

DELIBERAZIONE 26 LUGLIO 2018
402/2018/R/EEL

APPROVAZIONE DEL REGOLAMENTO, PREDISPOSTO DA TERNA S.P.A. AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 300/2017/R/EEL, RELATIVO AL PROGETTO PILOTA PER LA FORNITURA DEL SERVIZIO DI REGOLAZIONE PRIMARIA DELLA FREQUENZA PER IL TRAMITE DI UNITÀ DI PRODUZIONE RILEVANTI INTEGRATE CON SISTEMI DI ACCUMULO

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1029^a riunione del 26 luglio 2018

- Premesso che l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) opera in regime di proroga, ai sensi della legge 64/2018;
- ritenuto il presente provvedimento atto di ordinaria amministrazione.

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- la direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012;
- il regolamento (CE) 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, che istituisce l'Agenzia Europea per la Cooperazione dei Regolatori dell'Energia (ACER);
- il regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il regolamento (CE) 2015/1222 della Commissione europea del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (di seguito: Regolamento CACM);
- il regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione europea del 2 agosto 2017 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica (di seguito: Regolamento SO GL);
- il regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione europea del 23 novembre 2017 che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e i suoi provvedimenti applicativi;
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo 102/14);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);

- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, 111/06, come modificato e integrato (di seguito: deliberazione 111);
- la deliberazione dell'Autorità 17 novembre 2011, ARG/elt 160/11, che avvia un procedimento per la revisione della regolazione del servizio di dispacciamento con particolare riferimento alla gestione della generazione distribuita;
- la deliberazione dell'Autorità 11 agosto 2014, 412/2014/R/efr, che avvia un procedimento per l'attuazione delle disposizioni del decreto legislativo 102/14 in materia di efficienza energetica;
- la deliberazione dell'Autorità 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 574/2014/R/eel);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A, recante "Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018" (di seguito: Quadro strategico 2015-2018);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 393/2015/R/eel), di avvio di un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, in coerenza con gli indirizzi già espressi dall'Autorità nel Quadro strategico 2015-2018 e con la normativa europea in materia in corso di evoluzione;
- la deliberazione dell'Autorità 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 300/2017/R/eel), recante "Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo, tramite l'istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il *balancing code* europeo";
- la deliberazione dell'Autorità 25 maggio 2017, 372/2017/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2017, 583/2017/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2018, 383/2018/R/eel;
- il Codice di trasmissione e dispacciamento predisposto e mantenuto da Terna S.p.a. (di seguito: Terna) ai sensi del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete);
- la lettera trasmessa da Terna all'Autorità, in data 25 luglio 2018, recante il regolamento del progetto pilota per la partecipazione a MSD delle unità di produzione rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria (di seguito: lettera del 25 luglio 2018).

CONSIDERATO CHE:

- l'Autorità, con la deliberazione 393/2015/R/eel, ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, in coerenza con gli indirizzi già espressi dall'Autorità nel Quadro strategico 2015-2018 e con la normativa europea allora in corso di definizione (regolamenti europei sul bilanciamento elettrico e

sull'esercizio del sistema elettrico) o in fase di attuazione (Regolamento CACM); in tale procedimento sono confluiti anche tutte le attività e i provvedimenti finalizzati all'attuazione delle disposizioni del decreto legislativo 102/14, per la parte relativa al dispacciamento elettrico;

- con la deliberazione 300/2017/R/eel, nelle more della redazione del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), l'Autorità ha previsto una prima apertura di MSD, tramite progetti pilota, per consentire di acquisire elementi utili per la riforma organica del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento;
- ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel, i progetti pilota possono riguardare, per quanto qui rileva, l'utilizzo di sistemi di accumulo, in particolare in abbinamento a unità di produzione rilevanti abilitate alla partecipazione a MSD, al fine di ottimizzare la fornitura di risorse di dispacciamento nel rispetto dei requisiti previsti dal Codice di rete;
- i progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel:
 - sono individuati da Terna previa consultazione e successivamente inviati all'Autorità per l'approvazione;
 - ove non diversamente specificato, sono basati sull'attuale classificazione delle unità di produzione e di consumo, ivi incluso il concetto di rilevanza per la partecipazione ai mercati, al fine di consentirne l'avvio in tempi brevi senza richiedere significativi interventi sui sistemi per la gestione del dispacciamento; sono tuttavia permesse forme di aggregazione ulteriori rispetto a quelle già consentite, sia con riferimento alle unità, rilevanti e non rilevanti, sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale, sia con riferimento alle unità non rilevanti, di produzione e di consumo;
 - non prevedono forme di incentivazione economica a favore degli utenti del dispacciamento per l'esecuzione dei progetti pilota; gli operatori coinvolti potranno comunque beneficiare della remunerazione delle risorse di dispacciamento prevista dalla regolazione, comprensiva di quella derivante da eventuali procedure di approvvigionamento a termine;
- la deliberazione 300/2017/R/eel prevede che possano essere abilitate alla presentazione di offerte su MSD tutte le unità di produzione (ivi inclusi i sistemi di accumulo, assimilati a unità di produzione ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel) e tutte le unità di consumo che soddisfino i seguenti requisiti:
 - rispettino, singolarmente per le unità di produzione rilevanti e su base aggregata per le unità di produzione non rilevanti e per le unità di consumo, i requisiti di performance tecnica previsti per la fornitura di ciascun servizio di dispacciamento nella versione del Codice di rete vigente al momento della richiesta di abilitazione; eventuali modifiche a questo requisito saranno valutate dall'Autorità in sede di approvazione del progetto pilota;
 - non risultino essere inserite nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico e del Gestore dei Servizi Energetici;
 - dispongano di dati di misura orari;

- per quanto riguarda l'identificazione delle unità abilitate alla fornitura di risorse di dispacciamento, il comma 3.3 della deliberazione 300/2017/R/eel prevede, tra l'altro e per quanto qui rileva, che le unità di produzione rilevanti possano partecipare a MSD singolarmente con riferimento al medesimo punto di dispacciamento, definito ai sensi della deliberazione 111, valido per la partecipazione ai mercati dell'energia e per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi;
- per quanto riguarda le controparti di Terna ai fini della fornitura delle risorse di dispacciamento, il comma 3.4 della deliberazione 300/2017/R/eel prevede, tra l'altro e per quanto qui rileva, che nel caso delle unità di produzione rilevanti la controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento sia l'utente del dispacciamento titolare del punto di dispacciamento, sempre coincidente con il *Balance Service Provider* (BSP).

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- Terna, con lettera del 25 luglio 2018, ha trasmesso all'Autorità la documentazione relativa a un progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di unità di produzione (di seguito: UP) rilevanti integrate con sistemi di accumulo, che include il regolamento e le osservazioni formulate dagli operatori nell'ambito della consultazione;
- la proposta di Terna di cui al precedente punto prevede, in estrema sintesi, che:
 - il servizio di regolazione primaria della frequenza possa essere erogato per il tramite di sistemi costituiti da unità di produzione integrate (di seguito: UPI), costituite da unità di produzione rilevanti (di seguito: UPR) e accumuli;
 - il quantitativo massimo di riserva primaria di volta in volta approvvigionabile nel Continente nell'ambito del progetto pilota (cioè in relazione alla parte che può essere approvvigionata tramite l'accumulo insito nell'UPI) sia pari a 30 MW; e che, durante il periodo di applicazione del Regolamento, Terna possa incrementare il quantitativo massimo e/o estendere la partecipazione alle unità di produzione ubicate in Sicilia e Sardegna, fermo restando la possibilità di recepire nel Codice di Rete le modalità di fornitura del servizio di regolazione primaria di frequenza per il tramite di UPI prima del termine del progetto pilota;
 - l'utente del dispacciamento debba riservare continuativamente sulla UPR o su almeno una delle altre unità di produzione rilevanti di tipo termoelettrico e/o di tipo idroelettrico nella propria titolarità (di seguito: UP Compensatrici) un margine di potenza in incremento o in decremento, complessivamente pari alla Potenza Qualificata (che è sostanzialmente la potenza del sistema di accumulo per l'erogazione della riserva primaria nell'ambito del progetto pilota; essa può essere inferiore rispetto alla potenza nominale dell'accumulo stesso), rispetto ai corrispondenti programmi vincolanti in potenza con lo scopo di adempiere all'obbligo di fornitura di riserva primaria dell'UPI;

- l'utente del dispacciamento debba attivare in tempo reale sulla UPR o su almeno una delle UP Compensatrici un margine in incremento o in decremento, rispetto ai corrispondenti programmi vincolanti modificati in potenza:
 - a) in condizioni di deviazioni di frequenza della rete non superiori in valore assoluto a 50 mHz, quando lo stato di carica del sistema di accumulo non sia più tale da garantire un'erogazione continuativa del servizio di regolazione primaria pari ad almeno 15 minuti di fornitura a un valore di potenza attiva pari alla Potenza Qualificata;
 - b) in condizioni di deviazioni di frequenza della rete superiori in valore assoluto a 50 mHz, quando lo stato di carica del sistema di accumulo non sia più tale da garantire un'erogazione continuativa del servizio di regolazione primaria pari ad almeno 5 minuti di fornitura a un valore di potenza attiva pari alla Potenza Qualificata;
- in caso di più eventi consecutivi di sottofrequenza di durata e intensità tali da determinare il raggiungimento di uno stato di carica inferiore a 15 minuti equivalenti di erogazione continuativa del servizio di regolazione primaria al valore di Potenza Qualificata, i gruppi di generazione associati all'UPR integrata nell'UPI possano ripristinare lo stato di carica del sistema di accumulo in modo tale da ricostituire i margini di riserva necessari per la ripresa dell'erogazione del servizio di regolazione primaria;
- il tempo di risposta, in condizioni di sovralfrequenza o di sottofrequenza della rete, sia:
 - a) pari a 1 secondo in condizioni di massimo carico dell'UPR (erogazione di potenza attiva dell'UPR pari alla sua potenza efficiente) e in presenza di deviazioni di frequenza sulla rete elettrica superiori in valore assoluto a 150 mHz, qualunque siano le condizioni di funzionamento dell'UPR;
 - b) conforme ai requisiti minimi indicati nell'Allegato A.15 al Codice di rete (cioè 30 secondi) in condizioni di funzionamento dell'UPR diverse da quelle di cui sopra;
- le modalità di erogazione e di remunerazione del servizio di regolazione primaria della frequenza da parte delle UPI siano le stesse già attualmente previste dal Codice di rete nel caso delle unità di produzione rilevanti (non dotate di accumulo);
- alcuni operatori, durante la consultazione del progetto pilota, hanno evidenziato aspetti di natura regolatoria e, in particolare, che:
 - sia opportuno dettagliare meglio il massimo intervallo temporale entro cui ripristinare lo stato di carica del sistema di accumulo e le modalità di sterilizzazione dell'eventuale sbilanciamento negativo dell'UPR causato dal processo di ricarica. In assenza di un meccanismo di sterilizzazione degli sbilanciamenti, l'utente del dispacciamento dell'UPI potrebbe procedere al ripristino dello stato di carica solo dopo la prima fase utile di mercato che consenta di modificare i programmi di energia;

- sia opportuno prevedere la possibilità di compensare la perdita di energia dovuta al raggiungimento dei livelli minimi dello stato di carica del sistema di accumulo tramite una movimentazione “statica” delle UP Compensatrici rispetto al corrispondente programma vincolante in potenza, ossia attraverso una variazione rigida del set-point di potenza dei gruppi di generazione; e che in tal caso sia necessario introdurre un meccanismo di rettifica a livello di *settlement* per tutelare l’utente del dispacciamento dagli eventuali effetti economici negativi dovuti alla combinazione degli sbilanciamenti fisici dell’UPI e delle UP Compensatrici poiché lo sbilanciamento netto di energia per il sistema sarebbe nullo in quanto alla riduzione di carico dell’UPI corrisponderebbe un uguale incremento di carico tramite le UP Compensatrici;
- ai sensi del Regolamento SO GL le prestazioni per la fornitura del servizio di regolazione primaria per i dispositivi con limitata disponibilità di energia (quali i sistemi di accumulo) dovranno essere definite in modo puntuale nell’ambito di metodologie specifiche che i *Transmission System Operator* (TSO) nazionali dovranno sottoporre all’approvazione delle competenti Autorità di regolazione nei prossimi mesi; in particolare una prima serie di prestazioni sarà contenuta nel *synchronous area agreement* previsto per settembre 2018, mentre altri parametri dovranno essere definiti tramite apposite analisi costi e benefici nel corso del 2019.

RITENUTO OPPORTUNO:

- non apportare innovazioni alla deliberazione 300/2017/R/eel, a seguito delle proposte formulate da Terna in merito alla fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di unità di produzione rilevanti integrate con sistemi di accumulo, in quanto non sono emerse necessità in tal senso;
- non imporre all’utente del dispacciamento di riservare continuativamente sulla UPR o sulle UP Compensatrici un margine di potenza in incremento o in decremento complessivamente pari alla Potenza Qualificata, poiché una siffatta imposizione comporterebbe l’obbligo, in capo all’utente del dispacciamento, di riservare lo stesso margine di potenza che avrebbe dovuto riservare in assenza dell’accumulo, riducendo, di fatto, l’utilità del progetto pilota; prevedere, invece, che nell’ambito del progetto pilota, in deroga a quanto attualmente previsto dal Codice di rete, l’obbligo di messa a disposizione del margine di potenza per l’erogazione della riserva primaria (obbligo associato a ogni singola UP rilevante obbligatoriamente abilitata) possa essere trasferito dall’UPI a una o più UP Compensatrici per una potenza non superiore alla Potenza Qualificata;
- prevedere che la presenza delle UP Compensatrici nella titolarità del medesimo utente del dispacciamento non rappresenti un obbligo ai fini della partecipazione al progetto pilota, anche tenendo conto della limitata riserva primaria che può essere erogata, in questa fase, tramite accumuli abbinati a una UPR. Appare infatti opportuno che l’obbligo della presenza delle UP Compensatrici possa essere introdotto in presenza di un mercato della riserva primaria tramite il quale i margini di potenza necessari per la sua erogazione possano essere scambiati, con

meccanismi di mercato, tra gli utenti del dispacciamento, nonché in presenza di una regolazione degli sbilanciamenti maggiormente *cost reflective* (ad esempio basata sui prezzi nodali);

- prevedere altresì che quanto riportato nei punti precedenti trovi applicazione fatte salve eventuali criticità, valutate e motivate da Terna, in merito alla sicurezza del sistema elettrico derivanti dalla potenziale riduzione dei margini di riserva primaria disponibili durante il periodo di ricarica dell'accumulo, nelle more del completamento e dell'attuazione delle disposizioni europee in materia di fornitura del servizio di riserva primaria ai sensi del Regolamento SO GL;
- prevedere che Terna valorizzi al prezzo zonale orario l'eventuale sbilanciamento negativo dell'UPR causato dal processo di ricarica dell'accumulo integrato nella medesima UPI, nei periodi rilevanti in cui tale situazione si verifica. Tale disposizione assume particolare rilievo, almeno finché i prezzi di sbilanciamento non siano pienamente rappresentativi del valore dell'energia di bilanciamento in tempo reale (ad esempio per il tramite dell'utilizzo dei prezzi nodali) in quanto consentirebbe all'utente del dispacciamento di ripristinare lo stato di carica del proprio accumulo quanto prima, anziché solo dopo la prima fase utile di mercato che consenta di modificare i programmi di energia;
- non prevedere che Terna valorizzi al prezzo zonale orario anche l'eventuale sbilanciamento fisico delle UP Compensatrici (quantitativamente analogo ma di segno opposto rispetto a quello negativo dell'UPR causato dal processo di ricarica dell'accumulo integrato nella medesima UPI) nei casi in cui la perdita di energia dovuta al raggiungimento dei livelli minimi dello stato di carica del sistema di accumulo sia compensata tramite una movimentazione "statica" delle UP Compensatrici, poiché una siffatta previsione appare superflua in assenza dell'obbligo di disporre di UP Compensatrici; è infatti Terna a stabilire, nell'ambito del mercato del bilanciamento, quale sia la soluzione più efficiente per compensare lo sbilanciamento dell'UPI associato al processo di ricarica;
- puntualizzare che i parametri prestazionali previsti nel progetto pilota proposto da Terna dovranno essere aggiornati per tenere conto delle disposizioni che saranno assunte a livello europeo in materia di fornitura del servizio di riserva primaria ai sensi del Regolamento SO GL;
- approvare il progetto pilota relativo alla fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di unità di produzione rilevanti integrate con sistemi di accumulo trasmesso da Terna all'Autorità con lettera del 25 luglio 2018, con le modifiche di cui ai precedenti punti, in quanto aderente ai principi contenuti nella formulazione della deliberazione 300/2017/R/eel;
- confermare che, nel caso di unità di produzione ammesse a partecipare al progetto pilota di cui al presente provvedimento, si continuino ad applicare i corrispettivi di sbilanciamento e gli altri corrispettivi di dispacciamento che trovavano applicazione prima della partecipazione al progetto pilota medesimo: ciò implica che, pur ammessa a partecipare al progetto pilota a seguito dell'integrazione con accumuli, un'unità di produzione rilevante obbligatoriamente abilitata continui a essere trattata come UP abilitata e che un'unità di produzione rilevante non

obbligatoriamente abilitata continui a essere trattata come UP non abilitata ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento e degli altri corrispettivi di dispacciamento previsti dalla deliberazione 111

DELIBERA

1. di approvare il progetto pilota relativo alla fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di unità di produzione rilevanti integrate con sistemi di accumulo trasmesso da Terna all'Autorità con lettera del 25 luglio 2018, prevedendo:
 - a) che, nell'ambito del progetto pilota, in deroga a quanto attualmente previsto dal Codice di rete, l'obbligo di messa a disposizione del margine di potenza per l'erogazione della riserva primaria (obbligo associato a ogni singola UP rilevante obbligatoriamente abilitata) possa essere trasferito dall'UPI a una o più UP Compensatrici per una potenza non superiore alla Potenza Qualificata;
 - b) che la presenza delle UP Compensatrici nella titolarità del medesimo utente del dispacciamento non rappresenti un obbligo ai fini della partecipazione al progetto pilota, fatte salve eventuali criticità, valutate e motivate da Terna, in merito alla sicurezza del sistema elettrico, nelle more del completamento e dell'attuazione delle disposizioni europee in materia di fornitura del servizio di riserva primaria ai sensi del Regolamento SO GL;
 - c) di valorizzare al prezzo zonale orario di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), dell'Allegato A alla deliberazione 111 l'eventuale sbilanciamento effettivo negativo dell'UPR causato dal processo di ricarica dell'accumulo integrato nella medesima UPI, nei periodi rilevanti in cui tale situazione si verifica;
2. di trasmettere il presente provvedimento a Terna S.p.a.;
3. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

26 luglio 2018

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni