

DELIBERAZIONE 5 LUGLIO 2012
281/2012/R/EFR

REVISIONE DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE
UNITÀ DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA ALIMENTATE DA FONTI RINNOVABILI
NON PROGRAMMABILI

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 5 luglio 2012

VISTI:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 27 dicembre 2006, n. 296;
- la legge 29 novembre 2007, n. 222;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: legge 2/09);
- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20;
- 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 del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (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 18 dicembre 2008, recante l'aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo n. 79/99;
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009, recante indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge n. 2/09, nonché per dare impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzare le funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 30 dicembre 2004, n. 250/04;

- la deliberazione dell’Autorità 24 marzo 2005, n. 50/05;
- la deliberazione dell’Autorità 29 aprile 2005, n. 79/05;
- la deliberazione dell’Autorità 7 luglio 2005, n. 138/05;
- la deliberazione dell’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 29 dicembre 2007, n. 351/07;
- la deliberazione dell’Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08, e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione ARG/elt 74/08);
- la deliberazione dell’Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 98/08;
- la deliberazione 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;
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 9 dicembre 2009, ARG/elt 187/09 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione ARG/elt 187/09);
- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2009, ARG/elt 213/09;
- la deliberazione dell’Autorità 25 gennaio 2010, ARG/elt 4/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 4/10);
- la deliberazione dell’Autorità 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10 (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 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Trasporto);
- la “Memoria per l’audizione alla Commissione Ambiente della Camera dei Deputati nell’ambito dell’indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili” dell’Autorità in data 19 maggio 2011, PAS 12/11;
- la Segnalazione dell’Autorità al Parlamento e al Governo in materia di separazione dei servizi di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica dalle altre attività nel mercato elettrico del 24 maggio 2011, PAS 13/11;
- la “Segnalazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas sullo stato dei mercati dell’energia elettrica e del gas naturale e le relative criticità” e la “Proposta al Parlamento e al Governo di strumenti in vista della definizione della politica energetica nazionale”, del 6 ottobre 2011, PAS 21/11 (di seguito: PAS 21/11);
- la Memoria per l’audizione presso la 10^a Commissione Industria, Commercio, Turismo del Senato della Repubblica – “Indagine conoscitiva sulla strategia energetica nazionale: contributo dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas” - del 9 novembre 2011, PAS 23/11;
- la “Relazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas sullo stato dei mercati dell’energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili” in data 1 marzo 2012, 56/2012/I/com;
- il Rapporto annuale dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas al Ministro dello Sviluppo Economico in materia di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti, a

termine e dei servizi di dispacciamento: anno 2011 consuntivato, Rapporto 29 marzo 2012, n. 112/2012/I/eel;

- il documento per la consultazione 9 febbraio 2012, n. 35/2012/R/efr (di seguito: DCO 35/2012/R/efr);
- il Codice di trasmissione e di dispacciamento adottato dalla società Terna S.p.A. (di seguito: Terna) ai sensi del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete).

CONSIDERATO CHE:

- negli ultimi anni, per effetto delle politiche di incentivazione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, si sta assistendo ad uno sviluppo molto rapido della capacità di produzione oggetto di incentivazione, attribuibile per lo più alla realizzazione e connessione alle reti di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili; in particolare, tale sviluppo riguarda gli impianti eolici, prevalentemente connessi alla rete di trasmissione nazionale in alta tensione, e gli impianti fotovoltaici, prevalentemente connessi alle reti di distribuzione in media e bassa tensione;
- l'Autorità, nella PAS 21/11, ha evidenziato, con riferimento alla regolazione del servizio di dispacciamento, che la generazione da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili potrebbe causare una pluralità di impatti rilevanti sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico e sui costi connessi alla medesima gestione, tra cui, in ordine di criticità:
 - a) l'influenza sui sistemi di difesa;
 - b) l'influenza sull'approvvigionamento di risorse per il servizio di dispacciamento;
- l'Autorità, nella PAS 21/11, ha anche indicato l'esigenza di:
 - a) ampliare l'intervallo di frequenza di funzionamento di tutti gli impianti di generazione distribuita, a partire dai fotovoltaici, allineandolo a quello previsto per gli impianti connessi direttamente alla rete di trasmissione nazionale, così da mitigare il rischio di disconnessione a catena degli impianti in caso di grave incidente di rete;
 - b) valutare la possibilità di consentire a Terna azioni di riduzione selettiva della generazione distribuita, anche da fonti rinnovabili, a iniziare da quella connessa in media tensione, così da ricostituire i margini di riserva laddove tutte le altre alternative per conseguire il medesimo obiettivo risultino impraticabili;
 - c) promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete e, in particolare, un'equa ripartizione dei costi generati all'interno del sistema elettrico che non possono più ricadere solo sui consumatori di energia elettrica;
 - d) valutare una più generale revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e delle conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema;
 - e) prevedere, anche ai fini della valutazione di cui alla lettera d), che Terna, con cadenza periodica, quantifichi la massima penetrazione della generazione da fonte rinnovabile non programmabile (con particolare riferimento agli impianti eolici e fotovoltaici) compatibile con l'assetto di sistema; e che Terna valuti gli interventi necessari al fine di garantire, in condizioni di sicurezza per il sistema

elettrico nazionale, lo sviluppo delle fonti rinnovabili tenendo conto degli obiettivi al 2020;

- l'evoluzione prospettica del sistema elettrico, per effetto della rilevante e rapida penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, rende ancora più urgente, al fine di massimizzare l'efficienza e l'efficacia della regolazione del servizio di dispacciamento, il processo, già in corso, di revisione delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento nonché dei criteri di valorizzazione e regolazione dell'energia elettrica oggetto di deviazioni rispetto agli impegni contrattuali;
- tali criticità, necessità e urgenze devono trovare una tempestiva soluzione;
- l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 160/11, ha avviato un procedimento per la revisione delle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento, anche al fine di consentire di accogliere una maggiore immissione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e da generazione distribuita a parità di rete e di risorse disponibili;
- nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 160/11, l'Autorità è già intervenuta con la deliberazione 84/2012/R/eel, recante "Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale";
- con successivi atti, l'Autorità valuterà una più generale revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento al fine di definire un intervento organico e completo, non limitato alle sole fonti rinnovabili.

CONSIDERATO CHE:

- attualmente, per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, il corrispettivo di sbilanciamento effettivo è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel Mercato del Giorno Prima (di seguito: MGP) nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento (di seguito: prezzo MGP); pertanto, qualora l'energia elettrica effettivamente immessa in rete da tali unità sia diversa da quella prevista, i maggiori costi indotti sul sistema vengono socializzati;
- l'approccio descritto nel precedente alinea non è *cost reflective* e si configura come un ulteriore incentivo implicito per le fonti rinnovabili non programmabili e comporta anche che l'utente del dispacciamento non sia indotto a farsi parte attiva nella gestione dell'interrelazione tra impianto di produzione e rete, trascurando quindi varie attività (quali la previsione e la programmazione dell'energia elettrica immessa in rete) che invece sono normalmente svolte da tutti gli altri utenti, direttamente o indirettamente, ivi inclusi i clienti finali; e che ciò genera ulteriori distorsioni nei prezzi dell'energia elettrica;
- la natura "non programmabile" delle fonti rinnovabili c.d. non programmabili non consiste nella impossibilità di formulare previsioni dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete, quanto piuttosto nella non economicità di controllare e modificare, sulla base di un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete (azione, quest'ultima, che comporterebbe lo "spreco" della fonte primaria rinnovabile); pertanto, tutte le forme di produzione di energia elettrica non programmabili sono caratterizzate dalla possibilità di prevedere le immissioni in

rete, ancorché con un differente grado di precisione in dipendenza dalla fonte e dalle situazioni;

- al fine di migliorare la previsione delle immissioni di energia elettrica nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, l’Autorità:
 - a) con riferimento alle unità di produzione rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a 10 MVA), con la deliberazione ARG/elt 5/10, ha introdotto un premio (di seguito: corrispettivo CCP), erogato da Terna nel caso in cui lo sbilanciamento effettivo, per l’anno 2012 e gli anni a seguire, sia, nella singola ora e in valore assoluto, inferiore al 15% dell’energia elettrica immessa;
 - b) con riferimento alle unità di produzione non rilevanti, ha dato mandato, con la deliberazione ARG/elt 4/10, al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. – GSE (di seguito: GSE) di effettuare previsioni aggregate per ogni zona, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione;
- con la deliberazione ARG/elt 127/10, l’Autorità ha previsto che:
 - a) gli impianti di produzione che accedono al ritiro dedicato o allo scambio sul posto o al ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva siano inseriti nel corrispondente contratto di dispacciamento in immissione del GSE dalla data di entrata in esercizio, anche al fine di evitare che possa essere immessa energia elettrica in rete in assenza del contratto di dispacciamento in immissione;
 - b) i soggetti interessati presentino istanza per l’accesso al ritiro dedicato o allo scambio sul posto o al ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell’impianto di produzione;
 - c) qualora l’istanza venisse respinta dal GSE o non venisse presentata al GSE entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell’impianto di produzione, il GSE richieda a Terna la cancellazione del predetto impianto di produzione dal proprio contratto di dispacciamento in immissione;
 - d) nel caso di cui alla precedente lettera c), per il periodo in cui l’impianto di produzione era inserito nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE, il medesimo GSE valorizzi l’energia elettrica immessa in misura pari al prezzo di mercato, fermi restando i corrispettivi di trasporto e di dispacciamento eventualmente applicati;
 - e) nel caso di cui alla lettera d), resti ferma la possibilità di presentare successiva istanza al GSE, con effetti successivi alla data di presentazione dell’istanza medesima.

CONSIDERATO CHE:

- il DCO 35/2012/R/efr, predisposto nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 160/11, ha presentato, in particolare, gli orientamenti dell’Autorità al fine di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alla efficiente previsione dell’energia elettrica immessa in rete, evitando che i costi di sbilanciamento indotti da tali unità continuino a gravare sui soli consumatori di energia elettrica. Gli orientamenti dell’Autorità hanno, quindi, l’obiettivo di introdurre una regolazione *cost reflective* del servizio di dispacciamento anche nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;

- coerentemente con l'obiettivo del DCO 35/2012/R/efr, l'Autorità ha ritenuto che alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili si applichi, a regime, il trattamento oggi previsto per le altre unità di produzione non abilitate alla partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (di seguito: MSD);
- ferma restando l'esigenza di pervenire, il più rapidamente possibile, alla situazione a regime sopra prospettata, l'Autorità, nel DCO 35/2012/R/efr, ha ritenuto opportuno prevedere un transitorio iniziale per l'anno 2012, durante il quale siano individuate delle franchigie al di sotto delle quali gli sbilanciamenti continuino ad essere valorizzati al prezzo MGP;
- l'Autorità ha proposto, più in dettaglio, che, fino al 31 dicembre 2012:
 - a) si applichino, ai punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, i corrispettivi di sbilanciamento previsti su base oraria per unità non abilitate, esclusivamente alla quota dello sbilanciamento che, nella medesima ora, eccede l'8% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento, mentre per la restante quota si applichi il prezzo MGP;
 - b) si applichi un premio per la corretta previsione simile al corrispettivo CCP già vigente; e che, in relazione ai punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, il premio venga erogato da Terna qualora lo sbilanciamento effettivo del punto di dispacciamento, nella singola ora, sia, in valore assoluto inferiore al 15% del programma vincolante modificato e corretto del medesimo punto;
- in relazione agli impianti in regime di tariffa fissa onnicomprensiva, scambio sul posto e Cip 6, per i quali il GSE è utente del dispacciamento (nei confronti del quale, quindi, troverebbe applicazione la regolazione prospettata), l'Autorità ha proposto:
 - a) che la "quota residua" dei corrispettivi di sbilanciamento (pari alla differenza tra i corrispettivi medesimi e il prezzo MGP, che quindi può risultare sia positiva che negativa) e gli eventuali corrispettivi CCP afferenti a ciascun punto di dispacciamento non siano allocati ai produttori;
 - b) l'introduzione di strumenti finalizzati ad aumentare l'efficienza del GSE nell'attività di programmazione;
- in relazione agli impianti in regime di ritiro dedicato, l'Autorità ha proposto tre diverse modalità per l'attribuzione ai produttori della "quota residua" dei corrispettivi di sbilanciamento oltre che del corrispettivo CCP: le prime due modalità prevedono la piena regolazione da parte dell'Autorità, mentre la terza consiste nel conferire al GSE piena autonomia, ferma restando l'impossibilità, per il GSE medesimo, di avvalersi del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate;
- l'Autorità ha altresì proposto che l'attività di previsione e di programmazione dell'energia elettrica immessa da unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (di seguito: servizio di previsione) possa essere svolta dal GSE, previa richiesta dei produttori, anche per le unità di produzione per cui il GSE non è utente del dispacciamento; ciò al fine di valorizzare le competenze acquisite dal GSE nell'ambito di tale attività;
- l'Autorità ha evidenziato che, qualora trovasse applicazione quanto riportato al precedente alinea, sarebbe necessario definire un apposito corrispettivo per

l'erogazione del servizio di previsione, tenendo conto delle condizioni di mercato, che consenta di recuperare parte dei costi già sostenuti sgravando la componente tariffaria A3. Per tale motivo, è stato richiesto ai soggetti interessati di trasmettere, nell'ambito della consultazione, ogni elemento utile per poter definire il corrispettivo per il servizio di previsione; in alternativa, l'Autorità potrebbe limitarsi a definire i criteri sulla base dei quali sia il GSE a definire i corrispettivi per l'erogazione del servizio di previsione.

CONSIDERATO CHE:

- la maggior parte dei soggetti interessati, pur condividendo l'obiettivo dell'Autorità, ritiene che debba essere gestito diversamente il periodo transitorio iniziale. In particolare, tali soggetti ritengono che:
 - sia necessario che la nuova regolazione per il servizio di dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili sia definita con congruo anticipo (almeno 6 mesi) rispetto alla data di prima applicazione;
 - non sia opportuno applicare la nuova regolazione per il servizio di dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili nel corso del 2012 in quanto risulterebbe necessario rinegoziare i contratti di cessione dell'energia elettrica già stipulati, con conseguenti oneri amministrativi e rischi di contenzioso;
 - sia necessario un periodo ricognitivo, di almeno 6-12 mesi, prima della piena applicazione della nuova regolazione per il servizio di dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili, al fine di permettere agli operatori di sperimentare la previsione delle immissioni di energia elettrica, eventualmente con l'ausilio del GSE e dei sistemi previsionali già operativi, oltre che al fine di acquisire dati storici sufficienti;
- alcuni soggetti interessati ritengono che, per il primo anno dalla data di entrata in esercizio di ciascuna unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili, gli sbilanciamenti siano valorizzati a prezzo MGP;
- Terna evidenzia che l'implementazione della nuova regolazione per il servizio di dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili, come descritta nel DCO 35/2012/R/efr, non possa avvenire prima di ottobre 2012, tenendo conto delle tempistiche necessarie allo svolgimento delle procedure che Terna, in qualità di soggetto concessionario di servizio pubblico, è tenuta a espletare, oltre che dei tempi necessari all'adeguamento dei propri sistemi informatici;
- con riferimento agli orientamenti dell'Autorità per la nuova regolazione del servizio di dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili, si evidenzia che:
 - la maggior parte dei soggetti interessati (soprattutto titolari di impianti di produzione eolici) ritiene troppo bassa la franchigia ipotizzata per lo sbilanciamento, richiedendo di aumentarla fino a valori compresi tra il 15% e il 35%;
 - numerosi soggetti interessati ritengono che la franchigia dovrebbe essere differenziata per fonte, in modo tale da considerare opportunamente gli errori di previsione caratteristici di ogni singola fonte. In particolare, nel caso degli impianti eolici e fotovoltaici, i soggetti interessati evidenziano che, mediamente, l'errore di previsione è pari al 20% del programma vincolante modificato e corretto;

- un produttore ritiene che la nuova regolazione del servizio di dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili dovrebbe prevedere una franchigia da applicarsi alla potenza installata di ogni impianto di produzione;
- alcuni produttori ritengono che il valore percentuale dello sbilanciamento effettivo rispetto al programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento entro il quale venga riconosciuto il corrispettivo CCP dovrebbe essere aumentato rispetto al 15% inizialmente indicato e dovrebbe essere posto pari alla franchigia; i grossisti, invece, ritengono che non dovrebbe essere previsto alcun premio per la corretta previsione delle immissioni;
- alcuni produttori ritengono che, nel caso degli impianti di potenza fino a 1 MW, gli sbilanciamenti dovrebbero essere sempre valorizzati a prezzo zonale orario, lasciando quindi gli oneri ad essi associati in capo alla collettività;
- alcuni soggetti interessati auspicano una più generale modifica della regolazione del servizio di dispacciamento prevedendo, tra l'altro, che:
 - a) ogni utente del dispacciamento possa aggregare per zona anche le unità di produzione rilevanti, oltre che le unità di produzione non rilevanti, come già oggi possibile;
 - b) sia consentita la modifica dei programmi di immissione entro tempi più vicini alla consegna fisica dell'energia elettrica, rispetto a quelli oggi possibili;
 - c) il GSE, nell'ambito del ritiro dedicato, abbia la possibilità di modificare i programmi di immissione anche nelle sessioni del mercato infragiornaliero;
- un produttore ritiene che la nuova regolazione del servizio di dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili dovrebbe prevedere che, nel caso di unità di produzione non rilevanti, la previsione delle immissioni sia effettuata per fasce orarie anziché su base oraria;
- il GSE ritiene necessario definire, per ogni zona, un nuovo punto di dispacciamento ove includere le unità di produzione per le quali i produttori intendono accedere ai regimi di ritiro dedicato, tariffa fissa onnicomprensiva e scambio sul posto, limitatamente ai primi 60 giorni dalla data di entrata in esercizio, per il quale gli sbilanciamenti dovrebbero essere valorizzati a prezzo MGP; ciò poiché il GSE, prima del perfezionamento delle convenzioni per il ritiro dell'energia elettrica non dispone delle informazioni sufficienti per poter effettuare le previsioni di immissione dell'energia elettrica;
- alcuni soggetti interessati ritengono opportuno prevedere la possibilità che gli utenti del dispacciamento, eventualmente per il tramite di un soggetto aggregatore, possano aggregare i programmi di immissione e i programmi di prelievo;
- con riferimento agli orientamenti dell'Autorità per la nuova regolazione del servizio di dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili agli impianti di produzione che accedono alla tariffa fissa onnicomprensiva, allo scambio sul posto e al Cip 6:
 - i soggetti interessati condividono che la “quota residua” dei corrispettivi di sbilanciamento e gli eventuali corrispettivi CCP afferenti a ciascun punto di dispacciamento non siano allocati ai produttori;

- la maggior parte dei soggetti interessati evidenzia che l'eventuale strumento da introdurre al fine di aumentare il livello di efficienza del GSE nell'attività di programmazione dovrebbe sgravare la componente tariffaria A3;
- con riferimento agli orientamenti dell'Autorità per la nuova regolazione del servizio di dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili agli impianti di produzione che accedono al ritiro dedicato:
 - la maggior parte dei soggetti interessati (con l'eccezione del GSE) ritengono che debba essere l'Autorità, e non il GSE, a disciplinare le modalità di attribuzione della "quota residua" dei corrispettivi di sbilanciamento ai produttori;
 - gli operatori interessati non hanno espresso preferenze particolari in relazione alle diverse modalità proposte per l'attribuzione del corrispettivo CCP ai produttori;
 - alcuni produttori hanno manifestato la necessità che i programmi di immissione dell'energia elettrica possano essere comunicati entro il giorno $n-1$ e non, come attualmente avviene (almeno nell'ambito del ritiro dedicato), entro il giorno $n-2$;
- con riferimento agli orientamenti dell'Autorità in relazione alla possibilità, da parte del GSE, di fornire il servizio di previsione, su richiesta dei produttori e a pagamento, anche nei casi in cui il medesimo GSE non è utente del dispacciamento, si evidenzia che:
 - il GSE si è reso disponibile a erogare tale servizio, richiedendo che i costi di investimento siano in capo alla componente tariffaria A3 mentre i costi variabili siano in capo ai soggetti che fruiscono del servizio;
 - la maggior parte dei soggetti interessati non condivide la possibilità che il GSE possa fornire il servizio di previsione su richiesta dei produttori e a pagamento, in quanto il medesimo GSE si troverebbe in una posizione dominante, tanto più qualora utilizzasse risorse finanziate dalla componente tariffaria A3.

CONSIDERATO CHE:

- la regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo deve essere non discriminatoria, corrispondente ai prezzi e deve fornire incentivi adeguati agli utenti della rete per bilanciare le proprie immissioni e prelievi (articolo 15, paragrafo 7, e articolo 36, paragrafo 6, lettera b, della direttiva 2009/72/CE; articolo 3, comma 3, del decreto legislativo 79/99);
- come argomentato nei precedenti alinea, l'attuale disciplina dei corrispettivi di sbilanciamento delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili si pone in contrasto con tali principi, senza peraltro che un tale regime – differenziato rispetto a quello applicabile alle altre unità di produzione – trovi giustificazione in una speciale disposizione di legge ovvero in particolari esigenze e specificità tecniche di tali fonti di produzione;
- in conseguenza di quanto sopra, la regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento delle predette unità dovrebbe uniformarsi a quella vigente per la generalità degli impianti di produzione, ed eventuali disposizioni transitorie ritenute necessarie dovrebbero avere effetto per un periodo di tempo limitato;
- l'attuale struttura dei mercati elettrici già consente agli utenti del dispacciamento di unità di produzione non abilitate (tra cui rientrano anche le unità di produzione

alimentate da fonti rinnovabili non programmabili) di modificare i propri programmi di immissione fino in prossimità del tempo reale;

- il capitolo 7, del Codice di rete già prevede che per le unità di produzione in collaudo, per un periodo non superiore a sei mesi dalla data di primo parallelo alla rete per ciascun assetto di funzionamento previsto, e comunque per un periodo complessivo non superiore a un anno, l'energia prodotta in eccesso (in difetto) rispetto al programma finale cumulato di immissione e prelievo è valorizzata al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel Mercato del Giorno Prima nel periodo rilevante e nella zona in cui è localizzata l'unità.

RITENUTO OPPORTUNO:

- definire una prima regolazione del servizio di dispacciamento anche nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili che costituisce un primo passo dell'applicazione del principio di corretta attribuzione dei costi ai soggetti che contribuiscono a generarli;
- definire 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*; e che, durante tale transitorio, vengano applicate franchigie entro le quali gli sbilanciamenti continuino ad essere valorizzati al prezzo zonale orario allocando quindi i relativi oneri alla collettività;
- prevedere che, nel periodo transitorio, sia definito un valore della franchigia più alto di quello indicato in consultazione, tenendo conto delle segnalazioni prevenute nell'ambito della consultazione;
- prevedere che la disciplina transitoria entri in vigore dall'1 gennaio 2013 al fine di tenere conto dei necessari tempi per l'adeguamento dei sistemi informatici da parte di Terna nonché di garantire un preavviso di sei mesi, come richiesto dai produttori; e che eventuali ulteriori esigenze di gradualità e di sperimentazione, rappresentate da alcuni operatori nell'ambito della consultazione, trovino adeguata tutela proprio nell'introduzione della predetta disciplina transitoria;
- abrogare il premio per la corretta previsione poiché la remunerazione prevista non ha consentito, nei precedenti anni di applicazione, di sviluppare sistemi atti a conseguire risultati significativi e poiché appare superato dalla nuova disciplina implementata con il presente provvedimento, con particolare riferimento all'allargamento delle franchigie (rispetto a quelle inizialmente indicate) che, tra l'altro, già tiene conto delle segnalazioni pervenute nell'ambito della consultazione, come evidenziato nei precedenti alinea;
- prevedere che sia conferita al GSE piena autonomia nel presentare le offerte di vendita dell'energia elettrica immessa in rete dalle unità di produzione per cui è utente del dispacciamento, affinché il medesimo GSE possa definire e modificare i programmi di immissione fino in prossimità del tempo reale (partecipando al Mercato del Giorno Prima e al Mercato Intraday), sulla base dei dati messi a disposizione dai produttori;
- prevedere che, nel caso di ritiro dedicato, sia conferita al GSE piena autonomia nel disciplinare le modalità di trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento ai produttori aderenti al regime di ritiro dedicato, ferma restando l'impossibilità, per il

GSE medesimo, di avvalersi della componente tariffaria A3 a tale fine; e che, contestualmente, si preveda che il corrispettivo a copertura dei costi amministrativi sostenuti dal GSE per la gestione del ritiro dedicato sia definito in autonomia dal GSE medesimo, al fine di renderlo trasparente ed aderente ai costi nonché di allineare i segnali di prezzo a quelli che normalmente ha un operatore di mercato, evitando quindi di avvalersi della componente tariffaria A3;

- prevedere che, con successivo provvedimento, siano definite le modalità e le condizioni che garantiscano la separazione, almeno contabile, delle attività di previsione, programmazione e commercializzazione dell'energia elettrica dalle altre attività operate dal GSE, affinché tali attività possano essere efficientemente svolte dal GSE in concorrenza con altri operatori;
- prevedere che, fino alla data di entrata in vigore del provvedimento di cui al precedente alinea:
 - le modalità di trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento ai produttori aderenti al regime di ritiro dedicato e il corrispettivo a copertura dei costi amministrativi sostenuti dal GSE per la gestione del ritiro dedicato vengano applicati previa approvazione da parte dell'Autorità;
 - i dati da richiedere ai produttori, ritenuti dal GSE necessari al fine delle proprie attività di previsione, programmazione e commercializzazione dell'energia elettrica, siano preliminarmente sottoposti alla verifica positiva da parte del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità;
- valutare la necessità, decorsi alcuni mesi dalla data di applicazione del presente provvedimento, di mantenere in vigore la deliberazione ARG/elt 4/10, poiché quest'ultima potrebbe risultare superflua qualora l'insieme delle previsioni e dei programmi di immissione che verranno effettuati dai vari utenti del dispacciamento risultasse soddisfacente riducendo, quindi, gli oneri indotti sul sistema elettrico per effetto degli sbilanciamenti;
- modificare l'Allegato A alla deliberazione 111/06, l'Allegato A alla deliberazione 280/07, l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 1/09 e l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 187/09 al fine di implementare quanto evidenziato nei precedenti alinea

DELIBERA

1. L'Allegato A alla deliberazione 111/06 è modificato nei seguenti punti:
 - all'articolo 1, comma 1.1, dopo la definizione di "Disciplina del mercato", è inserita la seguente definizione:
"energia elettrica da UP con tariffa fissa onnicomprensiva è l'energia elettrica ritirata dal GSE e prodotta dalle unità di produzione a cui spetta, per l'intera quantità di energia elettrica immessa o per una parte, la tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge n. 244/07";
 - all'articolo 1, comma 1.1, dopo la definizione di "unità di produzione 74/08", è inserita la seguente definizione:
"unità di produzione con tariffa fissa onnicomprensiva sono le unità di produzione a cui spetta, per l'intera quantità di energia elettrica immessa o per una parte, la tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge n. 244/07";

- all'articolo 4, comma 4.1, la lettera e) è sostituita dalla seguente:
“e) il Gestore dei Servizi Energetici per le unità di produzione CIP6/92, le unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04, le unità di produzione 74/08 e le unità di produzione con tariffa fissa onnicomprensiva.”;
- all'articolo 8, comma 8.2, le lettere da h) a k) sono sostituite dalle seguenti:
“h) unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04 alimentate da fonti programmabili e unità di produzione con tariffa fissa onnicomprensiva alimentate da fonti programmabili;
i) unità di produzione CIP 6/92 alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04 alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e unità di produzione con tariffa fissa onnicomprensiva alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, nonché tutte le unità di produzione 74/08.”
- all'articolo 8, comma 8.2, lettera g), la parola “k)” è sostituita dalla seguente: “i)”;
- all'articolo 30, comma 30.7 e all'articolo 31, comma 31.7, la lettera e) è sostituita dalla seguente:
“e) le offerte di vendita delle unità di produzione CIP6/92, delle unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04, delle unità di produzione 74/08 e delle unità di produzione con tariffa fissa onnicomprensiva;”
- all'articolo 40, comma 40.4, 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 seguenti:
“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,”;
- all'articolo 40, il comma 40.5 è soppresso;
- l'articolo 40bis è soppresso;
- dopo l'articolo 77 è inserito il seguente: “

Articolo 78

Disposizioni transitorie relative all'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili

- 78.1 Con riferimento ai punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, i corrispettivi di cui al comma 40.3 si applicano esclusivamente alla quota dello sbilanciamento effettivo che eccede:
- a) il 20% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2013 e il 30 giugno 2013;

b) il 10% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento per il periodo compreso tra l'1 luglio 2013 e il 31 dicembre 2013.

Per la restante quota, il corrispettivo di sbilanciamento è pari al prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b). Con successivi provvedimenti verranno definite le condizioni da applicare per gli anni successivi al 2013, tenendo conto dell'evoluzione della regolazione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

2. L'Allegato A alla deliberazione 280/07 è modificato nei seguenti punti:

- all'articolo 4, comma 4.2:
 - la lettera b) è soppressa;
 - le lettere d) ed e) sono sostituite dalle seguenti:
 - “d) applica i corrispettivi di sbilanciamento secondo quanto previsto dal comma 8.3, ad eccezione degli impianti appartenenti a punti di dispacciamento isolati;
 - e) applica un corrispettivo a copertura dei costi amministrativi, definito dal medesimo GSE. Tale corrispettivo viene definito nell'ipotesi di allocare ai produttori gli interi costi fissi e variabili associati alla previsione delle immissioni di energia elettrica e alla commercializzazione della medesima energia;”;
 - la lettera h) è soppressa;
- l'articolo 5 è sostituito dal seguente: “

Articolo 5

Obblighi procedurali per i produttori

- 5.1. Ai fini dell'applicazione del presente provvedimento, i produttori, per ogni impianto, sono tenuti a fornire al GSE, tramite il portale informatico appositamente predisposto, i dati necessari ai fini delle previsioni e della programmazione dell'energia elettrica immessa. I predetti dati nonché le rispettive modalità di trasmissione sono definite dal GSE.
- 5.2. I produttori devono consentire l'accesso all'impianto e alle relative infrastrutture al GSE e agli altri soggetti di cui il medesimo può avvalersi per l'espletamento delle attività di verifica e controllo previste dall'articolo 11 del presente provvedimento.
- 5.3. Nei casi in cui l'energia elettrica venga ritirata, come eccedenza, dagli impianti di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, i produttori sono tenuti a trasmettere al GSE, con dichiarazione sostitutiva dell'atto notorio, al termine di ogni anno solare ed entro e non oltre il 31 marzo dell'anno successivo, i dati a consuntivo relativi all'anno precedente della quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto e della quantità di energia elettrica autoconsumata, nonché ogni altra documentazione necessaria a dimostrare la sussistenza, per l'anno precedente, dei requisiti per acquisire il titolo di autoproduttore di cui all'articolo 2, comma 2, del

decreto legislativo 79/99. Qualora il titolo di autoproduttore non dovesse essere soddisfatto per l'anno precedente, il produttore è tenuto a versare al GSE un ulteriore corrispettivo a copertura dei costi amministrativi pari all'1% del controvalore dell'energia elettrica ritirata, nell'anno precedente, ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e del comma 41 della legge n. 239/04.”

- l'articolo 8 è sostituito dal seguente: “

Articolo 8

Determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento

8.1. Il GSE, entro il giorno venti del secondo mese successivo a quello di competenza, per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento, calcola la quota residua dei corrispettivi orari di sbilanciamento attribuiti da Terna al medesimo GSE (OS_h). Detti corrispettivi, espressi in €, sono pari alla somma algebrica tra il corrispettivo di sbilanciamento effettivo attribuito da Terna ai sensi dell'articolo 40 della deliberazione n. 111/06 ed il prodotto tra lo sbilanciamento effettivo e il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06:

$$OS_h = (C^{sbil}_h - P^Z_h \cdot Sbil_h) \text{ [€]}$$

dove:

- OS_h = quota residua del corrispettivo orario di sbilanciamento attribuito da Terna al GSE in relazione ad un determinato punto di dispacciamento;
- C^{sbil}_h = corrispettivo di sbilanciamento complessivo attribuito ad un determinato punto di dispacciamento da Terna nell'ora h, ai sensi dell'articolo 40 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;
- P^Z_h = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui ricade il punto di dispacciamento per l'ora h;
- $Sbil_h$ = sbilanciamento effettivo del punto di dispacciamento nell'ora h.

8.2. Il GSE, entro il giorno venti del secondo mese successivo a quello di competenza, per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità di produzione non rilevanti, ripartisce la quota residua OS_h di cui al comma 8.1 tra (ove presenti):

- unità di produzione CIP 6/92;
- unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04;
- unità di produzione 74/08;
- unità di produzione con tariffa fissa onnicomprensiva, secondo modalità proposte dal GSE ed approvate dall'Autorità.

8.3. Il GSE attribuisce ai produttori, secondo modalità autonomamente definite, i corrispettivi di sbilanciamento di cui ai commi 8.1 e 8.2 imputabili alle unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04. Da tale attribuzione non devono derivare maggiori oneri in capo alla componente tariffaria A3.”

- l'articolo 9 è soppresso;

- all'articolo 10, comma 10.1, le parole "A tal fine il GSE, nel caso di impianti di potenza apparente nominale maggiore o uguale a 10 MVA, utilizza il programma trasmesso dal produttore ai sensi del comma 5.1, lettera b)." sono soppresse;
 - all'articolo 10, il comma 10.2 è soppresso;
 - all'articolo 12, il comma 12.2 è soppresso;
 - all'articolo 12, comma 12.5, le parole "9.1," sono soppresse;
 - all'articolo 12, comma 12.6, la parole "degli articoli 9 e 11" sono sostituite dalle parole "dell'articolo 11".
3. L'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 1/09 è modificato nei seguenti punti:
- all'articolo 4, comma 4.1, la lettera b) è sostituita dalla seguente:
 - "b) all'energia elettrica non incentivata:
 - b1) riconosce i prezzi medi che si sarebbero ottenuti qualora l'intera quantità di energia elettrica immessa fosse stata remunerata ai prezzi di cui all'articolo 6 e/o all'articolo 7 della deliberazione n. 280/07;
 - b2) attribuisce, secondo modalità autonomamente definite, la parte ad essa relativa dei corrispettivi di sbilanciamento di cui all'articolo 8, comma 8.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07 imputabili alle unità di produzione con tariffa fissa onnicomprensiva, ad eccezione degli impianti appartenenti a punti di dispacciamento isolati;
 - b3) applica un corrispettivo a copertura dei costi amministrativi, definito dal medesimo GSE secondo i medesimi criteri di cui all'articolo 4, comma 4.2, lettera e), dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07.";
 - all'articolo 6, comma 6.1, le parole "Ai fini del dispacciamento, gli impianti di cui al presente provvedimento appartengono alle tipologie di cui all'articolo 8, lettere i) e j), della deliberazione n. 111/06." sono soppresse;
 - all'articolo 6, il comma 6.2 è soppresso;
 - all'articolo 8, comma 8.1, le parole:
 - "Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili e nel caso delle centrali ibride, il GSE calcola il corrispettivo complessivo di sbilanciamento, secondo le modalità di cui all'articolo 8, comma 8.2, lettera d), della deliberazione n. 280/07, ponendolo a carico del medesimo Conto qualora non debba essere attribuito al produttore ai sensi del comma 4.1." sono sostituite dalle seguenti:
 - "Il GSE pone a carico del medesimo Conto la parte dei corrispettivi di sbilanciamento di cui all'articolo 8, comma 8.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07 imputabili alle unità di produzione con tariffa fissa onnicomprensiva, calcolata secondo le modalità di cui all'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07, che non viene attribuita al produttore ai sensi del comma 4.1."
4. All'articolo 7, comma 7.2, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 187/09, le parole "di cui all'articolo 40, comma 40.4 della deliberazione n. 111/06" sono sostituite dalle seguenti: "di cui all'articolo 40, comma 40.3, della deliberazione n. 111/06".

5. Con successivo provvedimento, l'Autorità definisce le modalità e le condizioni che garantiscano la separazione, almeno contabile, delle attività di previsione, programmazione e commercializzazione dell'energia elettrica dalle altre attività operate dal GSE. Fino alla data di entrata in vigore di tale provvedimento, il GSE mantiene separata evidenza dei costi fissi e variabili derivanti dalle attività di cui al presente punto.
6. Fino alla data di entrata in vigore del provvedimento, di cui al punto 5:
 - i corrispettivi previsti dall'articolo 4, comma 4.2, lettera e), e dall'articolo 8, comma 8.3, dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, i corrispettivi previsti dall'articolo 4, comma 4.1, lettera b2), dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 1/09 e le modalità adottate per la loro quantificazione vengono applicati previa approvazione da parte dell'Autorità. A tal fine, il GSE trasmette all'Autorità ogni dato utile ai fini della verifica;
 - le disposizioni di cui all'articolo 5, comma 5.1, dell'Allegato A alla deliberazione 280/07 vengono applicate previa verifica positiva da parte del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.
7. Terna aggiorna il Codice di rete e il sistema GAUDÌ al fine di tenere conto delle modifiche introdotte dal presente provvedimento.
8. La presente deliberazione, l'Allegato A alla deliberazione 111/06, l'Allegato A alla deliberazione 280/07, l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 1/09 e l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 187/09, come risultanti dalle modifiche apportate dal presente provvedimento, sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it ed entrano in vigore l'1 gennaio 2013, fatto salvo quanto definito al punto 9.
9. L'articolo 10 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, come risultante dalle modifiche apportate dal presente provvedimento, entra in vigore il 9 luglio 2012.

5 luglio 2012

IL PRESIDENTE:
Guido Bortoni