

Testo coordinato con le integrazioni e modifiche apportate dalla deliberazione 79/2015/R/eel

**DELIBERAZIONE 7 AGOSTO 2014
421/2014/R/EEL**

**ULTERIORI INTERVENTI RELATIVI AGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA
FINALIZZATI A GARANTIRE LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE**

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA IDRICO

Nella riunione del 7 agosto 2014

VISTI:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, come convertito, con modificazioni, con la legge 24 marzo 2012, n. 27;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (di seguito: decreto legislativo 28/11);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445 (di seguito: D.P.R. 445/00);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- 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 (di seguito: decreto interministeriale 5 luglio 2012);
- l'Allegato A, alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione 250/04), recante direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (ovvero al ramo della medesima azienda titolare delle attività di trasmissione e di dispacciamento ora conferito a Terna - Rete elettrica nazionale S.p.A. - di seguito: Terna) per l'adozione del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (di seguito: Codice di rete) di cui al DPCM 11 maggio 2004;
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06;

- la deliberazione dell’Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07;
- la deliberazione dell’Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 5/10);
- la deliberazione dell’Autorità 4 agosto 2010, ARG/elt 124/10;
- la Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11 (di seguito: QTRA)
- il Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11 (di seguito: TIQE);
- la deliberazione dell’Autorità 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 84/2012/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 26 aprile 2012, 165/2012/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 2 agosto 2012, 344/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 344/2012/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2012, 562/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 562/2012/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr;
- la deliberazione dell’Autorità 6 giugno 2013, 243/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 243/2013/R/eel);
- la Norma del Comitato Elettrotecnico Italiano (di seguito: CEI) 0-16 (di seguito: Norma CEI 0-16 – Edizione III);
- la Norma del CEI 0-21 (di seguito: Norma CEI 0-21);
- la Guida del CEI 82-25;
- l’Allegato A54 al Codice di rete, recante “Classificazione e registrazione delle interruzioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN” (di seguito: Allegato A54);
- l’Allegato A70 al Codice di rete, recante “Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita” (di seguito: Allegato A70);
- l’Allegato A72 al Codice di rete, recante “Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)” (di seguito: Allegato A72);
- la lettera del 13 settembre 2012, prot. Autorità n. 27638, trasmessa dalla Direzione Mercati dell’Autorità al Comitato Elettrotecnico Italiano (di seguito: lettera del 13 settembre 2012);
- la lettera del 16 novembre 2012, prot. Autorità n. 33522, trasmessa dalla Direzione Mercati dell’Autorità a Terna (di seguito: lettera del 16 novembre 2012);
- la lettera del 12 dicembre 2012, prot. Autorità n. 41033 del 13 dicembre 2012, trasmessa da Terna all’Autorità (di seguito: lettera del 12 dicembre 2012);
- la lettera del 20 dicembre 2012, prot. Autorità n. 42535, trasmessa dal Comitato Elettrotecnico Italiano all’Autorità (di seguito: lettera del 20 dicembre 2012);
- la lettera del 19 febbraio 2014, prot. Autorità n. 5084, trasmessa da Terna all’Autorità (di seguito: lettera del 19 febbraio 2014), recante l’aggiornamento dell’Allegato A72;

- la lettera del 4 agosto 2014, prot. Autorità n. 22175, trasmessa da Terna all’Autorità (di seguito: lettera del 4 agosto 2014), recante alcune ulteriori modifiche all’Allegato A72 di carattere formale rispetto all’aggiornamento precedentemente trasmesso.

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 344/2012/R/eel, l’Autorità ha verificato positivamente l’Allegato A72, relativo alla “Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)”, predisposto da Terna;
- l’Allegato A72, nella sua versione originaria, sostanzialmente prevede che, al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, qualora non siano possibili altre azioni, vengano disconnessi alcuni impianti di produzione connessi alle reti di media tensione, di potenza maggiore o uguale a 100 kW, alimentati dalle fonti non programmabili solare fotovoltaica o eolica, che immettono in rete tutta la produzione (al netto dei servizi ausiliari); e che tali eventuali disconnessioni:
 - nel caso di impianti di produzione connessi in media tensione su linee dedicate, siano effettuate direttamente dalle imprese distributrici con preavviso di 60 minuti (cd. GDTEL);
 - nel caso degli altri impianti di produzione connessi in media tensione, siano effettuate dai produttori, con preavviso di sette giorni e salvo revoca il secondo giorno prima della disconnessione, in attesa dell’implementazione dei dispositivi necessari per il teledistacco (cd. GDPRO);
- il servizio di dispacciamento è erogato da Terna e pertanto l’eventuale richiesta di distacco degli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione di cui all’Allegato A72 (da applicarsi, come sopra detto, nel caso in cui non siano possibili diverse azioni) non può che provenire dalla medesima Terna;
- a seguito dell’approvazione della deliberazione 344/2012/R/eel, la Direzione Mercati dell’Autorità, con lettera del 13 settembre 2012, ha segnalato al CEI di tenere in debita considerazione, in fase di aggiornamento della Norma CEI 0-16, le nuove disposizioni previste dall’Allegato A72 per gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione, di potenza maggiore o uguale a 100 kW, alimentati dalle fonti non programmabili solare fotovoltaica o eolica, che immettono in rete tutta la produzione (al netto dei servizi ausiliari);
- la Direzione Mercati dell’Autorità, con lettera del 16 novembre 2012, ha:
 - a) informato Terna che la medesima Direzione sta valutando l’implementazione, da parte dei produttori e delle imprese distributrici che dispongono di una o più cabine primarie, di sistemi che consentano la trasmissione di segnali ai fini del teledistacco, in situazioni di criticità per il sistema elettrico, degli impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 100 kW connessi alle reti in media tensione; ciò al fine di consentire una migliore applicazione dell’Allegato A72 che attualmente, per la GDPRO (la maggior parte degli impianti di produzione), prevede un’azione da parte dei produttori difficilmente verificabile;
 - b) richiesto a Terna, al fine del proseguimento del percorso già avviato in materia di integrazione degli impianti di generazione distribuita nelle reti elettriche e

per implementare le necessarie modifiche regolatorie, di inviare, alla medesima Direzione, le indicazioni in relazione ai servizi di rete che gli impianti di generazione distribuita devono necessariamente prestare per consentire l'esercizio in condizioni di sicurezza del sistema elettrico;

- Terna, con lettera del 12 dicembre 2012 in risposta alla sopra richiamata lettera del 16 novembre 2012, ha evidenziato, tra l'altro, che l'implementazione di sistemi che consentano la trasmissione di segnali al fine del teledistacco degli impianti di produzione connessi alle reti in media tensione costituisce senza dubbio un miglioramento delle attuali procedure di cui all'Allegato A72, peraltro già auspicato da Terna nell'ambito del medesimo Allegato. La possibilità di distacco da remoto di tali impianti di produzione infatti, oltre a dare certezza e verificabilità immediata della corretta esecuzione dell'ordine di riduzione, consentirebbe di adottare interventi più mirati e maggiormente selettivi;
- il CEI, con lettera del 20 dicembre 2012, ha trasmesso all'Autorità la versione aggiornata della Norma CEI 0-16 (Norma CEI 0-16 – Edizione III), in cui, tra l'altro, ha predisposto il paragrafo 8.8.6.5 e l'Allegato M relativi alla partecipazione al piano di difesa degli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione. In particolare, tale Allegato, implementato nell'ambito di un Comitato tecnico al quale hanno preso parte anche rappresentanti dei gestori di rete, definisce i requisiti tecnici di cui devono disporre gli impianti fotovoltaici ed eolici aventi potenza nominale complessiva dei gruppi di generazione maggiore o uguale a 100 kW connessi alle reti di media tensione affinché sia possibile operare il teledistacco in condizioni di emergenza;
- con la deliberazione 562/2012/R/eel, l'Autorità, tra l'altro, ha aggiornato l'articolo 4, comma 4.1, lettera c), della deliberazione 84/2012/R/eel, prevedendo che il paragrafo 8.8.6.5 della Norma CEI 0-16 – Edizione III e l'Allegato M alla medesima Norma trovino applicazione per gli impianti di produzione di energia elettrica da connettere in media tensione per i quali la data di invio della richiesta di connessione completa è successiva al 31 dicembre 2012; ad oggi, pertanto, il paragrafo 8.8.6.5 della Norma CEI 0-16 – Edizione III e l'Allegato M alla medesima Norma non trovano applicazione per gli impianti di produzione di energia elettrica per i quali la data di invio della richiesta di connessione completa è antecedente all'1 gennaio 2013;
- l'Allegato M alla Norma CEI 0-16 – Edizione III ha altresì evidenziato che, per poter ridurre la produzione degli impianti di produzione, è necessario che l'impresa distributrice possa inviare segnali ad un opportuno ricevitore GSM/GPRS situato presso l'impianto dell'utente attivo ed in grado di elaborare il segnale e di emettere un comando al sistema di protezione di interfaccia che consenta il distacco e l'inibizione dei gruppi di generazione; il medesimo Allegato M descrive altresì le funzionalità e le modalità di installazione presso gli impianti di produzione di energia elettrica del ricevitore (modem/attuatore) GSM/GPRS;
- affinché le imprese distributrici possano inviare i segnali di riduzione della produzione ad un opportuno ricevitore GSM/GPRS situato presso l'impianto dell'utente attivo, è necessario che le medesime possano ricevere le richieste di Terna e possano, a loro volta, trasmettere i segnali agli utenti attivi;
- per le finalità di cui al precedente alinea e sulla base dell'Allegato M alla Norma CEI 0-16 – Edizione III, Terna, previa propria consultazione, ha aggiornato l'Allegato A72 definendo le condizioni per le comunicazioni tra la medesima Terna

e le imprese distributrici, nonché i requisiti dei sistemi che le imprese distributrici devono implementare. In particolare, come evidenziato da Terna, l'Allegato A72 è stato aggiornato tenendo conto delle esigenze manifestate e condivise dai membri presenti in ambito CEI (tra cui anche i gestori di rete) al fine di:

- rendere pienamente operativo l'Allegato M alla Norma CEI 0-16 – Edizione III consentendo lo scambio dei dati tra imprese distributrici e Terna tramite l'utilizzo di canali preesistenti per il telecontrollo o i sistemi di difesa (limitando quindi il più possibile l'impatto in fase di implementazione);
 - unificare le possibili soluzioni e definire provvedimenti di rapida implementazione e limitato impatto economico rispetto a soluzioni alternative;
 - disporre di linee guida univoche per la realizzazione dei sistemi;
 - ampliare, con soluzioni facilmente implementabili, i quantitativi di generazione distribuita distaccabile in tempo reale (la cd. GDRM), cioè con tempistiche di preavviso dell'ordine di pochi minuti, molto più ridotte rispetto a quelle attualmente necessarie per la GDTEL e soprattutto per la GDPRO. Ciò consentirebbe un contenimento della durata dell'eventuale distacco e una riduzione della potenza coinvolta;
- Terna ribadisce altresì che la procedura RIGEDI, di cui all'Allegato A72, viene attivata qualora si verificano situazioni critiche per la sicurezza del sistema elettrico;
 - Terna, in sede di aggiornamento dell'Allegato A72, ne ha altresì proposto l'applicazione a tutti gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione, di potenza maggiore o uguale a 100 kW, alimentati dalle fonti non programmabili solare fotovoltaica o eolica, ivi inclusi quelli che non immettono in rete tutta la produzione (in precedenza esclusi), coerentemente con quanto già indicato dall'Allegato M alla Norma CEI 0-16 – Edizione III e già vigente almeno per gli impianti eolici e fotovoltaici di potenza maggiore o uguale a 100 kW connessi alle reti di media tensione per i quali la richiesta di connessione è stata presentata in data successiva al 31 dicembre 2012;
 - con lettere del 19 febbraio 2014 e del 4 agosto 2014, Terna ha trasmesso all'Autorità la versione aggiornata dell'Allegato A72 (di seguito: Allegato A72 modificato), al fine dell'approvazione secondo le modalità di cui alla deliberazione 250/04, oltre che le risposte e le osservazioni pervenute durante la consultazione nonché un'analisi critica di tali osservazioni;
 - l'Allegato A72 modificato rappresenta un documento tecnico per la gestione in sicurezza del sistema elettrico e non definisce il perimetro, le modalità e le tempistiche di implementazione, poiché tali definizioni spettano all'Autorità in sede di approvazione;
 - nel corso della consultazione operata da Terna, sono emersi alcuni elementi relativi alle appena richiamate competenze dell'Autorità in sede di approvazione, con particolare riferimento alle tempistiche necessarie per l'implementazione, da parte delle imprese distributrici, dei sistemi previsti dal medesimo Allegato A72 modificato; in particolare:
 - alcuni produttori e loro associazioni evidenziano che l'eventuale applicazione dell'Allegato M alla Norma CEI 0-16 – Edizione III anche agli impianti alimentati da fonte eolica o solare fotovoltaica di potenza maggiore o uguale a 100 kW connessi alle reti di media tensione per i quali la richiesta di connessione è stata presentata in data antecedente all'1 gennaio 2013

comporterebbe costi aggiuntivi in capo ai rispettivi produttori. Tali costi dovrebbero essere almeno in parte coperti, ad esempio tramite l'istituzione di un premio finalizzato ad accelerare tali interventi, secondo le medesime modalità già adottate con la deliberazione 84/2012/R/eel;

- le imprese distributrici evidenziano che per la piena operatività di un sistema in grado di interfacciarsi con i sistemi di Terna e con i singoli impianti di produzione sono necessarie tempistiche rilevanti (anche fino a 18 mesi secondo FederUtility);
- alcune imprese distributrici hanno evidenziato che l'estensione dell'Allegato A72 a tutti i produttori eolici e fotovoltaici connessi in media tensione rende ancora più lunga e complessa la gestione degli adeguamenti necessari;
- a seguito della consultazione di Terna, alcune imprese distributrici hanno trasmesso ulteriori elementi atti a evidenziare le tempistiche necessarie per l'implementazione dell'Allegato A72 modificato, ivi inclusi cronoprogrammi in cui sono dettagliate le attività necessarie.

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 11, comma 1, del decreto interministeriale 5 luglio 2012 ha previsto che, al fine di garantire lo sviluppo del fotovoltaico con modalità compatibili con la sicurezza del sistema elettrico, l'Autorità, assicurando il coordinamento con i provvedimenti di pari finalità inerenti le fonti rinnovabili diverse dalla solare fotovoltaica, nonché con le misure di cui agli articoli 17 e 18 del decreto legislativo 28/11, provveda a definire:
 - a) le modalità e i tempi, eventualmente ulteriori rispetto a quelli già definiti con la deliberazione 84/2012/R/eel, entro i quali tutti gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio entro il 30 giugno 2012, non muniti dei dispositivi di cui all'Allegato 1-A, paragrafo 2, del medesimo decreto 5 luglio 2012, sono ammodernati al fine di prestare i servizi di cui al medesimo allegato, nonché le modalità con le quali i gestori di rete, verificato il mancato rispetto di tali disposizioni, effettuano apposita segnalazione al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito: GSE), il quale in tal caso sospende l'erogazione degli incentivi fino all'avvenuto adeguamento degli impianti di produzione;
 - b) le modalità con le quali i gestori di rete, ivi inclusi i gestori di reti di distribuzione, utilizzano, per l'esercizio efficiente e in sicurezza del sistema elettrico, i dispositivi di cui alla precedente lettera a);
- l'Allegato 1-A, paragrafo 2, del decreto interministeriale 5 luglio 2012, tra l'altro, elenca i servizi che devono essere forniti, tra cui vi è anche la disconnessione dalla rete a seguito di un comando da remoto;
- la disconnessione dalla rete di un impianto alimentato da fonte solare o eolica, a seguito di un comando da remoto, si può rendere necessaria da parte di Terna (in assenza di possibili interventi di altra natura) nella fase di programmazione ex ante al fine di garantire sufficienti margini di adeguatezza oppure in tempo reale per far fronte a situazioni di emergenza non previste;
- l'implementazione dell'Allegato A72 modificato rappresenta la naturale conclusione di un percorso già avviato nel 2012 e, in particolare, confermato con l'applicazione dell'Allegato M alla Norma CEI 0-16 – Edizione III ai sensi della

deliberazione 562/2012/R/eel; tale Allegato, peraltro, definendo le condizioni per le comunicazioni tra Terna e le imprese distributrici nonché i requisiti dei sistemi che le imprese distributrici devono implementare per ricevere e inviare ai produttori i segnali di teledistacco, consente la piena applicazione del paragrafo 8.8.6.5 della Norma CEI 0-16 – Edizione III e dell’Allegato M alla medesima Norma;

- la piena applicazione del paragrafo 8.8.6.5 della Norma CEI 0-16 – Edizione III e dell’Allegato M alla medesima Norma a sua volta consente:
 - la possibilità di intervenire in tempo reale (a differenza sia della GDTEL che della GDPRO) e con modalità che rendono certo l’intervento (a differenza della GDPRO), riducendo, a parità di tutto, il numero degli impianti di produzione chiamati a prestare il servizio di teledistacco nonché la durata del distacco;
 - la possibilità di intervenire in corrispondenza dell’impianto di produzione e non del punto di connessione o della cabina primaria (come avviene con la GDTEL), evitando la disconnessione dell’alimentazione dei servizi ausiliari o dei sistemi atti a garantire la sicurezza del sito;
 - la possibilità di distaccare selettivamente anche impianti di produzione ubicati presso un centro di consumo che, pertanto, non immettono in rete tutta la propria produzione;
- la piena applicazione del paragrafo 8.8.6.5 della Norma CEI 0-16 – Edizione III e dell’Allegato M alla medesima Norma non deve essere intesa come sostitutiva di futuri interventi finalizzati a rendere attive le reti di distribuzione, ma solo come un primo intervento finalizzato a consentire il teledistacco in tempo reale degli impianti di produzione connessi in media tensione per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale quando non è possibile porre in essere altre azioni; tale intervento, anche qualora le reti di distribuzione saranno gestite in modo attivo, potrebbe consentire di disporre di un sistema di *back up*, mantenendo la propria utilità per il sistema elettrico;
- le imprese distributrici, avendo partecipato al Comitato tecnico del CEI nonché alla consultazione di Terna in merito al medesimo Allegato A72, sono consapevoli del percorso seguito e della sua naturale evoluzione e completamento;
- sulla base di dati indicativi ad oggi attesi, appare che i costi in capo alle imprese distributrici per gli adeguamenti di propria competenza siano molto contenuti rispetto ai costi complessivamente sostenuti per l’esercizio dell’attività di distribuzione e comunque dell’ordine di grandezza di poche unità di milioni di euro complessivi; e che tali costi sono per lo più riferiti agli investimenti che si rendono necessari per dare attuazione al presente provvedimento;
- sulla base di dati preliminari ad oggi disponibili, appare che il costo medio atteso in capo ai produttori per l’implementazione del paragrafo 8.8.6.5 della Norma CEI 0-16 – Edizione III e dell’Allegato M alla medesima Norma sia prossimo a:
 - 800 euro per ciascun impianto di produzione di energia elettrica nei casi in cui siano presenti tre o più sistemi di protezione di interfaccia;
 - 650 euro per ciascun impianto di produzione di energia elettrica nei casi in cui siano presenti due sistemi di protezione di interfaccia;
 - 500 euro per ciascun impianto di produzione di energia elettrica nei casi in cui sia presente un solo sistema di protezione di interfaccia.

CONSIDERATO CHE:

- il comma 3.7.5 del Codice di Rete prevede che l'energia elettrica, resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete, sia pari all'energia producibile equivalente a 240 ore equivalenti;
- la deliberazione ARG/elt 5/10 ha previsto che, nel caso di impianti eolici, l'energia elettrica resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete sia pari all'energia producibile corrispondente a 80 ore equivalenti annue, anziché 240 come normalmente previsto per le altre unità di produzione; ciò nell'ipotesi che gli impianti eolici abbiano un numero di ore di funzionamento pari a un terzo del numero medio di ore di funzionamento degli impianti termoelettrici ai quali è stato ragionevolmente riferito un numero di ore pari a 240.

CONSIDERATO CHE:

- il TIQE disciplina al Titolo 7 la “Regolazione delle interruzioni prolungate o estese” e in particolare:
 - a) all'articolo 51, gli standard di qualità relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione di energia elettrica;
 - b) all'articolo 53, i rimborsi per interruzioni prolungate e le circostanze per le quali l'impresa distributrice non è tenuta a corrispondere i rimborsi;
 - c) all'articolo 54, l'attribuzione degli oneri dei rimborsi erogati agli utenti;
- in occasione dell'applicazione del piano RIGEDI, di cui all'Allegato A72 al Codice di rete, l'impresa distributrice attribuisce le interruzioni secondo quanto disposto all'articolo 6 ed alla tabella 3 del TIQE, come di seguito specificato:
 - a) causa di primo livello: origine sistema elettrico;
 - b) causa di secondo livello: ordini di distacco programmato per la sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale previsto dal Codice di Rete (PESSSE, RIGEDI);
- la QTRA disciplina, al Titolo 4, le “Disposizioni per Terna relative alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica” e in particolare:
 - a) all'articolo 15, la compartecipazione di Terna ai rimborsi per interruzioni prolungate o estese;
 - b) all'articolo 17, il finanziamento del Fondo eventi eccezionali a Terna per le interruzioni agli utenti MT e BT con origine sistema elettrico di cui all'articolo 6 del TIQE riconducibili alle tipologie di disalimentazioni di cui al comma 3.7 della QTRA;
- tra le tipologie di disalimentazioni, indicate al comma 3.7 della QTRA, non sono attualmente previste quelle in applicazione del piano RIGEDI;
- la progressiva implementazione della GDRM consentirebbe di ridurre l'impatto sulla continuità del servizio poiché, per consentire il distacco degli impianti di produzione, non verrebbe più aperta la linea elettrica che collega direttamente l'impianto di produzione con la cabina primaria, come invece attualmente succede con la GDTEL.

RITENUTO OPPORTUNO:

- verificare positivamente l'Allegato A72, relativo a "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)", nella versione aggiornata da Terna e trasmessa all'Autorità con lettera del 4 agosto 2014 (di seguito: Allegato A72 modificato);
- prevedere che l'Allegato A72 modificato trovi applicazione a decorrere dall'1 settembre 2015, tenendo conto delle tempistiche tecniche dichiarate dalle imprese distributrici per la sua implementazione, seppur tale data è successiva alla prossima primavera ed estate in cui potrebbero presentarsi alcune criticità nella gestione del sistema elettrico;
- prevedere che il paragrafo 8.8.6.5 della Norma CEI 0-16 – Edizione III e l'Allegato M alla medesima Norma trovino applicazione anche per gli impianti di produzione eolici e fotovoltaici di potenza maggiore o uguale a 100 kW connessi o da connettere in media tensione per i quali la data di invio della richiesta di connessione completa sia antecedente all'1 gennaio 2013, affinché sia più efficace, qualora necessaria, l'applicazione dell'Allegato A72 modificato; e che tali impianti di produzione debbano essere allo scopo adeguati entro il 31 gennaio 2016;
- definire un premio, secondo modalità analoghe a quelle già adottate con la deliberazione 84/2012/R/eel, finalizzato a promuovere l'implementazione, da parte dei produttori, della parte del sistema di teledistacco di propria competenza entro il 31 agosto 2015, cioè in tempo utile per l'applicazione dell'Allegato A72 modificato (con ciò verrebbero peraltro accolte le istanze avanzate da alcuni produttori e loro associazioni nel corso della consultazione di Terna);
- prevedere che il premio di cui al precedente alinea si riduca secondo uno schema concettualmente analogo a quello già implementato con la deliberazione 84/2012/R/eel, fino ad azzerarsi nel caso in cui l'implementazione, da parte dei produttori, della parte del sistema di teledistacco di propria competenza sia successiva al 31 agosto 2015;
- prevedere, pertanto, che il premio sia posto pari a:
 - 800 euro per ciascun impianto di produzione di energia elettrica nei casi in cui siano presenti tre o più sistemi di protezione di interfaccia;
 - 650 euro per ciascun impianto di produzione di energia elettrica nei casi in cui siano presenti due sistemi di protezione di interfaccia;
 - 500 euro per ciascun impianto di produzione di energia elettrica nei casi in cui sia presente un solo sistema di protezione di interfaccia,nel caso di produttori che implementano la parte del sistema di teledistacco di propria competenza entro il 30 giugno 2015, in tempo utile affinché tali dispositivi possano essere preventivamente verificati dalle imprese distributrici, anche durante le fasi di collaudo del sistema, in vista della successiva attuazione dell'Allegato A72 modificato; e che invece il premio sia convenzionalmente posto pari alla metà dei valori sopra riportati nel caso di produttori che implementano la parte del sistema di teledistacco di propria competenza tra l'1 luglio 2015 e il 31 agosto 2015;
- prevedere che i valori iniziali del premio di cui al precedente alinea siano da intendersi come minimi riconosciuti e possano essere eventualmente rivisti, in aumento, sulla base degli elementi e delle informazioni che verranno messe a

disposizione dell'Autorità, con adeguata motivazione e giustificazione, entro il 31 gennaio 2015;

- prevedere che le imprese distributrici che dispongono almeno di una cabina primaria direttamente connessa alla rete di trasmissione nazionale implementino un sistema centralizzato in grado di inviare i segnali necessari per l'attivazione del teledistacco agli impianti alimentati da fonte eolica o solare fotovoltaica connessi alle reti di media tensione; e che i costi sostenuti dalle imprese distributrici per gli investimenti derivanti dal presente provvedimento trovino copertura tramite le tariffe di distribuzione;
- prevedere che il sistema centralizzato di cui al precedente alinea sia implementato entro il 31 agosto 2015, tenendo conto delle tempistiche necessarie alle imprese distributrici per la sua implementazione;
- prevedere che le imprese distributrici verifichino l'effettiva installazione, da parte dei produttori per cui vige l'obbligo ed entro le tempistiche definite dal presente provvedimento, dei sistemi atti a consentire il teledistacco da remoto nonché il loro corretto funzionamento; e che tali verifiche siano effettuate tramite prove da remoto in relazione all'effettivo invio, ricevimento e implementazione del segnale;
- prevedere che, qualora sia stato riscontrato per almeno tre volte un esito negativo delle verifiche di cui al precedente alinea, l'impresa distributtrice effettui un sopralluogo sull'impianto di produzione per verificare l'avvenuta installazione dei dispositivi richiesti e i motivi del mancato funzionamento;
- definire modalità analoghe a quelle già implementate con la deliberazione 84/2012/R/eel in relazione alla sospensione degli incentivi nel caso di esito negativo del procedimento di verifica di cui ai precedenti alinea o nel caso in cui vi sia l'evidenza di disapplicazioni del presente provvedimento;
- raccomandare al GSE, nel caso di esito negativo del procedimento di verifica di cui ai precedenti alinea o nel caso in cui vi sia l'evidenza di disapplicazioni del presente provvedimento, di adottare modalità analoghe a quelle suggerite con la deliberazione 243/2013/R/eel in relazione alla sospensione delle convenzioni di scambio sul posto e di ritiro dedicato, almeno nel caso di impianti di produzione che non hanno diritto agli incentivi e che accedono a tali servizi;
- prevedere che Terna valuti soluzioni ulteriori rispetto a quelle già attualmente disponibili e a quelle che si renderanno disponibili in attuazione del presente provvedimento, al fine di fronteggiare le eventuali criticità che potrebbero presentarsi, anche tramite interventi sulla domanda di energia elettrica, dandone comunicazione all'Autorità.

RITENUTO OPPORTUNO:

- adottare il medesimo principio di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10 (relativa a impianti eolici), anche per altre tipologie impiantistiche, prevedendo in particolare che, nel caso di impianti fotovoltaici, l'energia elettrica, resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete, sia pari all'energia producibile equivalente a 60 ore equivalenti annue, anziché 240 come previsto in generale dal comma 3.7.5 del Codice di Rete; ciò nell'ipotesi che gli impianti fotovoltaici abbiano un numero di ore di

funzionamento pari al 25% del numero medio di ore di funzionamento degli impianti termoelettrici;

- prevedere che Terna aggiorni il Codice di rete al fine di tenere conto di quanto previsto al precedente alinea;
- non prevedere, al momento, modalità di remunerazione per la mancata produzione degli impianti eolici e fotovoltaici connessi alle reti di media tensione in considerazione del fatto che tale mancata produzione dovrebbe essere molto limitata e inferiore alle ore equivalenti annue di cui sopra per le quali comunque non è prevista alcuna remunerazione; ciò poiché il distacco degli impianti di produzione eolici e fotovoltaici connessi alle reti di media tensione viene attivato solo nei casi di emergenza in cui non siano possibili altri interventi al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico, come anche indicato da Terna nell'Allegato A72;
- rimandare ad un successivo provvedimento l'eventuale remunerazione per la mancata produzione degli impianti eolici e fotovoltaici connessi alle reti di media tensione, qualora dovesse manifestarsi l'esigenza di ricorrere al distacco di tali impianti di produzione per un numero di ore equivalenti superiore a quelli sopra indicati;
- prevedere che le interruzioni conseguenti alla applicazione del piano RIGEDI non debbano:
 - a) comportare i rimborsi automatici di cui all'articolo 53 del TIQE in materia di interruzioni prolungate;
 - b) contribuire al computo della "Energia Non Fornita di Riferimento" per Terna

DELIBERA

Articolo 1

Approvazione dell'Allegato A72 modificato

- 1.1 L'Allegato A72, relativo a "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)", nella versione aggiornata da Terna e trasmessa all'Autorità con lettera del 4 agosto 2014 è positivamente verificato e trova applicazione a decorrere dall'1 settembre 2015, in sostituzione della versione positivamente verificata con la deliberazione 344/2012/R/eel.

Articolo 2

Implementazione dei sistemi atti a consentire il teledistacco nel caso di impianti alimentati da fonte eolica o solare fotovoltaica di potenza maggiore o uguale a 100 kW connessi o da connettere alle reti di media tensione per i quali è stata presentata la richiesta di connessione in data antecedente all'1 gennaio 2013

- 2.1 I produttori sono tenuti ad adeguare gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonte eolica o solare fotovoltaica di potenza maggiore o uguale a 100 kW connessi o da connettere alle reti di media tensione per i quali è stata presentata la richiesta di connessione in data antecedente all'1 gennaio 2013, alle

prescrizioni di cui al Paragrafo 8.8.6.5 e all'Allegato M della Norma CEI 0-16 – Edizione III entro il 31 gennaio 2016 oppure entro la data di entrata in esercizio qualora successiva.

- 2.2 Ciascuna impresa distributrice, ivi incluse le imprese distributrici che non dispongono almeno di una cabina primaria (di seguito: imprese distributrici sottese), provvede tempestivamente a dare informazione in merito a quanto previsto dal presente provvedimento tramite il proprio sito internet e i relativi portali qualora disponibili; provvede a trasmettere apposita comunicazione, anche tramite strumenti elettronici, a ciascun produttore coinvolto dal presente provvedimento e connesso alla propria rete avvalendosi del GSE, sulla base di accordi tra le parti, nel caso di impianti di produzione ammessi a ritiro dedicato, scambio sul posto o ai diversi strumenti incentivanti; provvede a rendere disponibile ai medesimi produttori il regolamento di esercizio aggiornato ai sensi del presente provvedimento; provvede a trasmettere un ultimo sollecito ai fini dell'adeguamento entro il 31 dicembre 2015.
- 2.3 A seguito dell'avvenuto adeguamento dell'impianto di produzione alle prescrizioni previste dal comma 2.1, il produttore è tenuto a darne comunicazione all'impresa distributrice alla cui rete l'impianto di produzione è connesso, a sottoscrivere il nuovo regolamento di esercizio e ad inoltrarlo alla medesima impresa distributrice allegando una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta, ai sensi del D.P.R. 445/00, da un responsabile tecnico di impresa installatrice abilitata o da un professionista iscritto all'albo professionale secondo le rispettive competenze, che attesta che il sistema atto a consentire il teledistacco è conforme a quanto previsto dalla Norma CEI 0-16 – Edizione III. Le imprese distributrici possono prevedere che la gestione dell'aggiornamento del regolamento d'esercizio e dell'invio della dichiarazione sostitutiva avvenga per il tramite del portale informatico (ove presente), dando opportuna comunicazione delle modalità applicative.
- 2.4 Le imprese distributrici sottese, entro 30 giorni dalla data di ricevimento delle comunicazioni di cui al comma 2.3, trasmettono alle imprese distributrici che dispongono almeno di una cabina primaria (di seguito: imprese distributrici di riferimento) le medesime comunicazioni, secondo modalità definite dalle imprese distributrici di riferimento.
- 2.5 A seguito del ricevimento della comunicazione di cui al comma 2.3, le imprese distributrici di riferimento verificano tempestivamente (e comunque entro due mesi dalla data di ricevimento della predetta comunicazione o entro il 30 settembre 2015 qualora successivo a tale data di ricevimento) l'effettiva installazione, da parte dei produttori per cui vige l'obbligo ed entro le tempistiche definite dal presente provvedimento, dei sistemi atti a consentire il teledistacco da remoto nonché il loro corretto funzionamento. Tali verifiche sono effettuate tramite prove da remoto in relazione all'effettivo invio, ricevimento e implementazione del segnale e, qualora sia stato riscontrato per almeno tre volte un esito negativo, sono seguite da un sopralluogo sull'impianto di produzione per verificare l'avvenuta installazione dei dispositivi richiesti e i motivi del mancato funzionamento.

- 2.6 I produttori che inviano all'impresa distributrice, entro il 30 giugno 2015, la comunicazione di avvenuto adeguamento degli impianti di produzione alle prescrizioni richieste dal comma 2.1 e che, se l'impianto di produzione era tenuto alla corresponsione del CTS prima dell'intervento di adeguamento, trasmettono entro la medesima data anche la dichiarazione di adeguatezza di cui all'articolo 40 del TIQE (qualora non già inviata) hanno diritto, con riferimento ai medesimi impianti di produzione, a un premio pari a:
- 800 euro per ciascun impianto di produzione di energia elettrica nei casi in cui siano presenti tre o più sistemi di protezione di interfaccia;
 - 650 euro per ciascun impianto di produzione di energia elettrica nei casi in cui siano presenti due sistemi di protezione di interfaccia.
 - 500 euro per ciascun impianto di produzione di energia elettrica nei casi in cui sia presente un solo sistema di protezione di interfaccia.
- A tal fine, la predetta comunicazione deve includere copia della dichiarazione di cui al comma 2.3 (qualora non già inviata). La comunicazione deve avvenire con modalità definite dalle imprese distributrici che consentono di verificare la data di invio e l'avvenuto ricevimento. Il premio viene erogato dall'impresa distributrice di riferimento entro tre mesi dalla data di ricevimento, da parte della medesima impresa, della comunicazione di avvenuto adeguamento o entro il 31 ottobre 2015 qualora successivo, a condizione che le verifiche o il sopralluogo (nei soli casi di cui al comma 2.5) abbiano avuto esito positivo.
- 2.7 I produttori che inviano all'impresa distributrice, nel periodo compreso tra l'1 luglio 2015 e il 31 agosto 2015, la comunicazione di avvenuto adeguamento degli impianti di produzione alle prescrizioni richieste dal comma 2.1 e che, se l'impianto di produzione era tenuto alla corresponsione del CTS prima dell'intervento di adeguamento, trasmettono entro la medesima data anche la dichiarazione di adeguatezza di cui all'articolo 40 del TIQE (qualora non già inviata) hanno diritto, con riferimento ai medesimi impianti di produzione, alla metà dei premi di cui al comma 2.6.
- A tal fine, la predetta comunicazione deve includere copia della dichiarazione di cui al comma 2.3 (qualora non già inviata). La comunicazione deve avvenire con modalità definite dalle imprese distributrici che consentono di verificare la data di invio e l'avvenuto ricevimento. Il premio viene erogato dall'impresa distributrice di riferimento entro tre mesi dalla data di ricevimento, da parte della medesima impresa, della comunicazione di avvenuto adeguamento o entro il 31 ottobre 2015 qualora successivo, a condizione che le verifiche o il sopralluogo (nei soli casi di cui al comma 2.5) abbiano avuto esito positivo.
- 2.8 Le imprese distributrici di riferimento trasmettono a Terna, per il tramite del sistema GAUDÌ e secondo modalità dalla medesima definite, l'informazione relativa all'avvenuto adeguamento dei singoli impianti di produzione adeguati.
- 2.9 I premi di cui ai commi 2.6 e 2.7 sono erogati dalle imprese distributrici di riferimento a valere sul Fondo Utenti MT di cui all'articolo 35 del TIQE. Al fine di ottenere l'erogazione, da parte di Cassa conguaglio per il settore elettrico, di quanto spettante, le imprese distributrici di riferimento sono tenute a dare evidenza alla medesima Cassa dell'avvenuto versamento dei predetti premi e dell'avvenuta comunicazione a Terna ai sensi del comma 2.8. Le imprese

distributrici di riferimento danno separata evidenza a Cassa conguaglio per il settore elettrico dei premi erogati.

- 2.10 Nel caso di imprese distributrici che dispongono solo di una o più cabine primarie non direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale:
- in deroga a quanto previsto al comma 2.5, la data del 30 settembre 2015 prevista ai fini delle verifiche è differita al 29 febbraio 2016;
 - in deroga a quanto previsto al comma 2.6, la data del 31 ottobre 2015 prevista ai fini dell'erogazione del premio è differita al 31 marzo 2016.

Articolo 3

Implementazione, da parte delle imprese distributrici di riferimento, di sistemi in grado di inviare i segnali necessari per l'attivazione del teledistacco

- 3.1 Le imprese distributrici di riferimento implementano, entro il 31 agosto 2015, un sistema centralizzato in grado di inviare i segnali necessari per l'attivazione del teledistacco agli impianti di produzione di potenza maggiore o uguale a 100 kW alimentati da fonte eolica o solare fotovoltaica connessi alle reti di media tensione proprie o delle imprese distributrici sottese.
- 3.2 Il sistema centralizzato di cui al precedente alinea deve essere realizzato conformemente ai requisiti previsti dall'Allegato A72 di cui al comma 1.1.
- 3.3 I costi sostenuti dalle imprese distributrici per gli investimenti derivanti dal presente provvedimento trovano copertura tramite le tariffe di distribuzione.
- 3.4 Ai fini dell'applicazione del presente provvedimento, le imprese distributrici di riferimento definiscono, in accordo con le imprese distributrici sottese, le modalità con le quali queste ultime vengono messe a conoscenza del distacco degli impianti di produzione connessi alle reti elettriche delle imprese distributrici sottese.
- 3.5 In deroga a quanto previsto al comma 3.1, le imprese distributrici che dispongono solo di una o più cabine primarie non direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale implementano il sistema centralizzato di cui al medesimo comma entro il 31 gennaio 2016. Conseguentemente, per tali imprese distributrici, in deroga a quanto previsto all'articolo 1, l'Allegato A72 al Codice di rete nella versione aggiornata da Terna e trasmessa all'Autorità con lettera del 4 agosto 2014 trova applicazione dall'1 febbraio 2016.

Articolo 4

Disposizioni in materia di qualità del servizio

- 4.1 All'articolo 53, comma 53.2, del TIQE dopo la lettera e) è aggiunta la seguente lettera:
- “f) il rimborso si riferisca a un'interruzione causata da ordini di distacco programmato per la sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale previsto dal Codice di rete (PESSE, RIGEDI) di cui alla Tabella 3.”.
- 4.2 All'articolo 3, comma 3.7, della QTRA, la lettera b) è sostituita dalla seguente lettera:

“b) disalimentazioni per applicazione del piano di emergenza PESSE o del piano RIGEDI, a fronte di condizioni di inadeguatezza del parco di generazione o a fronte della riduzione della generazione distribuita connessa alle reti elettriche in media tensione, solo se è stato fornito preavviso di allerta all’utenza con le tempistiche previste dall’Allegato A20 e dall’Allegato A72 al Codice di rete;”.

4.3 Terna aggiorna l’Allegato A54 al Codice di rete in recepimento delle disposizioni di cui al presente provvedimento.

Articolo 5

Disposizioni transitorie e finali

5.1 Nel corso della vita utile di un impianto di produzione di energia elettrica per il quale trovano applicazione, anche a seguito del presente provvedimento, le prescrizioni di cui al Paragrafo 8.8.6.5 e all’Allegato M della Norma CEI 0-16 – Edizione III, le imprese distributrici di riferimento verificano, con la periodicità prevista dal medesimo Allegato M, il corretto funzionamento dei sistemi installati dai produttori atti a consentire il teledistacco da remoto. Tali verifiche sono effettuate tramite prove da remoto in relazione all’effettivo invio, ricevimento e implementazione del segnale e, qualora sia stato riscontrato per almeno tre volte un esito negativo, sono seguite da un sopralluogo sull’impianto di produzione per verificare l’avvenuta installazione dei dispositivi richiesti e i motivi del mancato funzionamento.

5.2 Nei casi in cui:

- la verifica effettuata dall’impresa distributtrice di riferimento ai sensi del comma 2.5 o del comma 5.1 abbia avuto esito negativo;
- il produttore, nonostante il sollecito da parte dell’impresa distributtrice di cui al comma 2.2, non adegui i propri impianti di produzione secondo le tempistiche e le modalità previste dal presente provvedimento,

l’impresa distributtrice di riferimento ne dà comunicazione al GSE e al produttore. Il GSE sospende l’erogazione degli incentivi fino all’avvenuto adeguamento degli impianti di produzione. Il produttore dà comunicazione dell’avvenuto adeguamento all’impresa distributtrice territorialmente competente e al GSE con dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta ai sensi del D.P.R. 445/00. L’impresa distributtrice di riferimento, entro 40 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della predetta comunicazione (eventualmente per il tramite dell’impresa distributtrice sottesa secondo le stesse modalità di cui al comma 2.4), effettua le medesime verifiche di cui al comma 2.5 o al comma 5.1, dando comunicazione degli esiti al produttore (eventualmente per il tramite dell’impresa distributtrice sottesa) e al GSE. Qualora l’esito della verifica sia positivo, la sospensione dell’erogazione degli incentivi cessa i propri effetti. Il presente comma trova applicazione anche qualora l’impresa distributtrice (di riferimento o sottesa) venga a conoscenza di altri casi di disapplicazione del presente provvedimento. Nei casi di impianti di produzione di energia elettrica che non beneficiano di incentivi, l’Autorità valuterà gli interventi da assumere in caso di inadempimento agli obblighi previsti ai sensi del presente provvedimento.

- 5.3 Si raccomanda al GSE, con riferimento ai servizi di scambio sul posto e di ritiro dedicato, di dare applicazione alle clausole delle relative convenzioni che prevedono la sospensione della loro efficacia in caso di inadempienza agli obblighi ivi previsti o richiamati (per quanto attiene al caso di specie, le disposizioni di cui al presente provvedimento), fino all'avvenuto adeguamento degli impianti, dando adeguato preavviso ai produttori coinvolti, almeno nel caso di impianti di produzione che non hanno diritto agli incentivi e che accedono a tali servizi.
- 5.4 I valori di cui al comma 2.6 sono da intendersi come valori minimi riconosciuti. Al fine della quantificazione definitiva dei valori dei premi, da adottarsi con successivo provvedimento, i soggetti interessati possono trasmettere all'Autorità, entro il 31 gennaio 2015, ogni informazione e dato utile, opportunamente motivati e giustificati. Viene dato mandato al Direttore della Direzione Mercati di analizzare i dati e le informazioni trasmesse e di proporre all'Autorità i valori definitivi dei premi.
- 5.5 Con cadenza semestrale, Cassa conguaglio per il settore elettrico trasmette all'Autorità un prospetto riepilogativo relativo ai premi e i corrispettivi complessivamente erogati, per ogni impresa distributrice, ai sensi dell'articolo 2.
- 5.6 Nel caso di impianti fotovoltaici, l'energia elettrica resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete è pari all'energia producibile equivalente a 60 ore equivalenti annue. A tal fine, Terna aggiorna il Codice di rete.
- 5.7 Terna valuta soluzioni ulteriori rispetto a quelle già attualmente disponibili e a quelle che si renderanno disponibili in attuazione del presente provvedimento, al fine di fronteggiare le eventuali criticità che potrebbero presentarsi, anche tramite interventi sulla domanda di energia elettrica, dandone comunicazione all'Autorità.
- 5.8 La presente deliberazione viene trasmessa a Terna S.p.A., al Ministero dello Sviluppo Economico, a Cassa conguaglio per il settore elettrico e al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A..
- 5.9 La presente deliberazione, il TIQE e la QTRA come modificati dalla presente deliberazione sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

7 agosto 2014

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni