimentano i conti di gestione di cui al Titolo 3 della presente Parte.
- 34.8 I valori delle componenti tariffarie A e l'incidenza degli elementi che compongono la componente A_{RIM} ai fini della destinazione dei relativi gettiti ai conti di cui al successivo comma 41.1 sono determinati dall'Autorità in sede di aggiornamento periodico.
- 34.9 Per gli utenti non domestici, le aliquote delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} sono differenziate in base alle classi di clienti utilizzate ai fini dell'applicazione delle tariffe di rete.

- 34.10 Per gli utenti non domestici, le aliquote degli elementi della componente tariffaria A_{SOS} sono definite come combinazione lineare di:
- a) aliquote definite applicando alla somma delle aliquote delle componenti TRAS, DIS, MIS, UC_3 e UC_6 un coefficiente moltiplicativo (K_{OGSOS}), uguale per tutte le tipologie di utenti non domestici, per una quota parte pari al 25% del gettito complessivo;
 - b) un'aliquota indifferenziata per kWh prelevato e uniforme per tutte le tipologie di utenti non domestici, per una quota parte pari al 75% del gettito complessivo.
- 34.11 Le aliquote degli elementi della componente tariffaria A_{RIM} sono definite applicando alla somma delle aliquote delle componenti TRAS, DIS, MIS, UC_3 e UC_6 un coefficiente moltiplicativo (K_{OGRIM}), uguale per tutte le tipologie di utenti non domestici.

TITOLO 2

ESAZIONE DEL GETTITO

Articolo 35

Disposizioni generali

- 35.1 Nella presente sezione sono disciplinate le modalità di esazione delle componenti tariffarie *A*, delle componenti *UC_{3e}* e *UC₆* e degli importi relativi alla qualità del servizio.
- 35.2 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. A tal fine e con la finalità di contenere rischi di insolvenza da parte degli esercenti, la Cassa adotta procedure specifiche applicabili nei casi di esercenti che non rispettano i termini previsti per l'invio delle dichiarazioni e i conseguenti versamenti.

Articolo 36

Esazione delle componenti tariffarie A

- 36.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), salvo quanto disposto dai commi 36.2 e 36.3, versano alla Cassa, il gettito delle componenti *A_{SOS}* e *A_{SRIM}*, con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione delle medesime componenti.
- 36.2 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), che prelevano energia elettrica dalla *RTN* versano al Gestore dei servizi energetici il gettito della componente tariffaria *A_{SOS}*, con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione della medesima componente.
- 36.3 Con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione, le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b) versano alla Cassa, se positiva, la differenza tra:
- la quota parte di gettito corrispondente all'elemento *A_{SRIM}* derivante dall'applicazione della componente *A_{SRIM}*, come individuata al comma 34.8, destinata al conto di cui al comma 41.1, lettera p) ;
 - le compensazioni complessivamente riconosciute nella fatturazione emessa nel medesimo mese, in relazione alle forniture di energia elettrica, ai sensi del TIBEG.
- 36.4 Qualora la differenza di cui al comma 36.3 risulti negativa, la Cassa, entro sessanta giorni dal termine del mese, liquida tale importo a favore dell'impresa distributrice.

Articolo 37

Esazione della componente UC₆ e degli importi destinati al conto qualità dei servizi elettrici

- 37.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa il gettito della componente UC₆, con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione della medesima componente
- 37.2 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano inoltre alla Cassa, per i rispettivi anni di competenza, le penalità in materia di continuità del servizio, previste dal TIQE, secondo le modalità previste dal medesimo provvedimento.
- 37.3 Terna versa alla Cassa le penalità previste dal TIQ.TRA, secondo le modalità previste dal medesimo provvedimento.
- 37.4 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa l'eventuale eccedenza delle penalità per il pagamento degli indennizzi agli utenti MT, secondo le modalità e tempistiche previste dal TIQE.
- 37.5 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa le eventuali penalità derivanti da controlli sui dati di continuità forniti dalle imprese distributrici di minore dimensione, secondo le modalità previste dal TIQE.

Articolo 38

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

- 38.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa gli importi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per i prelievi di energia reattiva applicati ai punti di prelievo in alta e altissima tensione di cui all'Articolo 25 e nei punti di interconnessione di cui all'Articolo 26, con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione dei medesimi corrispettivi e componenti.

Articolo 39

Esazione della componente UC₃

- 39.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa il gettito della componenti UC₃, con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione delle medesime componenti.

Articolo 40

Esazione degli importi destinati al Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali

- 40.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), e il Gestore Servizi Energetici versano alla Cassa i gettiti corrispondenti alle aliquote annue di contribuzione al Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali a carico degli utenti, secondo le modalità e tempistiche previste dal TIQE.
- 40.2 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano inoltre alla Cassa il contributo proporzionale al numero di utenti BT che subiscono interruzioni di durata superiore a 8 ore, secondo le modalità e tempistiche previste dal TIQE.
- 40.3 Il gestore del sistema di trasmissione versa alla Cassa il contributo proporzionale alla parte di disalimentazioni dell'anno precedente con durata compresa tra 2 ore e 8 ore del TIQ.TRA, secondo le modalità e tempistiche previste dal medesimo provvedimento.
- 40.4 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano altresì alla Cassa:
- a) l'eventuale eccedenza del corrispettivo tariffario specifico CTS del TIQE, secondo le modalità e tempistiche previste dal medesimo provvedimento.
 - b) le penalità in relazione alla mancata trasformazione in BT dei punti di utenti MT con potenza disponibile in prelievo inferiore a 100 kW (con consegna su palo), che hanno dato all'assenso alla trasformazione in BT, secondo le modalità previste dal TIQE.

TITOLO 3

GESTIONE DEL GETTITO

Articolo 41

Istituzione dei conti di gestione

- 41.1 Sono istituiti presso la Cassa:
- a) il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, alimentato, dall'elemento A_{2RIM} della componente tariffaria A_{RIM} ;
 - b) il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} e dall'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria A_{RIM} ;
 - c) il Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, alimentato dall'elemento A_{4RIM} della componente tariffaria A_{RIM} ;
 - d) il Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca, alimentato dall'elemento A_{5RIM} della componente tariffaria A_{RIM} ;
 - e) il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, già alimentato dalla abrogata componente tariffaria A_6 ;
 - f) il Conto qualità dei servizi elettrici, alimentato dagli importi di cui ai commi 37.2, 37.3, 37.4 e 37.5 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 dall'elemento A_{uc4RIM} della componente tariffaria A_{RIM} ;
 - 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 38.1 e dall'elemento A_{uc7RIM} della componente tariffaria A_{RIM} ;
 - j) 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;
 - k) il Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità;
 - l) il Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4, comma 1, della legge n. 368/03, alimentato dall'elemento A_{mctRIM} della componente tariffaria A_{RIM} ;
 - m) il Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali, alimentato dagli importi di cui all'Articolo 40;

- n) il Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela;
 - o) il Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione, alimentato ai sensi del comma 39.2 del TIV;
 - p) il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio, alimentato dall'elemento A_{SRIM} della componente tariffaria A_{RIM} ;
 - q) il Conto oneri del meccanismo di reintegrazione, alimentato ai sensi del comma 6.6 della deliberazione ARG/elt 33/10;
 - r) il Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale, alimentato dall'elemento A_{SVRIM} componente tariffaria A_{RIM} , e dalla componente tariffaria RE prevista dalla RTDG e dalla componente tariffaria RET prevista dalla RTTG;
 - s) 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 r) nei limiti di quanto strettamente necessario alla suddetta gestione e nel rispetto di quanto previsto dal comma 41.3;
 - t) il Conto per la copertura delle agevolazioni riconosciute alle imprese a forte consumo di energia elettrica di cui al decreto 5 aprile 2013, alimentato fino alla competenza dell'anno 2017 dalla componente tariffaria A_E ;
 - u) il Conto per il sistema indennitario, alimentato secondo le modalità previste dal TISIND;
 - v) il Conto a copertura del rischio connesso al *rating* e alla *parent company guarantee*, alimentato dal corrispettivo per l'accesso di cui al punto 4.9 dell'Allegato B al Codice di rete distribuzione;
 - w) il Conto progetti consumatori, alimentato dagli importi provenienti dall'applicazione dell'articolo 11-*bis* del decreto legge n. 35/05 e s.m.i., ai sensi di quanto previsto dal punto 4 della deliberazione GOP 7/10.
- 41.2 Entro dodici giorni lavorativi antecedenti il termine di ciascun trimestre, 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, secondo le modalità previste dalla medesima Autorità o con determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling*.
- 41.3 La Cassa, salvo diversa esplicita disposizione, 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.

- 41.4 In caso di mancato o parziale versamento entro i termini previsti dagli articoli di cui al Titolo 2 della presente parte, la Cassa applica sulla somma dovuta un tasso di interesse di mora pari a:
- il tasso di interesse legale nel caso di ritardi fino a 14 giorni;
 - il tasso di riferimento della Banca Centrale Europea maggiorato di 5 punti percentuali, nel limite del tasso massimo di soglia previsto dall'articolo 2, comma 4, della legge 108/96 calcolato a partire dal tasso TEGM (tasso effettivo globale medio) relativo ad anticipi e sconti per importi oltre 200.000 euro, nel caso di ritardi oltre i 14 giorni.
- Per i ritardi eccedenti i 14 giorni, il tasso di cui alla lettera b) è applicato anche ai primi 14 giorni.
- 41.5 In caso di mancato o parziale versamento entro i termini previsti dal comma 36.2, il Gestore dei servizi energetici applica sulla somma dovuta un tasso di interesse di mora definito con i medesimi criteri di cui al precedente comma 41.4. Il Gestore dei servizi energetici procede altresì a segnalare alla Cassa, con cadenza mensile, i casi di mancato o parziale versamento entro i medesimi termini di cui al comma 36.2, con modalità definite dalla medesima Cassa.
- 41.6 Ai fini delle determinazioni di sua competenza, la Cassa può procedere ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi ed impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti. In caso di rifiuto di collaborazione da parte degli esercenti, la Cassa procede a far menzione della circostanza nel verbale, onde trarne elementi di valutazione.

Articolo 42

Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue

- 42.1 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.
- 42.2 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 43

Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate

- 43.1 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire:
- a) le spese per il funzionamento dell'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili di cui all'articolo 16 del decreto legislativo n. 387/03;
 - b) la differenza tra i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, per l'acquisto, ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, dell'energia elettrica prodotta da impianti ammessi a beneficiare del provvedimento CIP 6/92 e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita della predetta energia elettrica sul mercato;
 - c) gli oneri riconosciuti ai produttori CIP 6/92, derivanti dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, limitatamente all'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili e ceduta al Gestore dei servizi energetici nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, secondo le modalità di cui alla deliberazione n. 113/06;
 - d) gli oneri riconosciuti ai produttori CIP 6/92, derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE, limitatamente all'energia elettrica ceduta al Gestore dei servizi energetici nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, secondo le modalità di cui alle deliberazioni ARG/elt 77/08, 307/2013/R/EEL e 497/2015/R/EEL;
 - e) gli importi riconosciuti dal Gestore dei servizi energetici ai produttori CIP 6/92, derivanti dalla risoluzione volontaria e anticipata delle convenzioni di cessione destinata, ai sensi dell'articolo 30, comma 20, della legge n. 99/09;
 - f) i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, per il ritiro dei certificati verdi in applicazione dell'articolo 2, comma 149, della legge finanziaria 2008, ai sensi del punto 5 della deliberazione ARG/elt 24/08, e dell'articolo 25, comma 4, del decreto legislativo n. 28/11;
 - g) 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 medesimo Gestore dei servizi energetici, dalla vendita della medesima energia elettrica sul mercato, ai sensi dell'Allegato A della deliberazione ARG/elt 1/09;
 - h) gli oneri relativi alla gestione delle attività previste dal decreto 18 dicembre 2008 e dall'Allegato A della deliberazione ARG/elt 1/09;
 - i) 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 medesimo Gestore dei servizi energetici, dalla vendita della medesima energia elettrica sul mercato, ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione 343/2012/R/EFR;

- j) i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 nel caso di impianti di potenza superiore a 1 MW;
- k) i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, per il riconoscimento, ai sensi dell'articolo 19 del decreto 6 luglio 2012, degli incentivi previsti in sostituzione dei certificati verdi, a decorrere dall'1 gennaio 2016 e fino al termine del periodo di diritto;
- l) gli oneri relativi alla gestione delle attività previste dal decreto 6 luglio 2012 e dall'Allegato A della deliberazione 343/2012/R/EFR;
- m) i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dai decreti 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010, 5 maggio 2011 e 5 luglio 2012, per quest'ultimo limitatamente agli impianti di potenza superiore a 1 MW; i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, per l'erogazione del premio sull'autoconsumo previsto dal decreto 5 luglio 2012;
- n) la differenza tra i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, per il ritiro commerciale dell'energia elettrica incentivata degli impianti fotovoltaici, secondo quanto previsto dal decreto 5 maggio 2011 nel caso di applicazione delle tariffe fisse onnicomprensive e secondo quanto previsto dal decreto 5 luglio 2012 nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW, e i ricavi derivanti, al medesimo Gestore dei servizi energetici, dalla vendita della predetta energia elettrica sul mercato, ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione 343/2012/R/EFR;
- o) gli oneri relativi alla gestione delle attività previste dai decreti 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010, 5 maggio 2011 e 5 luglio 2012 e dalle deliberazioni n. 188/05, n. 90/07, ARG/elt 181/10;
- p) i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal decreto 11 aprile 2008;
- q) gli oneri relativi alla gestione delle attività previste dal decreto 11 aprile 2008 e dall'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 95/08;
- r) gli oneri derivanti dalle attività svolte in avvalimento da Gestore dei servizi energetici per le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate alle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione, secondo quanto previsto dalla deliberazione 597/2015/E/COM;
- s) la differenza tra i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, per il ritiro dedicato dell'energia elettrica ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07 e i ricavi derivanti, al medesimo Gestore dei servizi energetici, dalla vendita della predetta energia elettrica sul mercato, oltre che gli oneri connessi come individuati al medesimo Allegato A;
- t) la differenza tra i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, per l'erogazione del contributo in conto scambio e i ricavi ottenuti, dal medesimo Gestore dei servizi energetici, dalla vendita sul mercato

dell'energia elettrica dagli impianti in scambio sul posto, ai sensi del TISP;

- u) gli eventuali oneri, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, derivanti dall'attività di attuazione delle disposizioni per promuovere la trasparenza dei contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, come previsto dalla deliberazione ARG/elt 104/11;
- v) gli oneri, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, derivanti dall'attuazione delle disposizioni inerenti al 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) gli oneri, sostenuti dal gestore di rete interessato alla connessione, per effetto dell'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 13 dell'Allegato A alla deliberazione n. 281/05;
- x) il mancato ricavo o il costo derivante ai gestori di rete per effetto dell'applicazione delle disposizioni di cui agli articoli 26, 27 e 30 del TICA;
- y) i costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici ai fini dell'attuazione del TISSPC, secondo i criteri di cui alla deliberazione 242/2015/R/EEL;
- z) la differenza tra i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, per il ritiro commerciale dell'energia elettrica incentivata, secondo quanto previsto dal decreto 23 giugno 2016 nel caso di impianti di potenza fino a 500 kW diversi da quelli di cui alla lettera aa), e i ricavi derivanti, al medesimo Gestore dei servizi energetici, dalla vendita della medesima energia elettrica sul mercato, ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione 404/2016/R/EFR;
- aa) i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal decreto 23 giugno 2016 nel caso di impianti di potenza superiore a 500 kW e nel caso degli impianti di potenza fino a 500 kW che optano per l'erogazione del solo incentivo in luogo delle tariffe fisse onnicomprehensive;
- bb) la differenza tra i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, per il ritiro commerciale dell'energia elettrica incentivata, secondo quanto previsto dal decreto 4 luglio 2019 nel caso di impianti di potenza fino a 250 kW diversi da quelli di cui alla lettera cc), e i ricavi derivanti, al medesimo Gestore dei servizi energetici, dalla vendita della medesima energia elettrica sul mercato, ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione 340/2019/R/EFR;
- cc) i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi energetici, per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal decreto 4 luglio 2019 nel caso di impianti di potenza superiore a 250 kW e nel caso degli impianti di potenza fino a 250 kW che optano per l'erogazione del solo incentivo in luogo delle tariffe fisse onnicomprehensive.

- 43.2 Al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate:
- a) sono destinate da Cassa le penali sostenute dai gestori di rete in applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 13 del TISP;
 - b) sono destinati dal Gestore dei servizi energetici i proventi derivanti dalle disposizioni di cui agli articoli 3 e 4 della deliberazione ARG/elt 104/11;
 - c) sono destinate da Cassa i corrispettivi ricevuti dai gestori di rete e sostenuti dai produttori in applicazione delle disposizioni di cui agli articoli 12 e 26 del TICA;
 - d) sono destinati dal Gestore dei servizi energetici i ricavi derivanti dalla vendita dei certificati verdi di cui all'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 e di cui all'articolo 20, comma 5, del decreto 6 luglio 2012.
- 43.3 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 36.1 (relativamente alla componente tariffaria A_{SOS}), 36.2, 43.1 e 43.2.
- 43.4 Il Gestore dei servizi energetici dichiara alla Cassa e all'Autorità, entro il 20° giorno di ciascun mese:
- a) l'ammontare degli oneri fatturati nel mese precedente di cui al precedente comma 43.1;
 - b) il gettito della componente tariffaria A_{SOS} versato nel mese corrente al medesimo Gestore dei servizi energetici ai sensi del comma 36.2, nonché i ricavi di cui al precedente comma 43.2, lettere b) e d), e gli eventuali interessi di mora applicati ai sensi del precedente comma 41.5.
- 43.5 Qualora la differenza tra l'importo di cui al precedente comma 43.4, lettera a) e quello di cui alla lettera b) del medesimo comma risulti negativo, la Cassa provvede a versare la differenza al Gestore dei servizi energetici, con valuta ultimo giorno lavorativo di ciascun mese, salvo quanto previsto al successivo comma 43.7.
- 43.6 Qualora la differenza tra l'importo di cui al precedente comma 43.4, lettera a) e quello di cui alla lettera b) del medesimo comma risulti positiva, il Gestore dei servizi energetici versa l'eccedenza alla Cassa, con valuta ultimo giorno lavorativo di ciascun mese, 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, salvo quanto previsto al successivo comma 43.7.
- 43.7 Entro il 30 novembre di ogni anno, ovvero in caso di circostanze straordinarie meritevoli di segnalazione all'Autorità, il Gestore dei servizi energetici e la Cassa trasmettono congiuntamente alla Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* dell'Autorità una analisi dettagliata per la gestione dei flussi finanziari di cui ai precedenti commi 36.1 (relativamente alla componente tariffaria A_{SOS}), 36.2, 43.1 e 43.2 orientata alla minimizzazione degli oneri

finanziari posti in capo al sistema elettrico e alla stabilizzazione delle componenti tariffarie applicate, individuando, ove opportuno, anche strumenti ulteriori rispetto a quanto previsto ai precedenti commi 43.4, 43.5 e 43.6. La Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* dell'Autorità dà informativa all'Autorità di quanto segnalato ai sensi del presente comma.

- 43.8 Il Gestore dei servizi energetici e la Cassa trasmettono all'Autorità, con la medesima frequenza di cui al comma 41.2, idonea documentazione, secondo modalità concordate con la Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* dell'Autorità, sulla situazione economica e finanziaria del conto di cui al comma 41.1, lettera b), e delle relative previsioni di onere e gettito connessi alla gestione delle partite di cui ai precedenti commi 36.1 (relativamente alla componente tariffaria *Asos*), 36.2, 43.1 e 43.2, nonché sugli eventuali oneri finanziari netti ad essi relativi, con evidenza dei tassi attivi e passivi applicati.

Articolo 44

Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali

- 44.1 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 all'Articolo 32.

Articolo 45

Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca

- 45.1 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 46

Conto qualità dei servizi elettrici

- 46.1 Il Conto qualità dei servizi elettrici è utilizzato per il finanziamento, per i rispettivi anni di competenza, dei premi alle imprese distributrici e al gestore del sistema di trasmissione in caso di recuperi aggiuntivi di qualità del servizio, secondo le modalità previste dal TIQE e dal TIQ.TRA.
- 46.2 Il Conto qualità dei servizi elettrici è utilizzato per il finanziamento della promozione selettiva degli investimenti di cui alla Parte III del TIQE.
- 46.3 Il Conto qualità dei servizi elettrici è utilizzato altresì per l'erogazione degli importi richiesti dalle imprese distributrici per la totale copertura del pagamento degli indennizzi agli utenti MT, secondo le modalità previste e tempistiche previste dal TIQE.

Articolo 47

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

- 47.1 Il Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni, viene utilizzato per la copertura degli squilibri connessi ai meccanismi di perequazione relativi ai servizi di trasmissione, distribuzione, misura.
- 47.2 Il Conto è altresì utilizzato in relazione alla copertura della maggior remunerazione riconosciuta per la promozione selettiva e l'incentivazione degli investimenti, nei casi previsti.
- 47.3 Il Conto è inoltre utilizzato per la copertura del meccanismo di promozione delle aggregazioni di cui all'Articolo 31 con riferimento alle partite che non hanno effetti diretti sulla determinazione delle tariffe di riferimento di cui al comma 8.1.

Articolo 48

Conto per le integrazioni tariffarie

- 48.1 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 49

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

- 49.1 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 degli oneri relativi al conseguimento degli obiettivi di cui al decreto 28 dicembre 2012.

Articolo 50

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

- 50.1 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 dal medesimo gestore del sistema di trasmissione ai sensi delle deliberazioni n. 151/03, n. 289/06, n. 122/07, ARG/elt 201/09, ARG/elt 15/10, ARG/elt 187/10, 513/2012/R/EEL, 634/2013/R/EEL e 301/2014/R/EEL.

- 50.2 La Cassa riconosce al gestore del sistema di trasmissione 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, ARG/elt 15/10, ARG/elt 187/10, 513/2012/R/EEL, 634/2013/R/EEL e 301/2014/R/EEL, e il gettito nella disponibilità del gestore del sistema di trasmissione conseguente all'applicazione delle disposizioni di cui articolo 73, della deliberazione n. 111/06.
- 50.3 Il gestore del sistema di trasmissione trasmette alla Cassa, nei termini e secondo le modalità da questa determinate, idonea documentazione e un rendiconto delle partite economiche connesse ai pagamenti di cui alle deliberazioni n. 151/03, n. 289/06, n. 122/07, ARG/elt 201/09, ARG/elt 15/10, ARG/elt 187/10, 513/2012/R/EEL, 634/2013/R/EEL e 301/2014/R/EEL.
- 50.4 Con decorrenza dal mese di giugno 2004, al termine di ciascun mese, qualora la differenza tra i ricavi conseguenti dall'applicazione dell'elemento INT relativi al terzo mese precedente ed i costi sostenuti dal Gestore del sistema di trasmissione nello stesso mese per la remunerazione del servizio di interrompibilità ai sensi delle deliberazioni n. 151/03, n. 289/06, n. 122/07, ARG/elt 201/09, ARG/elt 15/10, ARG/elt 187/10, 513/2012/R/EEL, 634/2013/R/EEL e 301/2014/R/EEL sia positiva, il gestore del sistema di trasmissione versa alla Cassa l'importo corrispondente; qualora detta differenza sia negativa, la Cassa versa al gestore del sistema di trasmissione l'importo corrispondente.
- 50.5 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 51

Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale

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

Articolo 52

Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali

- 52.1 Il Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali è utilizzato:
- per il finanziamento alle imprese distributrici e al gestore del sistema di trasmissione degli oneri relativi ai rimborsi (o alle quote di rimborsi) erogati agli utenti nei casi previsti dal TIQE e dal TIQ.TRA.
 - per il finanziamento di iniziative a sostegno degli utenti MT, come regolate dal TIQE.
- 52.2 Il Fondo è inoltre utilizzato ai fini del riconoscimento:
- dei premi ai produttori per l'adeguamento degli impianti di produzione ai sensi dell'articolo 5 della deliberazione 84/2012/R/EEL;
 - dei corrispettivi alle imprese distributrici per i sopralluoghi presso gli impianti di produzione adeguati ai sensi dell'articolo 5 della deliberazione 84/2012/R/EEL;
 - dei premi ai produttori per l'adeguamento degli impianti di produzione ai sensi dell'articolo 2 della deliberazione 421/2014/R/EEL.
- 52.3 Il Fondo è utilizzato inoltre per copertura economica degli effetti della regolazione della resilienza del sistema elettrico regolata dal TIQE.
- 52.4 L'Autorità può utilizzare il Fondo per finalità connesse a progetti speciali nell'ambito del settore elettrico.

Articolo 53

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

- 53.1 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 54

Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione

- 54.1 Il Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione è utilizzato per la copertura degli oneri sostenuti dal Gestore del sistema di trasmissione, 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 55

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

- 55.1 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 e al decreto 29 dicembre 2016.

Articolo 56

Conto oneri per il meccanismo di reintegrazione

- 56.1 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 alle deliberazioni 370/2012/R/EEL, 456/2013/R/EEL e 538/2016/R/EEL.

Articolo 57

Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale

- 57.1 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 58

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

- 58.1 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 fino alla competenza dell'anno 2017.

Articolo 59

Conto per il sistema indennitario

- 59.1 Il Conto per il sistema indennitario è utilizzato per i versamenti degli indennizzi a favore degli utenti del sistema indennitario, ai sensi del TISIND.

Articolo 60

*Conto a copertura del rischio connesso
al rating e alla parent company guarantee*

- 60.1 Il Conto a copertura del rischio connesso al *rating* e alla *parent company guarantee* è utilizzato per la raccolta dei corrispettivi pagati dagli utenti che si avvalgono di quanto previsto al comma 2.4 dell'Allegato B al Codice di rete distribuzione.

Articolo 61

Conto progetti consumatori

- 61.1 Il Conto progetti consumatori è destinato al finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato, approvati dal Ministro dello sviluppo economico su proposta dell'Autorità, ai sensi dell'articolo 11-*bis* del decreto legge n. 35/05.

PARTE VI
ULTERIORI DISPOSIZIONI IN MERITO ALL'APPLICAZIONE DELLE
COMPONENTI A E UC

Articolo 62

Applicazione delle componenti tariffarie A e UC nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo e di sistemi di distribuzione chiusi

- 62.1 Le componenti tariffarie *A_{SOS}*, *A_{RIM}*, *UC₃* e *UC₆* nel caso di ASSPC si applicano secondo quanto previsto dal presente provvedimento, con le modalità definite dall'articolo 12 del TISSPC.
- 62.2 Le componenti tariffarie *A_{SOS}*, *A_{RIM}*, *UC₃* e *UC₆* nel caso di SDC si applicano secondo quanto previsto dal TISDC.
- 62.3 Le componenti tariffarie *A_{SOS}*, *A_{RIM}*, *UC₃* e *UC₆* nel caso di cooperative elettriche si applicano secondo quanto previsto dal TICOOP.
- 62.4 Le componenti tariffarie *A_{SOS}*, *A_{RIM}*, *UC₃* e *UC₆* nel caso di consorzi storici dotati di rete propria si applicano secondo quanto previsto dal TICOOP.
- 62.5 Cassa destina gli importi versati ai sensi del TISDC e del TICOOP ai conti di cui al comma 43.1 in funzione delle aliquote pubblicate dall'Autorità, nel rispetto del principio di competenza.

Articolo 63

Deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC

- 63.1 Le componenti tariffarie *A_{SOS}*, *A_{RIM}*, *UC₃* e *UC₆* non si applicano all'energia elettrica fornita dalla società Enel S.p.A., ai sensi e per la durata prevista dall'articolo 4 della legge n. 529/82, ai titolari di concessioni idroelettriche i cui impianti sono stati trasferiti alla società Enel S.p.A. e sue aventi causa.
- 63.2 Le componenti tariffarie *A_{SOS}*, *A_{RIM}*, *UC₃* e *UC₆* 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.
- 63.3 La deroga di cui al comma 63.2 si applica anche ai punti di prelievo relativi a clienti finali nella cui disponibilità si trova una porzione della RTN ai sensi dell'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99.
- 63.4 Ai clienti finali parti di contratti di cui ai commi 2.2, lettera c) e 2.2, lettera d), con potenza disponibile superiore ai 16,5 kW, e di cui al comma 2.2, lettera f),

la componente tariffaria A_{SOS} si applica in misura ridotta in applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 23, commi 1 e 2, del decreto legge n. 91/14.

- 63.5 Quanto previsto dal comma 63.4 non si applica ai punti di prelievo di bassa e media tensione nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica.
- 63.6 La componente tariffaria A_{SOS} si applica in misura ridotta ai punti di prelievo in bassa, media, alta e altissima tensione nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica, nel rispetto dei livelli di contribuzione di cui all'articolo 4 del decreto 21 dicembre 2017.
- 63.7 Il minor gettito derivante dalle disposizioni di cui al precedente comma 63.6 è recuperato tramite la maggiorazione della componente A_{SOS} per i punti di prelievo in bassa, media, alta e altissima tensione non nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica.

SCHEDA 1 - ARTICOLO 31 - Promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici

1. Alle imprese oggetto di processi di aggregazione di cui all'Articolo 31 si applicano i meccanismi di incentivazione descritti di seguito, relativi ai criteri di valorizzazione del capitale investito netto a seguito di aggregazione e alla corresponsione di incentivi *una tantum*.

CASO A - fusione tra due imprese in regime tariffario individuale

Gli *asset* dell'impresa risultante dopo l'operazione di aggregazione sono valutati sulla base del valore RAB degli stessi, senza la previsione di meccanismi di incentivo.

CASO B - fusione tra impresa in regime puntuale e impresa/e in regime parametrico

In alternativa alla valutazione del perimetro d'impresa risultante dall'aggregazione sulla base del valore RAB delle imprese interessate dal processo di aggregazione, limitatamente all'impresa in regime parametrico è possibile far riferimento al valore del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica (senza tenere conto del meccanismo di gradualità previsto transitoriamente ai sensi dell'articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL).

CASO C - aggregazione tra due o più imprese in regime parametrico che comporti la costituzione di un'impresa che serva un numero di punti di prelievo pari almeno a 25.000

L'impresa risultante dall'aggregazione può richiedere la valorizzazione del capitale investito relativo all'intero perimetro risultante dalla fusione facendo riferimento, alternativamente:

- a) al valore del capitale investito risultante dalle raccolte dati RAB delle imprese oggetto di fusione, prevedendo contestualmente l'erogazione di un incentivo monetario *una tantum* pari al 30% della somma dei costi operativi riconosciuti nell'ultima tariffa antecedente alla variazione societaria a ciascuna impresa parte dell'aggregazione;
- b) al valore del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa di transizione per il servizio di distribuzione.

CASO D - aggregazione tra due o più imprese in regime parametrico che comporti la costituzione di un'impresa che serva un numero di punti di prelievo inferiore a 25.000

L'impresa risultante, con riferimento agli *asset* relativi al servizio di distribuzione, può valorizzare il capitale investito relativo all'intero perimetro risultante dalla fusione facendo riferimento, alternativamente:

- a) alla tariffa parametrica, anche in questo caso escludendo l'applicazione del meccanismo di gradualità con riferimento al servizio di distribuzione;
- b) alla tariffa di transizione prevista dall'articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL (nel caso di specie la tariffa d'impresa di cui all'articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL è calcolata come media ponderata delle tariffe d'impresa delle imprese che compongono l'aggregazione, ponderata sulla base dei punti di prelievo serviti da ciascuna impresa), prevedendo l'erogazione di un incentivo monetario *una tantum* pari al 30% della somma dei costi operativi riconosciuti nell'ultima tariffa antecedente alla variazione societaria a ciascuna impresa parte dell'aggregazione.

2. Di seguito sono riportate ulteriori informazioni di dettaglio in relazione alla valorizzazione del capitale investito netto in occasione dei processi di aggregazione tra imprese di cui all'Articolo 31, che comportino l'applicazione, in esito al perfezionamento dell'aggregazione, del regime tariffario individuale.

Nei casi di aggregazione individuati con la lettera B, con riferimento al servizio di distribuzione, ai fini della determinazione del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica, da includere nella tariffa individuale di riferimento dell'impresa risultante dall'aggregazione, si procede come segue:

- a. valorizzazione del costo del capitale unitario di cui all'articolo 2 della deliberazione 237/2018/R/EEL, utilizzando le variabili di scala dell'impresa relative all'anno precedente all'aggregazione (nel caso in cui non fossero disponibili i dati necessari alla valorizzazione delle variabili densità e vetustà rilevanti ai fini della determinazione della tariffa parametrica, si ricorre all'utilizzo di valori medi, rispettivamente pari a 44 e 0,5);
- b. determinazione del costo riconosciuto di capitale moltiplicando il valore individuato al precedente punto a per il numero di punti di prelievo (al netto dei punti relativi all'illuminazione pubblica) oggetto di acquisizione;
- c. recepimento del valore di cui al precedente punto b nella tariffa individuale definitiva dell'impresa acquirente relativa all'anno $t+1$ rispetto all'anno dell'aggregazione (anno t), mediante la determinazione di un cespite "pro-forma";
- d. ai fini di quanto previsto al precedente punto c, si determina convenzionalmente il valore di tale cespite "pro-forma" in modo tale che esso garantisca all'impresa acquirente nella tariffa dell'anno $t+1$ un rendimento tariffario (somma della remunerazione del capitale investito e dell'ammortamento) pari al valore di costo riconosciuto di cui al precedente punto b, facendo riferimento al valore del WACC rilevante ai fini della tariffa dell'anno $t+1$ (rispetto all'anno di aggregazione) ed assumendo una vita utile ai fini tariffari pari a 25 anni.

Nei casi di aggregazione individuati con la lettera C, ai fini della determinazione del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa di transizione si applica la medesima metodologia descritta in relazione al caso B sopra illustrato, tenendo conto del fatto che il costo riconosciuto di capitale è in questo caso determinato dalla media

ponderata del costo riconosciuto di capitale calcolato con l'applicazione della tariffa parametrica (come descritto alla lettera b del precedente elenco) e del costo riconosciuto di capitale calcolato tramite l'applicazione della tariffa d'impresa (come definita all'articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL). I pesi assegnati a ciascuna delle due componenti sono riportati all'articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL.

Al fine di tenere conto della dismissione anticipata di investimenti afferenti alla porzione di rete valorizzata tramite il cespite "pro-forma", si fa riferimento ad un tasso convenzionale pari allo 0,1% annuo.

3. I contratti di rete di cui al comma 31.3, devono possedere almeno i seguenti requisiti:
- la Rete deve essere dotata di soggettività giuridica autonoma cui le imprese aderenti conferiscono rispettivamente il proprio titolo concessorio in subconcessione mediante procedura concordata con il Ministero dello sviluppo economico per il corretto esercizio del servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
 - la Rete deve predisporre un assetto organizzativo chiaro e trasparente, in particolare, nel riparto di competenze e di attività assegnate ai diversi organi della Rete medesima e la definizione precisa degli obblighi e dei diritti spettanti alla Rete e alle singole imprese aderenti;
 - deve essere individuata una soglia massima di utenti che complessivamente la Rete può gestire;
 - devono essere previsti meccanismi finalizzati a depotenziare il rischio di disaggregazione;
 - devono essere previste ipotesi specifiche e circoscritte nelle quali le imprese aderenti possono esercitare la facoltà di recedere unilateralmente dal vincolo contrattuale chiarendo, al contempo, quali siano le conseguenze di un eventuale recesso anticipato dal contratto di rete, escludendo che si verifichino effetti per gli utenti serviti o che si generino oneri impropri sul servizio regolato;
 - devono essere introdotte appropriate garanzie volte ad assicurare il corretto adempimento degli obblighi derivanti dalla regolazione dell'Autorità in particolare, connessi alle attività di raccolta dati strumentali alle determinazioni tariffarie, anche nel caso in cui una delle imprese aderenti decida di recedere;
 - la Rete deve avere la responsabilità della gestione unitaria di tutti rapporti con l'Autorità ai fini tariffari e, più in generale ai fini regolatori, al pari della presenza di un unico soggetto concessionario.