

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
302/2014/R/EEL**

**REVISIONE DELLA DISCIPLINA DEGLI SBILANCIAMENTI PER LE UNITÀ DI
PRODUZIONE NON ABILITATE E IN PARTICOLARE PER LE UNITÀ DI PRODUZIONE
ALIMENTATE DA FONTI RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI**

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica

20 giugno 2014

Premessa

Con la sentenza 9 giugno 2014, n. 2936, la Sezione Sesta del Consiglio di Stato, esprimendosi in merito alla deliberazione 281/2012/R/efr recante Revisione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili), pur annullando in via definitiva la deliberazione 281/2012/R/efr, conferma e consolida l'impostazione adottata dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in merito alla non socializzazione dei corrispettivi di sbilanciamento. Pertanto, i produttori da fonti rinnovabili non programmabili, come tutti gli altri produttori, in quanto utenti del dispacciamento, devono comunque essere responsabilizzati ad una corretta programmazione delle proprie immissioni, dal punto di vista tecnico ed economico, pur tenendo conto delle peculiarità delle diverse fonti.

Come si legge nella medesima sentenza, “La regolazione economica e tecnica dell'Autorità deve, pertanto, esercitarsi in modo da pervenire ad 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. In definitiva, 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.”.

Con il presente documento per la consultazione, l'Autorità presenta 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.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire alla Direzione Mercati dell'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro il **21 luglio 2014**.*

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità.

In alternativa, osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Mercati
Piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02.655.65.290/284
fax 02.655.65.265
e-mail: **mercati@autorita.energia.it**
sito internet: **www.autorita.energia.it**

1. Introduzione

Il presente documento per la consultazione riguarda l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento per le unità di produzione non programmabili. Esse 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 discarica, 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.

Come già evidenziato nel documento per la consultazione 35/2012/R/efr, è opportuno richiamare il fatto che la "non programmabilità" di tali fonti non consiste nella impossibilità di prevedere l'energia elettrica prodotta e immessa in rete, quanto piuttosto nella difficoltà di controllare e modificare, sulla base di un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete; azione, quest'ultima, peraltro inefficiente in quanto comporta necessariamente lo "spreco" della fonte primaria rinnovabile. 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 differente grado di precisione in dipendenza dalla fonte e dalle situazioni.

Pertanto, nel prosieguo del documento, viene utilizzata la dizione di "fonti rinnovabili non programmabili" di cui al decreto legislativo 387/03 nel senso appena richiamato.

Con le sentenze 1613, 1614, 1615 e 1830 dell'11 settembre 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. Su appello dell'Autorità avverso i capi sfavorevoli delle suddette sentenze, il Consiglio di Stato, Sezione Sesta, con le ordinanze 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 in vigore 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, 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 delibera 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 delibera 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 delibera 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 delibera 462/2013/R/efr.

Con la sentenza 9 giugno 2014, n. 2936, 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 (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).

La sentenza n. 2936/14 ha, di fatto, confermato e consolidato il percorso già avviato dall'Autorità finalizzato a 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 per il prossimo intervento dell'Autorità possono essere così sintetizzate:

- le unità di produzione alimentate da fonti non programmabili sono assoggettate alla regolazione degli sbilanciamenti;
- in ragione delle peculiarità delle singole fonti non è possibile equiparare tali fonti, *sic et simpliciter*, alle programmabili;
- gli oneri derivanti dagli sbilanciamenti imputabili alle fonti rinnovabili non programmabili non devono essere socializzati;
- una possibile soluzione (coerente con la sentenza del Consiglio di Stato) potrebbe essere quella di definire un sistema che preveda, tra le altre misure, anche franchigie differenziate per fonte.

2. Regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento a seguito della sentenza n. 2936/14 del Consiglio di Stato e nelle more della revisione della regolazione del servizio di dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili di cui al presente documento

Per effetto della sentenza n. 2936/14 del Consiglio di Stato, sono state confermate le sentenze nn.1613/2013, 1614/2013 e 1615/2013, con cui il Tar Lombardia ha annullato:

- la deliberazione 281/2012/R/efr, avente a oggetto “Revisione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione di energia elettrica alimentare da fonti rinnovabili”;
- la deliberazione 493/2012/R/efr, recante “Approvazione delle modalità per l'attribuzione dei corrispettivi di sbilanciamento e dei corrispettivi a copertura dei costi amministrativi da attribuire ai produttori in regime di ritiro dedicato e di tariffa fissa onnicomprensiva”;
- le relative “Regole Tecniche per il trasferimento delle partite economiche relative ai corrispettivi di sbilanciamento e alle offerte accettate sul mercato infragiornaliero”, pubblicate dal GSE sul proprio sito in data 27 novembre 2012,

ai sensi e nei limiti di cui alla motivazione delle medesime sentenze, cioè limitatamente ai criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento attribuiti agli utenti del dispacciamento e, conseguentemente, ai produttori.

Le medesime sentenze non mettono in discussione né la compartecipazione, da parte dei produttori da fonti rinnovabili non programmabili, agli oneri di sbilanciamento, né la prevedibilità di tali fonti (e quindi la necessità di effettuare programmi e previsioni).

È quindi confermato l'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, come previsto dall'articolo 14, comma 14.6, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06.

In particolare, nel caso di ritiro dedicato, è confermata la disposizione prevista dall'articolo 5, comma 5.1, dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, secondo cui *“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”*, secondo le modalità definite dal GSE. Di conseguenza, continua a trovare applicazione anche la disposizione secondo cui il GSE applica, ai produttori che accedono al ritiro dedicato, il corrispettivo a copertura dei costi amministrativi, definito dal medesimo GSE 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 (si vedano, al riguardo, i criteri definiti dal GSE e approvati dall'Autorità con la deliberazione 493/2012/R/efr).

Per effetto della sentenza sopra richiamata (che è immediatamente esecutiva), a partire dall'1 gennaio 2013 e fino all'entrata in operatività della nuova regolazione che farà seguito al presente documento, viene ripristinato l'articolo 40, commi 40.4 e 40.5, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 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 non sussiste più 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, poiché tale differenza ha valore nullo, 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.

Poiché i calcoli relativi alla fatturazione del mese di aprile 2014 sono in via di completamento, si ritiene che Terna:

- possa procedere ad applicare i commi 40.4 e 40.5 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, nella loro formulazione antecedente alla deliberazione 281/2012/R/efr, già in relazione alla fatturazione delle partite economiche relative al mese di maggio (fatturazione da effettuarsi

entro luglio 2014) e fino alla data di entrata in vigore delle nuove disposizioni che faranno seguito al presente documento;

- possa procedere ad effettuare i conguagli relativi al periodo intercorrente fra il 1 gennaio 2013 e il 30 aprile 2014 entro il 31 ottobre 2014.

Nel frattempo, in relazione ai dati del mese di aprile 2014 (già fatturati al GSE ma non ancora trasferiti ai produttori nel caso di ritiro dedicato, tariffe fisse onnicomprensive di cui ai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012, energia elettrica non incentivata di cui alla deliberazione ARG/elt 1/09 e alla deliberazione 343/2013/R/efr), il GSE è autorizzato a utilizzare il Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate per garantire la copertura finanziaria della differenza tra i corrispettivi di sbilanciamento già regolarizzati con Terna ai sensi della deliberazione 281/2012/R/efr e quelli da regolarizzare con i produttori in applicazione dell'articolo 40, comma 40.4, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 nella sua formulazione antecedente alla medesima deliberazione 281/2012/R/efr.

Con riferimento ai dati dell'anno 2013 resi disponibili da Terna, la sommatoria delle quote residue orarie¹ derivanti dalle fonti rinnovabili non programmabili oltre la franchigia del 20% ammonta a circa 50 milioni di euro. Di essi, circa 12 milioni verrebbero comunque allocati alla generalità dei clienti, indipendentemente dall'esito del contenzioso, poiché relativi agli impianti incentivati per i quali non è prevista l'allocazione ai produttori degli effetti derivanti dagli sbilanciamenti. Pertanto, la sentenza n. 2936/14 del Consiglio di Stato comporta che, per il solo anno 2013, sia derivato un maggiore onere in capo alla generalità dei clienti complessivamente pari ai rimanenti circa 38 milioni di euro.

3. Orientamenti in merito alla revisione della disciplina degli sbilanciamenti per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e, più in generale, per le unità di produzione non abilitate

3.1 Considerazioni in merito alla disciplina del dispacciamento e agli effetti che la sentenza del Consiglio di Stato ha sulla futura revisione della regolazione tecnica ed economica degli sbilanciamenti

In linea di principio, 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 lo sbilanciamento stesso. L'Autorità, tramite una serie di provvedimenti (tra cui il documento per la consultazione 368/2013/R/eel), sta facendo in modo che, progressivamente, il corrispettivo di sbilanciamento sia sempre più *cost reflective* nel senso appena detto.

In tale ottica, quindi, il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) è il mercato nel quale viene esplicitato il valore dell'energia in tempo reale, mentre il mercato del giorno prima (nonché il mercato infragiornaliero) è un mercato in cui gli operatori offrono o comprano a termine un bene (l'energia elettrica) che sarà resa disponibile il giorno dopo (o nelle ore seguenti) al fine di coprirsi dal rischio prezzo e volume associato all'acquisto di tale bene in tempo reale. Detto in altri termini, il vero prezzo dell'energia è quello che si forma in tempo reale su MSD, mentre i prezzi che si formano su MGP e su MI riflettono il costo delle «coperture assicurative» che gli operatori sono disposti a sostenere per cautelarsi del rischio prezzo e volume che caratterizza la contrattazione in

¹ Calcolate come differenza oraria tra il corrispettivo di sbilanciamento nell'ipotesi di franchigia nulla e il prezzo zonale, moltiplicata per lo sbilanciamento della medesima ora.

tempo reale. In questo senso il corrispettivo di sbilanciamento non è una «penalizzazione» per non aver rispettato un programma ma solo la valorizzazione di mercato dell'energia elettrica in tempo reale.

Se il vero valore dell'energia elettrica è quello in tempo reale, è discriminatorio attribuire a ciascuna fonte un corrispettivo di sbilanciamento diverso sulla base delle sue caratteristiche e della sua prevedibilità². L'introduzione di franchigie distinte tra le diverse fonti impedirebbe di valorizzare correttamente la maggiore prevedibilità di una fonte rispetto all'altra o la migliore capacità di definizione dei programmi di un utente del dispacciamento rispetto ad un altro. Peraltro l'introduzione di franchigie differenziate per fonte implicherebbe che la differenza oraria tra il valore in tempo reale dell'energia elettrica oggetto di sbilanciamento rientrante in franchigia e il prezzo sul mercato del giorno prima (cioè la differenza oraria tra il corrispettivo di sbilanciamento e il prezzo MGP moltiplicato per la quantità oraria di energia elettrica oggetto di sbilanciamento rientrante in franchigia) non sia riconosciuta a chi determina quello squilibrio, ma, in alternativa:

- ai consumatori finali (con ciò contraddicendo il principio di evitare che gli effetti degli sbilanciamenti siano socializzati);
- a tutte le unità di produzione alimentate dalla stessa fonte («penalizzando» gli utenti del dispacciamento in grado di prevedere meglio a parità di tecnologia);
- a tutti i produttori, socializzando gli effetti degli sbilanciamenti tra le sole unità di produzione (introducendo pertanto un meccanismo che, nell'ottica di tener conto dei limiti tecnici di ciascuna fonte/tecnologia, impedirebbe di dare il giusto valore alla capacità di programmazione, penalizzando le unità di produzione che meglio riescono a programmare, siano esse rinnovabili o meno). In tal caso comunque non è da escludere che gli oneri siano indirettamente scaricati sui clienti finali.

3.2 Orientamenti in merito alla revisione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica alla luce della sentenza del Consiglio di Stato

Tenendo conto di quanto sopra detto e ferma restando la convinzione dell'Autorità che l'unico meccanismo veramente non discriminatorio sia quello *cost reflective* secondo cui:

- a) per tutti gli utenti del sistema (e quindi anche per le fonti rinnovabili non programmabili) gli sbilanciamenti dovrebbero assumere il valore dell'energia in tempo reale³ e
- b) ciascun utente sia chiamato a contribuire ai costi sostenuti dal dispacciatore per mantenere il sistema in sicurezza, in relazione alla quota di detti costi direttamente a lui attribuibile,

nelle more della più generale revisione del servizio di dispacciamento già avviata (si veda, in particolare, il documento per la consultazione 368/2013/R/eel), al fine di dare attuazione alla sentenza n. 2936/14, nel seguito vengono individuate tre diverse soluzioni regolatorie che cercano di contemperare la necessità di tener conto delle diverse caratteristiche tecniche associate alle varie fonti con la necessità di non socializzare alla generalità dei clienti gli effetti degli sbilanciamenti.

² A tal fine si evidenzia che il legislatore ha da un lato previsto forme di incentivazione esplicita finalizzate a valorizzare correttamente le esternalità positive connesse all'utilizzo di ciascuna fonte rinnovabile e dall'altro ha previsto che l'Autorità regoli i mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento in modo tale da garantire parità di accesso e di trattamento.

³ Si evidenzia, a tal fine, che la franchigia introdotta con la deliberazione 281/2012/R/efr aveva la sola finalità di prevedere una transizione graduale dalla disciplina degli sbilanciamenti di cui alla deliberazione 111/06 alla disciplina *cost reflective* e, pertanto, sarebbe stata ridotta nel tempo.

Prima opzione

La prima opzione potrebbe essere caratterizzata dai seguenti elementi:

- franchigie differenziate per le diverse fonti e, quindi, anche tra le diverse fonti rinnovabili;
- valorizzazione dell'energia elettrica oggetto di sbilanciamento all'interno della franchigia sulla base del prezzo dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima;
- 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.

Questa opzione consente di tenere conto delle diverse caratteristiche in termini di programmabilità delle diverse fonti attraverso una differenziazione delle franchigie. Al tempo stesso, la valorizzazione degli sbilanciamenti fuori franchigia sarebbe la medesima per tutte le fonti, il che troverebbe giustificazione per due motivi:

- a) a partire dalla riforma della determinazione dei prezzi di sbilanciamento derivante dalla deliberazione 342/2012/R/eel, anche i prezzi di sbilanciamento applicati alle unità di produzione abilitate non hanno più caratteristiche di penalizzazione, quanto, piuttosto, non di favore giacché sono determinati senza più fare riferimento al prezzo di azioni (quali le movimentazioni di riserva secondaria) che sono fornibili dalle sole risorse abilitate e che non dipendono dallo sbilanciamento medio orario degli utenti;
- b) come detto sopra, il regime di valorizzazione degli sbilanciamenti applicato alle unità di consumo (e attualmente previsto anche per le unità di produzione non abilitate alimentate da fonti non rinnovabili e per le unità di produzione non abilitate alimentate da fonti rinnovabili per lo sbilanciamento fuori franchigia) è un regime di favore che trova giustificazione per le unità di consumo poiché ad esse viene chiesto di pagare – attraverso l'*uplift* – anche la quota dei costi derivanti dall'esigenza di mantenere in equilibrio il sistema in sicurezza, non già coperta dagli sbilanciamenti; cosa che non è per le unità di produzione non abilitate, cui non viene applicato l'*uplift*.

Le franchigie differenziate per fonte potrebbero essere definite sulla base dei risultati ottenuti nell'anno 2013. Più in dettaglio, sulla base dei dati resi disponibili dal GSE (riferiti quindi alle unità di produzione per cui il GSE è utente del dispacciamento⁴) e da Terna risulta che, per il 2013, l'incidenza minore percentuale degli sbilanciamenti in valore assoluto sui programmi vincolanti modificati e corretti⁵ è pari a:

- 42% in relazione alla fonte eolica (l'incidenza media riscontrata è stata pari a 58%);
- 25% in relazione alla fonte solare fotovoltaica (l'incidenza media riscontrata è stata pari a 34%);
- 1% in relazione alla fonte idrica ad acqua fluente⁶ (l'incidenza media riscontrata è stata pari a 14%);
- 1% in relazione alle altre fonti non programmabili (l'incidenza media riscontrata è stata pari a 2%).

⁴ Si ritiene più opportuno fare riferimento, ove possibile, ai dati del GSE poiché i programmi presentati dal medesimo GSE sono stati definiti senza esigenze di massimizzazione degli utili, a differenza di ciò che avrebbero potuto effettuare, almeno in via ipotetica, gli altri utenti del dispacciamento. Più in dettaglio, i dati relativi agli impianti eolici e fotovoltaici sono dati del GSE; gli altri sono dati di Terna poiché nell'ambito del ritiro dedicato rientra un solo impianto idroelettrico ad acqua fluente e nessun impianto alimentato dalle altre fonti non programmabili.

⁵ Più in dettaglio, tale incidenza è pari al rapporto tra la sommatoria degli sbilanciamenti in valore assoluto e la sommatoria dei programmi di immissione.

⁶ Tale dato, diversamente dagli altri, potrebbe essere riferito ad una unità di produzione particolare. Potrebbe quindi essere suscettibile di revisioni nell'ambito della consultazione a seguito di una più approfondita analisi dei dati disponibili.

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 dovrebbe contribuire a ridurre gli sbilanciamenti, si ritiene opportuno definire la franchigia per ogni fonte in misura pari a l'incidenza minore riscontrata.

Pertanto risulterebbero le seguenti franchigie:

- a) 42% in relazione alla fonte eolica;
- b) 25% in relazione alla fonte solare fotovoltaica;
- c) 1% in relazione alla fonte idrica ad acqua fluente;
- d) 1% in relazione alle altre fonti non programmabili.

Come detto, la presenza di una franchigia differenziata per fonte all'interno della quale lo sbilanciamento è valorizzato sulla base del prezzo dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima consente di tenere pienamente conto delle peculiarità delle diverse fonti. Pertanto non appare più necessario prevedere altre forme di tutela per tali fonti, quale l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento "medi" attualmente vigenti non solo per le unità di consumo (a cui come detto si applica pure l'*uplift*) ma anche per le altre unità di produzione non abilitate. Appare quindi corretto che la parte dello sbilanciamento eccedente la franchigia sia valorizzata con le medesime modalità con cui vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione abilitate⁷.

Si noti che, nonostante quest'ultima previsione, la presente opzione potrebbe comunque, a causa della presenza di franchigie, lasciare parte degli effetti degli sbilanciamenti in capo alla collettività e, pertanto, potrebbe non essere del tutto aderente al dettato della sentenza del Consiglio di Stato.

Tale opzione potrebbe essere applicata già a decorrere dal 1 settembre 2014 per le unità di produzione rilevanti.

Per le unità di produzione non rilevanti si potrebbe prevedere una delle seguenti alternative:

- i) 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 di cui alle precedenti lettere da a) a d); ciò poiché l'aggregazione comporta già un beneficio. Tale possibilità potrebbe trovare applicazione già a decorrere dal 1 settembre 2014;

⁷ In particolare, il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità abilitata:

- nel caso di sbilanciamenti effettivi positivi è pari a:
 - a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al valore minimo tra:
 - i) il prezzo più basso tra quelli delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
 - ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;
 - b) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.
- nel caso di sbilanciamenti effettivi negativi è pari a:
 - a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;
 - b) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al valore massimo tra:
 - i) il prezzo più alto tra quelli delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
 - ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

- ii) introduzione di nuovi punti di dispacciamento affinché siano aggregate le sole unità di produzione non rilevanti caratterizzate dal medesimo valore della franchigia di cui alle precedenti lettere da a) a d). Tale possibilità non potrebbe trovare applicazione prima dell'1 gennaio 2015 poiché richiede rilevanti modifiche nella gestione e costituzione dei punti di dispacciamento.

Qualora trovasse applicazione la prima opzione qui presentata, si renderebbe necessario prevedere che anche per tutte le altre unità di produzione non abilitate lo sbilanciamento sia valorizzato con le medesime modalità con cui vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione abilitate, eventualmente definendo, anche per tali unità o aggregati, delle opportune franchigie (ad esempio inizialmente posta pari alla più bassa tra quelle previste per le fonti rinnovabili non programmabili).

Seconda opzione

La seconda opzione potrebbe essere caratterizzata dai seguenti elementi:

- franchigie differenziate per le diverse fonti rinnovabili;
- 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, al fine di allocare ai rispettivi utenti del dispacciamento la parte degli effetti degli sbilanciamenti all'interno della franchigia.

Le franchigie potrebbero essere differenziate per fonte secondo le medesime modalità già indicate nella prima opzione.

Per il resto, questa opzione riprende alcune indicazioni che l'Autorità aveva già presentato nel documento per la consultazione 35/2012/R/efr. Più in dettaglio, tenendo conto della differente prevedibilità che caratterizza le diverse categorie di impianti di produzione in relazione alle rispettive fonti primarie e fermo restando l'obiettivo di attribuire complessivamente agli impianti appartenenti a ciascuna categoria i costi di sbilanciamento che i medesimi impianti contribuiscono a generare, si potrebbe prevedere:

- a) l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento attualmente vigenti per le unità di produzione non abilitate alla differenza tra i programmi e le immissioni relative a ciascun punto di dispacciamento superiore alla soglia predeterminata e differenziata per fonte primaria;

e, in alternativa:

- b1) 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 soglia di franchigia), di un corrispettivo unitario differenziato per fonte pari al rapporto tra:

- la differenza tra la quota residua complessivamente riferita all'insieme degli impianti appartenenti alla medesima fonte (determinata sulla base degli sbilanciamenti totali, senza franchigia, dei medesimi impianti) e la quota residua già allocata a tali impianti sulla base degli sbilanciamenti oltre franchigia e
- l'energia elettrica complessivamente immessa dai medesimi impianti (o, in alternativa, la somma dell'energia elettrica immessa dai medesimi impianti e rientrante all'interno della predeterminata soglia di franchigia);

oppure

- b2) l'applicazione di corrispettivi all'energia immessa in rete da ciascun impianto e rientrante all'interno della predeterminata soglia di franchigia, di entità pari al rapporto tra il costo complessivo dell'*uplift* (al netto delle componenti i cui costi non sono riconducibili ad esigenze

di mantenimento in equilibrio del sistema in sicurezza)⁸ e la quantità dell'energia elettrica sulla quale tale costo viene ripartito (cioè l'energia elettrica prelevata dalle unità di consumo e l'energia elettrica complessivamente immessa dalle unità di produzione alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili).

In merito alla decorrenza per le unità di produzione rilevanti e non rilevanti trova applicazione quanto già esposto in relazione alla prima opzione.

L'applicazione di questa opzione garantisce che gli effetti degli sbilanciamenti, seppur valorizzati sulla base di valori medi come attualmente avviene per le unità di produzione non abilitate e per le unità di consumo, non siano allocati ai clienti finali, come indicato dal Consiglio di Stato. Infine l'applicazione di questa opzione non presuppone ulteriori interventi relativi alle altre unità di produzione non abilitate per le quali, pertanto, continuerebbe a trovare applicazione la regolazione già vigente.

Terza opzione

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 (eventualmente caratterizzato da una parte applicata alla potenza dell'unità di produzione e da una parte applicata all'energia elettrica immessa in rete). 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.

Tale orientamento si basa sulla considerazione che gran parte dei costi sostenuti da Terna per l'attività di dispacciamento attribuibile allo sviluppo delle fonti rinnovabili deriva dall'aumento dei margini di riserva di cui Terna deve approvvigionarsi per tener conto dell'aleatorietà delle fonti rinnovabili non programmabili e degli errori di programmazione ad essa associati. Tali costi, pertanto, sono per lo più correlati alla percezione del rischio sbilanciamento che Terna associa a tali unità di produzione anziché allo sbilanciamento effettivo della singola unità⁹.

Qualora fosse Terna a farsi carico della corretta previsione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, da un lato sarebbe in grado di modificare il programma associato a tali unità con tempistiche indipendenti dalla temporalità con cui si susseguono le diverse sessioni di MGP e MI, dall'altro si ridurrebbero gli investimenti per le attività previsionali che devono sostenere i singoli utenti del dispacciamento a vantaggio di una riduzione dei costi del sistema. Terna, infatti, dovrebbe comunque investire nelle attività previsionali relative alle fonti rinnovabili non programmabili al fine di poter dimensionare correttamente i margini di riserva e al fine di poter esercire in tempo reale il sistema.

⁸ Sono le componenti di cui all'articolo 44, comma 44.1, lettere a) e b), dell'Allegato A alla deliberazione 111/06.

⁹ Il meccanismo di valorizzazione degli sbilanciamenti attualmente vigente per le unità di produzione non abilitate, di fatto, promuove la definizione di programmi il più possibile affidabili. Da ciò deriva la riduzione degli sbilanciamenti effettivi e conseguentemente del rischio che Terna associa alla possibilità di sbilanciare associata a tali unità di produzione. La terza opzione, invece, ribalta il presupposto iniziale, prevedendo che i produttori da fonti rinnovabili non programmabili e da generazione distribuita (con i rispettivi utenti del dispacciamento) non siano più soggetti che partecipano attivamente alla fase di programmazione e ai mercati dell'energia, lasciando che sia Terna a programmare assumendosi la gestione del rischio sbilanciamento a fronte di un corrispettivo fisso individuato su base annuale.

Affinché si possa implementare questa soluzione, è necessario che Terna effettui uno studio finalizzato a valutare il costo di dispacciamento imputabile a ciascuna fonte rinnovabile non programmabile. Pertanto si ritiene che tale soluzione non possa essere implementata prima dell'1 gennaio 2015.

Nel frattempo, a decorrere dal 1 settembre 2014, si ritiene comunque opportuno applicare una regolazione degli sbilanciamenti per le unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili. Transitoriamente, si potrebbero implementare le franchigie previste nella prima opzione, ma valorizzando gli sbilanciamenti oltre la franchigia sulla base del corrispettivo di sbilanciamento attualmente applicato alle unità non abilitate.

L'implementazione di questa opzione dovrà essere affiancata dall'implementazione di strumenti atti a promuovere una corretta responsabilizzazione di Terna affinché le previsioni siano effettuate nel migliore dei modi riducendo i costi complessivi in capo alla collettività.

- S1. Quale tra le opzioni presentate viene ritenuta preferibile? Perché? Si ritiene che la terza opzione possa essere facilmente implementata? Si ritiene invece che sia troppo difforme e non compatibile con la generale regolazione del dispacciamento attualmente vigente? Perché?*
- S2. Potrebbero essere applicate soluzioni alternative rispetto alle tre presentate e compatibili con il dettato della sentenza del Consiglio di Stato? Se sì, quali e perché?*
- S3. Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate in merito alla definizione del valore delle franchigie indicate nelle prime due opzioni?*