

DELIBERAZIONE 23 OTTOBRE 2014
522/2014/R/EEL

DISPOSIZIONI IN MATERIA DI DISPACCIAMENTO DELLE FONTI RINNOVABILI NON
PROGRAMMABILI A SEGUITO DELLA SENTENZA DEL CONSIGLIO DI STATO - SEZIONE
SESTA - 9 GIUGNO 2014, N. 2936

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

Nella riunione del 23 ottobre 2014

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: direttiva 2009/72/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo 387/03);
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 280/07);
- la deliberazione dell'Autorità 9 gennaio 2009, ARG/elt 1/09 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione ARG/elt 1/09);
- la deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione ARG/elt 89/09);
- la deliberazione dell'Autorità 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione ARG/elt 5/10);
- la deliberazione dell'Autorità 17 novembre 2011, ARG/elt 160/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 160/11);
- la deliberazione dell'Autorità 5 luglio 2012, 281/2012/R/efr (di seguito: deliberazione 281/2012/R/efr);
- la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2012, 343/2012/R/efr (di seguito: deliberazione 343/2012/R/efr);

- la deliberazione dell’Autorità 22 novembre 2012, 493/2012/R/efr (di seguito: deliberazione 493/2012/R/efr);
- la deliberazione dell’Autorità 17 ottobre 2013, 462/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 462/2013/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 7 agosto 2013, documento per la consultazione 368/2013/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 368/2013/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 20 giugno 2014, documento per la consultazione 302/2014/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 302/2014/R/eel) e le risposte pervenute durante il processo di consultazione;
- il comunicato dell’Autorità, pubblicato in data 12 luglio 2013, recante “Indicazioni in merito alle previsioni delle immissioni di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e all’applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento, a seguito delle sentenze del Tar Lombardia, nn.1613/2013, 1614/2013 e 1615/2013” (di seguito: comunicato del 12 luglio 2013);
- le sentenze del Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia (di seguito: Tar Lombardia), Sezione Terza, 24 giugno 2013, nn. 1613, 1614, 1615, 1616 e 12 luglio 2013, n. 1830;
- le ordinanze del Consiglio di Stato, Sezione Sesta, 11 settembre 2013, nn. 3565, 3566, 3567 e 3568;
- le ordinanze del Consiglio di Stato, Sezione Sesta, 11 dicembre 2013, nn. 5932 e 5933;
- la sentenza del Consiglio di Stato, Sezione Sesta, 9 giugno 2014, n. 2936 (di seguito: sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14).

CONSIDERATO CHE:

- le unità di produzione non programmabili sono definite dal decreto legislativo 387/03 come le unità di produzione che utilizzano l’energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di scarica, dei gas residuati dei processi di depurazione, del biogas, l’energia geotermica o l’energia idraulica, limitatamente in quest’ultimo caso alle unità ad acqua fluente;
- la “non programmabilità” di tali fonti non comporta l’impossibilità di prevedere la disponibilità della fonte e, di conseguenza, la produzione di energia elettrica, quanto piuttosto la difficoltà di controllare e modificare, sulla base di un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete. In generale, tutte le forme di produzione di energia elettrica non programmabili (nel senso sopra detto) sono caratterizzate dalla possibilità di prevedere le immissioni in rete, ancorché con un diverso grado di precisione in dipendenza dalla fonte;
- nell’ambito del più ampio procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 160/11, finalizzato alla formazione di provvedimenti in materia di regolazione del servizio di dispacciamento, con la deliberazione 281/2012/R/efr (il cui contenuto ha

avuto effetti sulle successive deliberazioni 343/2012/R/efr e 493/2012/R/efr), l'Autorità si è posta l'obiettivo di:

- responsabilizzare gli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alla previsione e programmazione dell'energia elettrica immessa in rete;
- introdurre una più efficiente allocazione dei costi di riserva e bilanciamento del sistema elettrico causati dalla variabilità delle immissioni dei predetti impianti;
- iniziare ad applicare il principio di corretta attribuzione dei costi ai soggetti che contribuiscono a generarli (e non più unicamente alla collettività), definendo un transitorio iniziale al fine di garantire la necessaria gradualità nella gestione degli impianti di produzione, ferma restando l'esigenza di pervenire rapidamente ad una situazione a regime che sia il più possibile *cost reflective*;
- la deliberazione 281/2012/R/efr e tutte le deliberazioni ad essa correlate non trovano applicazione per le unità di produzione afferenti a reti non interconnesse, per le quali continua a trovare applicazione la deliberazione ARG/elt 89/09, a cui si rimanda;
- con le sentenze nn. 1613, 1614, 1615 del 24 giugno 2013 e n. 1830 del 12 luglio 2013, il Tar Lombardia, Sezione Terza, ha parzialmente annullato le deliberazioni dell'Autorità 281/2012/R/efr, 343/2012/R/efr e 493/2012/R/efr limitatamente ai criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento attribuiti agli utenti del dispacciamento e, conseguentemente, ai produttori;
- su appello dell'Autorità avverso i capi sfavorevoli delle suddette sentenze, il Consiglio di Stato, Sezione Sesta, con le ordinanze nn. 3565, 3566, 3567 e 3568 dell'11 settembre 2013, ha disposto:
 - la sospensione delle prescrizioni che equiparano le fonti energetiche rinnovabili non programmabili alle altre fonti;
 - la permanenza dell'efficacia delle rimanenti prescrizioni e, in particolare, di quelle necessarie a garantire la sicurezza del sistema;
- con la deliberazione 462/2013/R/efr, l'Autorità, in esecuzione delle ordinanze del Consiglio di Stato dell'11 settembre 2013, nn. 3565, 3566, 3567 e 3568, ha disposto che:
 - ai fini della sicurezza del sistema assicurata da una gestione efficiente del servizio di dispacciamento, trovino applicazione le disposizioni della deliberazione 281/2012/R/efr relative alle franchigie, aumentate fino al 20%, per l'imputazione dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili; entro tali franchigie, gli sbilanciamenti attribuibili alle fonti rinnovabili non programmabili sono valorizzati al prezzo zonale orario, con i relativi oneri a carico della collettività;
 - siano sospese le disposizioni della deliberazione 281/2012/R/efr finalizzate a ridurre gradualmente l'applicazione delle franchigie, in quanto diminutive della effettiva differenziazione tra fonti rinnovabili non programmabili e fonti rinnovabili programmabili;

- siano sospese le disposizioni della deliberazione 281/2012/R/efr che valorizzano gli sbilanciamenti delle fonti rinnovabili non programmabili sulla base del loro effettivo valore di mercato (in quanto equiparano le fonti rinnovabili non programmabili alle altre fonti);
- al fine di evitare continui e dispendiosi conguagli da parte di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) e del Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A. (di seguito: GSE), l'applicazione di tale disciplina transitoria decorra dalle produzioni dell'ottobre 2013, e che, in relazione al periodo 1 gennaio 2013 – 30 settembre 2013, si attendano gli esiti della decisione di merito del Consiglio di Stato;
- su istanza delle controparti che lamentavano la violazione delle ordinanze cautelari, il Consiglio di Stato, con le ordinanze nn. 5932/2013 e 5933/2013, ha ritenuto conforme alle proprie statuizioni la deliberazione 462/2013/R/efr;
- con la sentenza n. 2936/14, la Sezione Sesta del Consiglio di Stato ha confermato le precedenti decisioni del Tar Lombardia e ha rigettato gli appelli dell'Autorità, con le seguenti motivazioni:
 - la non prevedibilità tecnica delle fonti non programmabili ne impedisce l'equiparazione a quelle programmabili, ai fini dell'applicazione dei corrispettivi per gli sbilanciamenti, in ossequio al principio di non discriminazione (Capo 6);
 - ciò, tuttavia, non implica che i costi degli sbilanciamenti delle fonti non programmabili debbano essere socializzati su soggetti diversi dai medesimi (cioè sui clienti finali o sui produttori da fonti programmabili come preteso in giudizio dalle controparti), in quanto ciò realizzerebbe una discriminazione non giustificabile (Capo 7);
 - pertanto, l'Autorità ha piena discrezionalità nel trovare una soluzione che: *“da un lato, tuteli il mercato nella sua interezza mediante l'imposizione anche alle unità di produzione in esame dei costi di sbilanciamento, dall'altro, introduca meccanismi calibrati sulla specificità della fonte in grado di tenere conto della modalità di produzione dell'energia elettrica e delle conseguenti difficoltà di effettuare una previsione di immissione in rete che raggiunga il medesimo grado di affidabilità che devono garantire le unità di produzione di energia programmabile.”* (Capo 7);
- per effetto della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14, sono stati annullati in via definitiva i criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento attribuiti agli utenti del dispacciamento e, conseguentemente, ai produttori, mentre hanno continuato a trovare applicazione tutte le restanti parti della deliberazione 281/2012/R/efr, con particolare riferimento a quelle relative all'obbligo, in capo agli utenti del dispacciamento, di definire i programmi di immissione utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza;
- la sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14 ha confermato e consolidato i criteri già definiti dall'Autorità per promuovere una partecipazione più attiva da parte dei

produttori e degli utenti del dispacciamento al funzionamento del sistema elettrico, allocando a ciascuno gli effetti derivanti dai rispettivi sbilanciamenti;

- le indicazioni desumibili dalla sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14, assunte come base per il prossimo intervento dell’Autorità prevedono che:
 - le unità di produzione alimentate da fonti non programmabili siano assoggettate alla regolazione degli sbilanciamenti per tutelare il mercato nella sua interezza;
 - in ragione delle peculiarità delle singole fonti non sia possibile equiparare tali fonti, *sic et simpliciter*, alle programmabili;
 - gli oneri derivanti dagli sbilanciamenti imputabili alle fonti rinnovabili non programmabili non debbano essere socializzati su soggetti diversi dai medesimi (cioè sui clienti finali o sui produttori da fonti programmabili) per evitare di realizzare una discriminazione non giustificabile;
- nella sentenza n. 2936/14, il Consiglio di Stato precisa che “rientra nella valutazione tecnica dell’Autorità il potere di individuare, nel rispetto del principio di parità di trattamento tra gli operatori economici del settore, la modalità di ripartizione dei costi di sbilanciamento che tengono conto della peculiarità della fonte” (Capo 7). Spetta quindi all’Autorità addivenire ad un equilibrio tra le diverse esigenze evidenziate dal medesimo Consiglio di Stato che potrebbero apparire tra loro contrastanti. Infatti, per tutelare il mercato ed evitare distorsioni occorrerebbe definire corrispettivi di sbilanciamento che riflettano nel migliore dei modi l’impatto effettivo degli sbilanciamenti sul sistema elettrico, prevedendo che ciascun utente contribuisca in relazione alla quota di cui è responsabile ed evitando ogni forma di socializzazione; ciò, da solo, potrebbe non consentire di tenere pienamente conto delle peculiarità delle fonti (nel senso auspicato da alcuni produttori) in quanto ogni diversificazione finirebbe inevitabilmente per allontanarsi dal principio del *cost reflective*;
- dalla sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14 deriva quindi che l’Autorità debba tener conto delle peculiarità delle fonti rinnovabili non programmabili differenziando, per fonte, le modalità allocative dei corrispettivi di sbilanciamento, fermo restando il fatto che tali corrispettivi debbano essere ripartiti tra i soggetti che utilizzano le medesime fonti evitando ogni forma di socializzazione su soggetti diversi dai medesimi.

CONSIDERATO CHE:

- per effetto della direttiva 2009/72/CE, articoli 15, paragrafo 7, e 36, paragrafo 6, lettera b), nonché dell’articolo 3, comma 3, del decreto legislativo 79/99, le fonti rinnovabili non programmabili non possono essere sottratte dall’applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento, né possono essere esentate dal contribuire alla sicurezza del sistema elettrico (cfr. sentenze nn. 1615 e 1830 del 2013 del Tar Lombardia);

- lo sviluppo delle fonti rinnovabili, inoltre, deve essere contemperato e quindi reso compatibile con le esigenze di sicurezza del sistema elettrico in quanto valore preminente nell'ambito dell'organizzazione del servizio di dispacciamento (cfr. sentenza n. 1616/2013 del Tar Lombardia);
- il corrispettivo di sbilanciamento dovrebbe riflettere il costo effettivo che il sistema sostiene per poter contrastare l'effetto prodotto dallo sbilanciamento stesso. In tal senso, quindi il corrispettivo di sbilanciamento dovrebbe rappresentare il valore dell'energia elettrica approvvigionata in tempo reale per rispondere al fabbisogno conseguente allo sbilanciamento stesso. L'Autorità, tramite una serie di atti (tra cui il documento per la consultazione 368/2013/R/eel), sta facendo in modo che, progressivamente e con successive approssimazioni, il corrispettivo di sbilanciamento sia sempre più *cost reflective* nel senso appena detto;
- nella prospettiva di cui al precedente punto, il corrispettivo di sbilanciamento non è una "penalizzazione" per non aver rispettato un programma ma rappresenta la valorizzazione di mercato dell'energia elettrica in tempo reale che, quindi, internalizza parte dei costi indotti sul sistema elettrico per effetto degli sbilanciamenti;
- è compito degli utenti del dispacciamento (a cui si rivolge la regolazione in materia di dispacciamento) e, in particolare dei grossisti, la definizione di soluzioni e strumenti finalizzati a minimizzare il rischio associato alla variabilità della valorizzazione complessiva dell'energia elettrica programmata e immessa in rete (pari, in ogni ora, al prodotto tra la quantità di energia elettrica immessa e il prezzo zonale orario) e dell'energia sbilanciata (pari, in ogni ora, al prodotto tra lo sbilanciamento e il corrispettivo di sbilanciamento che dovrebbe sempre più allinearsi al valore di mercato dell'energia elettrica in tempo reale).

CONSIDERATO CHE:

- con il documento per la consultazione 302/2014/R/eel, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti in merito alla revisione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, anche al fine di dare attuazione alla sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14, tenendo conto delle peculiarità delle diverse fonti rinnovabili non programmabili;
- con il documento per la consultazione 302/2014/R/eel, l'Autorità ha presentato tre possibili opzioni:
 - a) la prima opzione è caratterizzata dai seguenti elementi:
 - franchigie differenziate per fonte, intese come percentuale del programma vincolante modificati e corretto, da applicarsi agli sbilanciamenti in valore assoluto;
 - valorizzazione dell'energia elettrica oggetto di sbilanciamento all'interno della franchigia sulla base del prezzo dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima (di seguito: MGP);

- valorizzazione dell'energia elettrica oggetto di sbilanciamento al di fuori della franchigia uguale per tutte le fonti e determinata con le medesime modalità con cui vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione abilitate.

Tale opzione:

- prevedendo la presenza di una franchigia differenziata per ciascuna fonte non programmabile all'interno della quale lo sbilanciamento è valorizzato sulla base del prezzo dell'energia elettrica in MGP, già consente di tenere pienamente conto delle peculiarità delle diverse fonti;
- prevedendo che la parte dello sbilanciamento eccedente la franchigia sia valorizzata con le medesime modalità con cui vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione abilitate, non introduce ulteriori forme di tutela per le fonti rinnovabili non programmabili, quale l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento "medi" attualmente vigenti non solo per le unità di consumo (a cui però si applica pure l'*uplift*) ma anche per le altre unità di produzione non abilitate;
- lasciando parte degli effetti degli sbilanciamenti in capo alla collettività, potrebbe non essere del tutto aderente al dettato della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14;

b) la seconda opzione è caratterizzata dai seguenti elementi:

- franchigie differenziate per le diverse fonti rinnovabili, come nella prima opzione;
- valorizzazione dell'energia elettrica oggetto di sbilanciamento al di fuori della franchigia con le medesime modalità con cui attualmente vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione non abilitate;
- applicazione di un corrispettivo unitario da applicare all'energia elettrica immessa (o, in alternativa, all'energia immessa in rete da ciascun impianto e rientrante all'interno della predeterminata franchigia), al fine di allocare ai rispettivi utenti del dispacciamento la parte degli effetti degli sbilanciamenti all'interno della franchigia (di seguito: corrispettivo unitario seconda opzione).

Tale opzione:

- continuando a prevedere l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento "medi", mantiene una forma di tutela per le fonti rinnovabili non programmabili e, definendo franchigie differenziate per fonte, consente di tenere conto delle specificità delle singole fonti;
- prevedendo l'applicazione all'energia complessivamente immessa in rete su base nazionale o zonale (o, in alternativa, all'energia immessa in rete da ciascun impianto e rientrante all'interno della predeterminata franchigia) di corrispettivi appositamente determinati, consente di evitare che una parte dei corrispettivi di sbilanciamento rimanga in capo alla collettività, in aderenza al dettato della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14, prevedendo forme allocative diverse dentro e fuori franchigia; in pratica,

all'interno della franchigia, i corrispettivi di sbilanciamento verrebbero ripartiti in modo convenzionale;

- c) la terza opzione consiste nell'introduzione di un meccanismo di valorizzazione degli sbilanciamenti innovativo che preveda la possibilità, per le unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e per tutte le unità di produzione non rilevanti, di partecipare alla copertura degli effetti degli sbilanciamenti non più sulla base della quantità effettiva di energia elettrica oraria sbilanciata, ma sulla base di un corrispettivo unitario. Tale corrispettivo, definito da Terna e differenziato per tipologia di fonte, dovrebbe approssimare il costo che Terna sostiene per coprire i costi di dispacciamento e di approvvigionamento della capacità di riserva derivanti dall'aleatorietà di ciascuna delle fonti rinnovabili non programmabili.

La terza opzione, essendo particolarmente innovativa, può esplicitare le proprie potenzialità in un contesto rinnovato e, pertanto, meglio dettagliata e perfezionata, potrebbe trovare applicazione contestualmente al completamento della revisione della regolazione degli sbilanciamenti, già avviata con il documento per la consultazione 368/2013/R/eel;

- tenendo conto del fatto che l'evoluzione dei sistemi di previsione della disponibilità delle fonti, e di conseguenza della produzione di energia elettrica, dovrebbe comportare un graduale affinamento delle previsioni di immissione dell'energia elettrica e del fatto che una partecipazione più attiva al mercato infragiornaliero (di seguito: MI) dovrebbe contribuire a ridurre gli sbilanciamenti, l'Autorità, nel documento per la consultazione 302/2014/R/eel, ha indicato la possibile definizione della franchigia per ogni fonte (prevista per la prima e la seconda opzione sopra richiamate) in misura pari all'incidenza minore percentuale degli sbilanciamenti in valore assoluto sui programmi vincolanti modificati e corretti riscontrata sulla base dei dati a consuntivo del 2013, e in particolare pari a:
 - 42% in relazione alla fonte eolica;
 - 25% in relazione alla fonte solare fotovoltaica;
 - 1% in relazione alla fonte idrica ad acqua fluente (dato riferito ad una unità di produzione particolare e pertanto maggiormente suscettibile di revisioni a seguito di una più approfondita analisi dei dati disponibili);
 - 1% in relazione alle altre fonti non programmabili;
- in relazione alla prima e alla seconda opzione di cui alle precedenti lettere a) e b), sono state indicate due possibili soluzioni, tra loro alternative, per le unità di produzione non rilevanti:
 - per ciascuna zona di mercato e utente del dispacciamento, tutte le unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili continuano ad essere aggregate in un unico punto di dispacciamento. All'aggregato si applica la franchigia più bassa tra quelle definite per le diverse fonti rinnovabili poiché l'aggregazione comporta implicitamente già un beneficio;

- introduzione di nuovi punti di dispacciamento affinché siano aggregate le sole unità di produzione non rilevanti caratterizzate dalla medesima fonte e quindi dal medesimo valore della franchigia, il che richiederebbe rilevanti modifiche nella gestione e costituzione dei punti di dispacciamento;
- nell'ambito del processo di consultazione avviato con il documento per la consultazione 302/2014/R/eel:
 - a) con riferimento alla prima opzione:
 - la maggior parte dei soggetti interessati non condivide la previsione di valorizzare l'energia elettrica oggetto di sbilanciamento al di fuori della franchigia con le medesime modalità con cui vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione abilitate, considerando che attualmente gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili non possono partecipare al mercato del servizio di dispacciamento (di seguito: MSD);
 - alcuni soggetti interessati condividono l'opzione in esame;
 - b) con riferimento alla seconda opzione:
 - la maggior parte dei soggetti interessati ritiene che tale opzione sia quella preferibile tra le possibilità presentate;
 - alcuni soggetti interessati, pur condividendo l'opzione in esame, ritengono che gli sbilanciamenti all'interno della franchigia non debbano essere allocati ai produttori tramite l'applicazione di un corrispettivo unitario all'energia elettrica immessa in rete, perché tale previsione rischia di penalizzare gli impianti con basso grado di sbilanciamento e rilevante quantità di energia elettrica immessa a favore di impianti con alto grado di sbilanciamento e minima quantità di energia elettrica immessa. Tale scelta non incentiverebbe dunque gli operatori a seguire comportamenti virtuosi;
 - alcuni soggetti interessati, pur condividendo l'opzione in esame, ritengono che gli sbilanciamenti all'interno della franchigia potrebbero essere allocati ai produttori tramite l'applicazione di un corrispettivo unitario agli sbilanciamenti all'interno della franchigia, evitando, quindi, di penalizzare gli impianti con rilevante quantità di energia elettrica immessa;
 - altri soggetti interessati ritengono che gli sbilanciamenti all'interno della franchigia debbano essere valorizzati al prezzo zonale orario, come inizialmente previsto dalla deliberazione 281/2012/R/efr, con franchigie differenziate per fonte, allocando quindi le quote residue ai clienti finali;
 - c) con riferimento alla terza opzione:
 - la maggior parte dei soggetti interessati ritiene principalmente che tale opzione comporti il venir meno del coinvolgimento attivo degli utenti del dispacciamento nell'attività previsionale e nella partecipazione ai mercati dell'energia, contrariamente a quanto gli operatori più virtuosi hanno effettuato negli ultimi anni in vigore della deliberazione 281/2012/R/efr, creando, quindi, delle condizioni potenzialmente contrarie allo sviluppo dei mercati dell'energia;

- alcuni soggetti interessati ritengono che tale opzione non possa trovare applicazione in tempi rapidi, ma dovrebbe essere applicata congiuntamente ad una più generale revisione della disciplina degli sbilanciamenti e alla realizzazione di opportuni studi qualitativi e quantitativi da parte di Terna;
- alcuni soggetti interessati evidenziano che l'eventuale applicazione di tale opzione dovrebbe in ogni caso essere affiancata da una esplicita responsabilizzazione di Terna in relazione all'attività previsionale, anche definendo opportuni meccanismi di premi penalità sulla base dei risultati dalla medesima ottenuti;
- in relazione alle franchigie individuate per l'applicazione della prima e della seconda opzione:
 - alcuni operatori hanno evidenziato che i valori appaiono bassi (soprattutto in relazione alla fonte idrica, per la quale alcuni operatori richiedono la differenziazione tra impianti a regime regolare e impianti a regime torrentizio, e alla fonte eolica) e che, quanto meno, dovrebbero fare riferimento ai dati medi e non ai dati minimi riscontrati, eventualmente prevedendo, secondo quanto indicato da alcuni operatori, l'aggiornamento dei valori delle franchigie legato al miglioramento delle attività di previsione riscontrabile negli anni; altri operatori ritengono invece che la presenza di franchigie possa comportare distorsioni nel mercato, rendendo più difficoltosa l'aggregazione;
 - alcuni soggetti interessati ritengono che nel caso di unità di produzione non rilevanti non si debba applicare al punto di dispacciamento contenente tali unità di produzione il valore della franchigia più basso previsto dal documento per la consultazione 302/2014/R/eel, in quanto eccessivamente penalizzante per le fonti che presentano maggiori errori di previsione; in alternativa alcuni soggetti interessati richiedono che le unità di produzione non rilevanti siano aggregate in punti di connessione diversi per ogni fonte;
- alcuni operatori hanno manifestato criticità in relazione alle tre opzioni indicate dall'Autorità, ritenendo che nessuna di esse consenta di dare seguito alla sentenza n. 2936/14 del Consiglio di Stato. Secondo tali operatori, infatti, la differenziazione per fonte dovrebbe tenere conto delle effettive possibilità, per ogni singola unità di produzione, di prevedere correttamente le proprie immissioni, prevedendo apposite franchigie eventualmente differenziate non solo per fonte ma anche per localizzazione (in particolare, per gli impianti eolici per i quali gli errori di previsione possono dipendere dalla localizzazione di tali impianti e dall'orografia) e tipologia degli impianti; secondo i medesimi operatori nessuna penalizzazione dovrebbe essere imputata ai produttori in grado di rispettare le predette franchigie senza con ciò disapplicare la sentenza del Consiglio di Stato che – a loro detta – consentirebbe all'Autorità di continuare ad allocare le quote residue di sbilanciamento ai clienti finali;
- alcuni soggetti interessati hanno indicato opzioni alternative rispetto a quelle già esposte dall'Autorità. A titolo d'esempio, alcuni di essi hanno evidenziato la possibilità di definire una franchigia differenziata per fonte da applicare al

corrispettivo unitario di sbilanciamento, anziché alla quantità di energia elettrica sbilanciata: in tal modo gli utenti del dispacciamento sono spinti a minimizzare i propri sbilanciamenti ma una parte dei corrispettivi di sbilanciamento (differenziata per fonte) rimarrebbe comunque in capo alla collettività;

- sono state infine presentate alcune proposte aggiuntive, di seguito descritte:
 - alcuni soggetti interessati hanno richiesto una revisione globale del MSD e che le nuove disposizioni relative alla revisione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili si applichino solo a seguito della predetta revisione del MSD;
 - alcuni produttori hanno richiesto la reintroduzione del corrispettivo di corretta previsione inizialmente previsto dalla deliberazione ARG/elt 5/10;
 - alcuni soggetti interessati hanno richiesto che l'Autorità provveda a commissionare a Terna uno studio qualitativo e quantitativo delle diverse opzioni presentate nel documento per la consultazione 302/2014/R/eel; e che solo a seguito dei risultati del predetto studio e della condivisione con i diversi soggetti interessati si provveda a revisionare il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

CONSIDERATO CHE:

in relazione ai conguagli da operare

- per effetto della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14 (che è immediatamente esecutiva), a partire dall'1 gennaio 2013 e fino all'entrata in vigore del presente provvedimento, è stato ripristinato l'articolo 40, commi 40.4 e 40.5, della deliberazione 111/06 in via definitiva nella sua formulazione antecedente alla deliberazione 281/2012/R/efr. In particolare:
 - il comma 40.4 prevede che *“per i punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, [...], il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento [cioè il prezzo zonale orario]”*;
 - il comma 40.5 prevede che *“per i punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, nonché per i punti di dispacciamento per unità di produzione 74/08, per i quali sono state presentate sul mercato del giorno prima offerte di vendita a prezzo non nullo oppure per i quali il programma post-MA di immissione risulti differente dal programma post-MGP di immissione il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo di cui al comma 40.3”*, cioè a quello previsto per la valorizzazione degli

- sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità non abilitata;
- conseguentemente, nel caso di impianti ammessi al ritiro dedicato o alle tariffe fisse onnicomprensive di cui ai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012, nonché nel caso di energia elettrica non incentivata di cui alla deliberazione ARG/elt 1/09 e alla deliberazione 343/2012/R/efr, la cosiddetta “quota residua unitaria” dei corrispettivi di sbilanciamento (pari alla differenza tra il prezzo zonale orario e il corrispettivo di sbilanciamento) da attribuire ai produttori ha valore nullo;
 - in relazione a quanto evidenziato nel precedente punto, diversamente da quanto sostenuto da alcuni operatori nell'ambito della consultazione, il comunicato pubblicato dall'Autorità in data 12 luglio 2013 non può costituire legittimo affidamento alla non applicazione del comma 40.5 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, a seguito del primo annullamento della deliberazione 281/2012/R/efr operato dal Tar Lombardia con le sentenze nn. 1613/2013, 1614/2013 e 1615/2013, nella parte in cui recita *“Diversamente, l'articolo 40, comma 40.5, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 nella sua formulazione antecedente alla deliberazione 281/2012/R/efr viene ripristinato a decorrere dall'inizio del primo mese utile a seguito delle sentenze (1 luglio 2013). Infatti tale comma era stato definito al fine di evitare comportamenti speculativi da parte degli utenti del dispacciamento in un contesto in cui i corrispettivi di sbilanciamento erano valorizzati al prezzo zonale orario. Non ha quindi alcuna rilevanza il ripristino di tale disposizione per il periodo antecedente alla sentenza.”*. Ciò poiché tale comunicato aveva valore temporaneo e transitorio, nelle more della conclusione del contenzioso, e, in relazione ai mesi già trascorsi, si poneva la finalità prioritaria di evitare continui acconti e conguagli. Pertanto, gli operatori, si trovavano comunque esposti all'incertezza propria di un contenzioso che, in caso di annullamento delle disposizioni dell'Autorità, avrebbe comportato l'applicazione, al periodo pregresso, delle disposizioni previgenti, ivi incluse quelle di cui al comma 40.5 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06.

RITENUTO CHE:

- sia necessario dare tempestiva esecuzione alla sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14 e, di conseguenza, prevedere che:
 - le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili siano assoggettate alla regolazione degli sbilanciamenti;
 - le fonti rinnovabili non programmabili non siano equiparate alle fonti programmabili;
 - gli oneri derivanti dagli sbilanciamenti imputabili alle fonti rinnovabili non programmabili non siano socializzati al fine di evitare una discriminazione non giustificabile e di non continuare ad allocare oneri in capo alla collettività.

Peraltro tale considerazione è coerente, oltre che con il dettato della medesima sentenza, anche con la direttiva 2009/72/CE;

- sia opportuno rivedere la disciplina degli sbilanciamenti per le fonti rinnovabili non programmabili sulla base della seconda opzione presentata nel documento per la consultazione 302/2014/R/efr in quanto appare la più coerente con la sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14, ferma restando la prosecuzione del procedimento finalizzato alla più generale revisione della disciplina degli sbilanciamenti;
- la seconda opzione presentata nel documento per la consultazione 302/2014/R/efr consenta di promuovere la corretta previsione delle immissioni di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, evitando che i corrispettivi di sbilanciamento siano allocati ai clienti finali; inoltre, essa appare coerente con la stessa natura giuridica dei corrispettivi di sbilanciamento i quali non hanno funzione penalizzante per il mancato rispetto di un obbligo ma sono strumenti per la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in tempo reale e non oggetto di programmazione;
- le franchigie presentate nel documento per la consultazione 302/2014/R/efr nell'ambito della seconda opzione siano tecnicamente da intendersi più propriamente come bande poiché non hanno la finalità di evitare l'allocazione dei corrispettivi di sbilanciamento ai produttori al di sotto di esse (il che apparirebbe in contrasto con la sentenza n. 2936/14 del Consiglio di Stato) ma di prevedere modalità diverse di allocazione, su base aggregata anziché puntuale, proprio per tenere conto delle difficoltà previsionali che possono incontrare gli utenti del dispacciamento;
- sia opportuno affinare la seconda opzione presentata nel documento per la consultazione 302/2014/R/efr anche tenendo conto di alcune indicazioni pervenute nell'ambito della consultazione e in particolare:
 - prevedere che, in relazione alle unità di produzione rilevanti, il valore delle bande sia convenzionalmente posto pari, per ogni fonte rinnovabile non programmabile, non al valore minimo del rapporto riscontrato nel 2013 tra la sommatoria degli sbilanciamenti in valore assoluto e la sommatoria dei programmi di immissione (come indicato in consultazione), ma al valore più basso assunto dal predetto rapporto dopo aver verificato la sussistenza di entrambe le seguenti condizioni:
 - a) tale valore deve essere stato superato, nel 2013, da almeno il 10% delle unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte in esame;
 - b) la quantità di energia elettrica immessa dalle unità di produzione di cui alla lettera a) deve rappresentare almeno il 10% del totale delle immissioni a parità di fonte.

Ciò consente di accogliere alcune osservazioni presentate durante la consultazione, definendo valori più elevati per le bande rispetto a quelli consultati, evitando al contempo di introdurre valori eccessivamente elevati e inadatti a promuovere il continuo affinamento delle previsioni;

- prevedere che le bande possano essere oggetto di successiva revisione, in riduzione, per tenere conto dell'evoluzione dei sistemi di previsione della disponibilità delle fonti (e, di conseguenza, della produzione di energia elettrica) e del fatto che una partecipazione più attiva al MI dovrebbe contribuire a ridurre gli sbilanciamenti;
- prevedere che i corrispettivi di sbilanciamento all'interno della banda siano allocati ai produttori sulla base degli sbilanciamenti effettivi afferenti al rispettivo punto di dispacciamento, tramite l'applicazione di un corrispettivo unitario differenziato solo per zona di mercato ma non anche per fonte né per tipologia di unità di produzione. Tale modalità allocativa consente una sorta di aggregazione commerciale, all'interno della banda e su base zonale, tra unità di produzione rilevanti e non rilevanti alimentate da qualunque fonte, riducendo il rischio volume e prezzo dello sbilanciamento associato ad ogni singola fonte. Essa consente inoltre di evitare di penalizzare gli impianti con rilevante quantità di energia elettrica immessa (come invece si sarebbe verificato allocando i corrispettivi di sbilanciamento sulla base dell'energia elettrica immessa), accogliendo parte delle osservazioni presentate da alcuni soggetti;
- sia opportuno prevedere quindi, sulla base dei dati di consuntivo relativi all'anno 2013:
 - la definizione di bande differenziate per fonte, pari a:
 - a) 49% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte eolica;
 - b) 31% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte solare fotovoltaica;
 - c) 8% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte idrica ad acqua fluente;
 - d) 1,5% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalle "altre" fonti rinnovabili non programmabili (per lo più unità di produzione geotermoelettriche);
 - l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento attualmente vigenti per le unità di produzione non abilitate e per le unità di consumo alla differenza tra i programmi e le immissioni relative a ciascun punto di dispacciamento superiore alla banda predeterminata e differenziata per fonte primaria;
 - l'applicazione, all'energia elettrica oggetto di sbilanciamento e rientrante all'interno della predeterminata banda, di un corrispettivo unitario che tiene conto del rapporto tra:
 - a) la differenza tra la quota residua complessivamente riferita all'insieme degli impianti per ciascuna zona di mercato (determinata sulla base degli sbilanciamenti totali, senza banda, dei medesimi impianti) e la quota

residua già allocata a tali impianti sulla base degli sbilanciamenti oltre banda e

- b) la somma dell'energia elettrica oggetto di sbilanciamento e rientrante all'interno della predeterminata banda;
- che le unità di produzione non programmabili non rilevanti continuino ad essere aggregate per zona di mercato indipendentemente dalla tipologia di fonte (come già previsto dalla regolazione vigente) e che all'aggregato si applichi una banda pari al minor valore tra quelli riportati per le unità di produzione non programmabili rilevanti, pari al 8% (escludendo il valore riferito alle "altre" fonti rinnovabili non programmabili in quanto non rappresentativo delle tipologie impiantistiche non rilevanti). Ciò consente di accogliere alcune osservazioni presentate durante la consultazione, pur continuando a tenere conto del fatto che l'aggregazione comporta già un beneficio;
 - sia opportuno prevedere che, in alternativa alla regolazione sopra riportata, gli utenti del dispacciamento possano scegliere l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento senza banda, evitando quindi che una parte degli sbilanciamenti sia valorizzata sulla base di corrispettivi medi non differenziati per fonte; ciò al fine di garantire la massima flessibilità possibile per gli utenti del dispacciamento;
 - non possano essere accolte le proposte presentate da alcuni soggetti in quanto non appaiono coerenti con la sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14 nella parte in cui comportano l'allocazione, in capo ai clienti finali, di una parte dei corrispettivi di sbilanciamento;
 - sia necessario rinviare a successivi provvedimenti la valutazione di nuove condizioni, in coerenza con l'evoluzione della regolazione del MSD e con la più generale revisione della regolazione degli sbilanciamenti, anche riprendendo e perfezionando la terza opzione presentata nel documento per la consultazione 302/2014/R/eel;
 - sia necessario prevedere che il GSE, previa consultazione, adegui le proprie regole tecniche finalizzate all'attribuzione dei corrispettivi di sbilanciamento ai produttori che rientrano nel proprio contratto di dispacciamento (qualora previsti).

RITENUTO CHE:

in relazione ai conguagli da operare

- non sia necessario prevedere specifiche disposizioni in merito all'applicazione dell'articolo 40, commi 40.4 e 40.5, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 in quanto è immediatamente esecutiva la sentenza n. 2936/14 del Consiglio di Stato. Essa infatti, annullando la deliberazione 281/2012/R/efr in relazione ai criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento attribuiti agli utenti del dispacciamento, comporta il ripristino della regolazione previgente in materia senza necessità di ulteriori disposizioni da parte dell'Autorità. Peraltro, una diversa interpretazione

operata dall’Autorità in via definitiva (non temporanea e transitoria quale quella del comunicato del 12 luglio 2013) comporterebbe discriminazioni tra utenti del dispacciamento che, durante il contenzioso, hanno operato scelte differenti, con il rischio di privilegiare alcuni a danno di altri;

- sia necessario prevedere che Terna completi i necessari conguagli entro la fine del 2014, affinché a decorrere dall’1 gennaio 2013 trovi applicazione l’articolo 40, commi 40.4 e 40.5, dell’Allegato A alla deliberazione 111/06, nel rispetto della sentenza n. 2936/14 del Consiglio di Stato;
- sia necessario prevedere che, nei primi mesi di applicazione delle nuove modalità di applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento, Terna possa prevedere meccanismi di acconto e conguaglio, previa informativa al Direttore della Direzione Mercati dell’Autorità, per consentire l’adeguamento dei propri sistemi informatici

DELIBERA

1. all’articolo 40, comma 40.3, dell’Allegato A alla deliberazione 111/06, le parole:
“Il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un’unità non abilitata è pari”
sono sostituite dalle parole:
“Il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo a unità non abilitate diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili è pari”;
2. all’articolo 40, comma 40.4, dell’Allegato A alla deliberazione 111/06, le parole:
“Fatto salvo quanto previsto al comma 40.5, per i punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, nonché per i punti di dispacciamento per unità di produzione 74/08, nonché per i punti di dispacciamento di importazione o di esportazione relativi a frontiere elettriche appartenenti ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati”,
sono sostituite dalle parole:
“Per i punti di dispacciamento di importazione o di esportazione relativi a frontiere elettriche appartenenti ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati.”;
3. all’articolo 40 dell’Allegato A alla deliberazione 111/06, il comma 40.5 è sostituito dai seguenti: “
40.5 Ai fini della valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi di ciascun punto di dispacciamento relativo a unità non abilitate alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, Terna applica la somma algebrica dei seguenti corrispettivi:
a) il prodotto tra lo sbilanciamento effettivo eccedentario rispetto alle bande di cui al comma 40.5bis e il prezzo di cui al comma 40.3;

- b) il prodotto tra lo sbilanciamento effettivo rientrante all'interno delle bande di cui al comma 40.5bis e il prezzo di cui al comma 30.4, lettera b);
- c) il prodotto tra lo sbilanciamento effettivo rientrante all'interno delle bande di cui al comma 40.5bis espresso in valore assoluto e il valore unitario della componente perequativa zonale di cui al comma 40.5ter.
- 40.5bis Ai fini dell'applicazione del comma 40.5 la banda, differenziata per fonte, è pari a:
- i. 49% del programma vincolante modificato e corretto, in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte eolica;
 - ii. 31% del programma vincolante modificato e corretto, in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte solare fotovoltaica;
 - iii. 8% del programma vincolante modificato e corretto, in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte idrica ad acqua fluente;
 - iv. 8% del programma vincolante modificato e corretto, in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione non rilevanti;
 - v. 1,5% del programma vincolante modificato e corretto, in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalle altre fonti rinnovabili non programmabili.
- 40.5ter Terna, per le finalità di cui al comma 40.5 e in relazione a ciascuna zona di mercato e ai rispettivi punti di dispacciamento relativi a unità non abilitate alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, quantifica il valore unitario della componente perequativa zonale come rapporto tra:
- la differenza tra il totale dei corrispettivi di sbilanciamento che sarebbero stati ottenuti applicando il comma 40.3 e il totale dei corrispettivi di sbilanciamento già allocati agli utenti del dispacciamento per effetto del comma 40.5, lettere a) e b) e
 - la somma dei valori assoluti degli sbilanciamenti rientranti all'interno delle bande di cui al comma 40.5bis.
- 40.5quater Gli utenti del dispacciamento, in relazione a punti di dispacciamento relativi a unità non abilitate alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, in alternativa a quanto previsto al comma 40.5, possono optare, su base annuale solare, per l'applicazione di un prezzo di sbilanciamento pari a quello di cui al comma 40.3. A tal fine ne danno comunicazione a Terna secondo modalità dalla medesima

definite e positivamente verificate dal Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.”;

4. l'articolo 78 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 è soppresso;
5. il GSE, previa pubblica consultazione, aggiorna le proprie “Regole Tecniche per il trasferimento delle partite economiche relative ai corrispettivi di sbilanciamento e alle offerte accettate sul mercato infragiornaliero” per l'attribuzione, ai produttori in regime di ritiro dedicato e di tariffa fissa onnicomprensiva, dei corrispettivi di sbilanciamento e dei corrispettivi a copertura dei costi amministrativi, in applicazione alle deliberazioni 280/07 e 343/2012/R/efr, per dare tempestiva attuazione al presente provvedimento per quanto di propria competenza;
6. l'articolo 40, commi 40.4 e 40.5, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 nella versione precedente alla deliberazione 281/2012/R/efr trova applicazione in relazione agli sbilanciamenti imputabili alle fonti rinnovabili non programmabili nei giorni dall'1 gennaio 2013 fino al 31 dicembre 2014. Terna, entro il 31 dicembre 2014, completa i necessari conguagli relativi ai corrispettivi di sbilanciamento già fatturati;
7. i punti 1., 2. e 3. della presente deliberazione si applicano dall'1 gennaio 2015. Nei primi mesi di applicazione di tali punti, Terna può prevedere meccanismi di acconto e conguaglio, previa informativa al Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità;
8. Terna aggiorna il Codice di rete in tempo utile per dare tempestiva attuazione al presente provvedimento;
9. la presente deliberazione è pubblicata sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

23 ottobre 2014

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni