

**RELAZIONE TECNICA**  
**REGOLAZIONE DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO DA**  
**APPLICARSI ALLE UNITÀ DI PRODUZIONE DI ENERGIA**  
**ELETTRICA, CON PARTICOLARE RIFERIMENTO A QUELLE**  
**NON PROGRAMMABILI**

*Relazione tecnica alla deliberazione 5 luglio 2012, 281/2012/R/efr*

*Mercato di incidenza: energia elettrica*

*5 luglio 2012*

## **1. Introduzione**

La deliberazione 281/2012/R/efr si colloca nel più ampio procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 160/11, finalizzato alla formazione di provvedimenti in materia di regolazione del servizio di dispacciamento e si pone l'obiettivo prioritario 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.

Occorre evidenziare, sin dall'inizio, che la "non programmabilità" delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili c.d. non programmabili 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, in generale, poco efficiente in quanto comporta necessariamente lo "spreco" della fonte primaria rinnovabile. 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.

La deliberazione 281/2012/R/efr ha anche la finalità di introdurre una più efficiente allocazione dei costi di riserva e bilanciamento del sistema elettrico causati dalla variabilità delle immissioni dei predetti impianti. Tali costi sono allo stato attuale sostenuti dalla generalità dei consumatori di energia elettrica insieme all'impatto sul funzionamento e sui prezzi del mercato elettrico e sui costi del servizio di dispacciamento delle inefficienze derivanti dalla mancanza di una disciplina quale quella qui esposta.

Nei successivi paragrafi viene descritta la regolazione vigente prima dell'intervento dell'Autorità (paragrafo 2) e dopo l'intervento (paragrafo 3). La descrizione della consultazione e la sintesi delle osservazioni pervenute è riportata nella parte motiva della deliberazione 281/2012/R/efr.

Quanto esposto nella presente relazione tecnica non trova applicazione per le unità di produzione afferenti a reti non interconnesse, per le quali si applica la deliberazione ARG/elt 89/09, a cui si rimanda.

## **2. L'attuale regolazione del servizio di dispacciamento per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili**

### ***2.1 Elementi di carattere generale relativi all'erogazione del servizio di dispacciamento***

Nell'ambito degli attuali Mercati del Giorno Prima (MGP) e Infragiornaliero o Intraday (MI) vengono negoziati i programmi di immissione e prelievo, definiti per ciascun punto di dispacciamento. Tramite la partecipazione al MI, tali programmi possono essere rivisti fino in prossimità del tempo reale.

Il servizio di dispacciamento consente la traduzione delle posizioni commerciali in acquisto e vendita in impegni in immissione e in prelievo di energia elettrica nella/dalla rete elettrica nel rispetto della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. Qualora,

infatti, ad impegni commerciali assunti sul mercato corrispondano impegni fisici incompatibili con la sicurezza del sistema elettrico, Terna agisce in maniera tale da ricostituire le condizioni di sicurezza acquisendo la disponibilità a correggere le posizioni fisiche in esito al mercato in maniera tale che l'azione combinata delle modifiche introdotte ricrei le condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

L'acquisizione di tale disponibilità rappresenta l'acquisizione delle risorse per il dispacciamento e avviene per il tramite di un mercato (Mercato per i Servizi di Dispacciamento, MSD) dove la disponibilità è acquisita sulla base di offerte formulate dai soggetti aventi titolo.

Ai fini del dispacciamento, le unità di produzione si distinguono in:

- abilitate o non abilitate. In particolare, l'unità abilitata è un'unità di produzione che risponde ai requisiti fissati nelle regole per il dispacciamento ai fini dell'abilitazione alla fornitura a Terna di risorse per il dispacciamento. Tutte le unità diverse dalle unità abilitate rientrano nella dizione di unità non abilitata;
- rilevanti o non rilevanti: in particolare, sono rilevanti se hanno una potenza superiore a 10 MVA. Ciascun punto di dispacciamento relativo a unità rilevanti comprende una sola unità. Invece, ciascun punto di dispacciamento relativo a unità non rilevanti è relativo all'aggregato, per zona, di tutte le unità non rilevanti della stessa fattispecie (ad esempio, la regolazione vigente distingue tra unità programmabili e non programmabili) per le quali l'utente del dispacciamento<sup>1</sup> è il medesimo soggetto. Quindi le unità non rilevanti, ai fini del dispacciamento, vengono aggregate per ogni utente del dispacciamento, per ogni zona e per tipologia<sup>2</sup>.

Il mancato rispetto degli impegni fisici costituisce uno sbilanciamento che viene corretto mediante il ricorso ad azioni di modifica in tempo reale dei livelli di immissione e di prelievo delle unità abilitate la cui disponibilità a variare i livelli di immissione e di prelievo fissati in esito ai mercati MGP e MI è stata acquisita nel MSD. In particolare rileva il cosiddetto sbilanciamento effettivo orario, pari alla differenza oraria tra le immissioni reali di energia elettrica e il programma vincolante modificato e corretto di immissione: quest'ultimo, a sua volta, è già corretto al fine di tenere conto degli eventuali ordini di dispacciamento imposti da Terna, ivi inclusi gli ordini di dispacciamento impartiti ai fini della sicurezza alle unità di produzione eolica.

I costi indotti sul sistema nel caso di sbilanciamenti sono sostenuti, in generale, dai soggetti responsabili degli sbilanciamenti medesimi (cioè dagli utenti del dispacciamento in immissione e in prelievo che siglano con Terna i contratti di dispacciamento e, quindi, in ultima istanza, dai produttori e dai clienti finali del sistema elettrico), con l'unica eccezione delle fonti rinnovabili non programmabili per le quali tali costi vengono socializzati.

---

<sup>1</sup> L'utente del dispacciamento è il soggetto che sigla con Terna il contratto di dispacciamento. Nel caso delle unità di produzione, può coincidere con il produttore oppure può essere un soggetto terzo, previo mandato senza rappresentanza da parte del produttore medesimo.

<sup>2</sup> Ci si riferisce alle tipologie individuate dall'articolo 8, comma 8.2, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 111/06.

Più in dettaglio, per le unità di produzione alimentate da fonti programmabili (rinnovabili e non), il corrispettivo di sbilanciamento effettivo, che rappresenta la valorizzazione oraria degli sbilanciamenti effettivi, viene determinato sulla base dei costi effettivi che lo sbilanciamento medesimo comporta sul sistema, distinguendo tra unità di produzione abilitate e non abilitate.

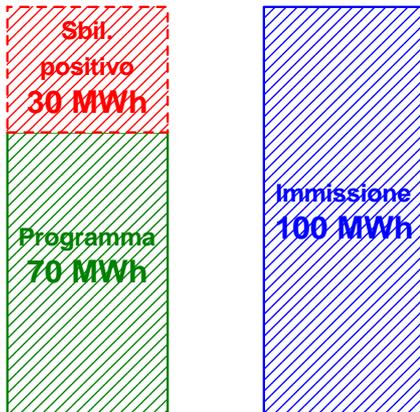
In particolare, il corrispettivo unitario di sbilanciamento orario per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità abilitata:

- 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 MSD 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 MGP 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 MGP 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 MGP 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 MSD 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 MGP nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

Il corrispettivo di sbilanciamento unitario potrebbe essere considerato pari alla somma algebrica tra il prezzo zonale orario e una “quota residua”. Quest’ultima, nel caso in esame, è sempre un onere per l’utente del dispacciamento. Inoltre, il corrispettivo di sbilanciamento dipende sia dal segno dello sbilanciamento relativo al punto di dispacciamento sia dal segno dello sbilanciamento della zona.

Il corrispettivo di sbilanciamento totale, su base oraria, è pari al prodotto tra il corrispettivo di sbilanciamento unitario e lo sbilanciamento effettivo, come già sopra definito. La figura 1 descrive, con un esempio, quanto sopra evidenziato.

**Caso di sbilanciamento positivo  
del punto di dispacciamento**



**Ipotesi:**

prezzo zonale orario: 75 €/MWh

prezzo più basso delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento: 35 €/MWh

prezzo più alto delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento: 105 €/MWh

**Valorizzazione programma**

70 MWh \* 75 €/MWh

**Valorizzazione sbilanciamento**

30 MWh \* 75 €/MWh

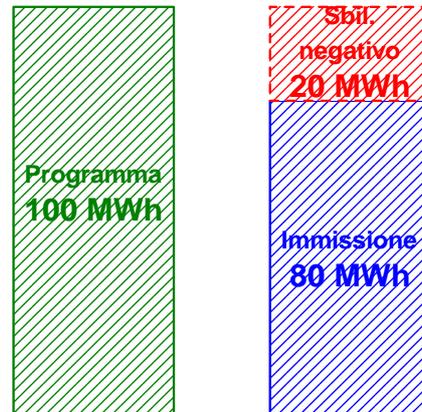
se sbil. aggregato zonale è negativo.

oppure

30 MWh \* min(35;75) €/MWh

se sbil. aggregato zonale è positivo.

**Caso di sbilanciamento negativo  
del punto di dispacciamento**



**Ipotesi:**

prezzo zonale orario: 75 €/MWh

prezzo più basso delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento: 35 €/MWh

prezzo più alto delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento: 105 €/MWh

**Valorizzazione programma**

100 MWh \* 75 €/MWh

**Valorizzazione sbilanciamento**

20 MWh \* max(105;75) €/MWh

se sbil. aggregato zonale è negativo.

oppure

20 MWh \* 75 €/MWh

se sbil. aggregato zonale è positivo.

- figura 1 -

Invece, il corrispettivo unitario di sbilanciamento orario per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad unità non abilitate è pari:

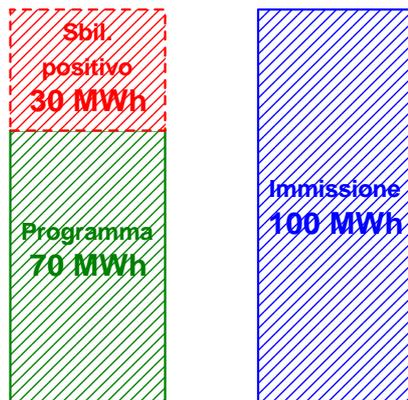
- a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al valore minimo tra:
  - i. il prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel MSD ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
  - ii. il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP 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 medio delle offerte di vendita accettate nel MSD ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
- ii. il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

Il corrispettivo di sbilanciamento unitario potrebbe essere considerato pari alla somma algebrica tra il prezzo zonale orario e una “quota residua”. Quest’ultima, nel caso in esame, può essere un onere o un maggiore ricavo per l’utente del dispacciamento. Inoltre, il corrispettivo di sbilanciamento dipende solo dal segno dello sbilanciamento della zona e non anche dal segno dello sbilanciamento relativo al punto di dispacciamento.

Il corrispettivo di sbilanciamento totale, su base oraria, è pari al prodotto tra il corrispettivo di sbilanciamento unitario e lo sbilanciamento effettivo. La figura 2 descrive, con un esempio, quanto sopra evidenziato.

***Caso di sbilanciamento positivo del punto di dispacciamento***



**Ipotesi:**

prezzo zonale orario: 75 €/MWh

prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento: 50 €/MWh

prezzo medio delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento: 90 €/MWh

**Valorizzazione programma**

70 MWh \* 75 €/MWh

**Valorizzazione sbilanciamento**

30 MWh \* max(90;75) €/MWh

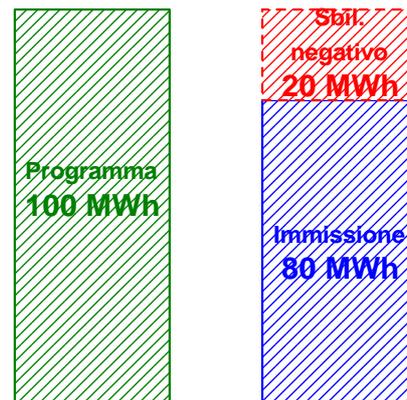
se sbil. aggregato zonale è negativo.

oppure

30 MWh \* min(50;75) €/MWh

se sbil. aggregato zonale è positivo.

***Caso di sbilanciamento negativo del punto di dispacciamento***



**Ipotesi:**

prezzo zonale orario: 75 €/MWh

prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento: 50 €/MWh

prezzo medio delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento: 90 €/MWh

**Valorizzazione programma**

100 MWh \* 75 €/MWh

**Valorizzazione sbilanciamento**

20 MWh \* max(90;75) €/MWh

se sbil. aggregato zonale è negativo.

oppure

20 MWh \* min(50;75) €/MWh

se sbil. aggregato zonale è positivo.

- figura 2 -

## 2.2 *Ulteriori elementi relativi alla regolazione del servizio di dispacciamento nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili prima degli interventi operati con la deliberazione 281/2012/R/efr*

Nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, il corrispettivo di sbilanciamento effettivo, anziché essere calcolato secondo i criteri generali evidenziati nel precedente paragrafo, è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento (prezzo MGP): ciò significa che, qualora l'energia elettrica effettivamente immessa in rete da tali unità sia diversa da quella prevista, non vengono attribuiti a tali unità i maggiori costi indotti sul sistema che, pertanto, vengono socializzati<sup>3</sup>.

Un simile approccio non è *cost reflective* e si configura come un ulteriore incentivo implicito per le fonti rinnovabili non programmabili. Peraltro l'utente del dispacciamento viene indotto a non farsi parte attiva nella gestione dell'interrelazione tra impianto e rete, trascurando quindi varie attività (quali la previsione e la programmazione dell'energia elettrica immessa in rete) che invece sono svolte da tutti gli altri utenti, direttamente o indirettamente, ivi inclusi i clienti finali. Tale approccio, introdotto all'avvio del mercato elettrico, tenendo conto della scarsa diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico nazionale, risulta però oltremodo critico allo stato attuale e tenendo conto delle evoluzioni previste nei prossimi anni poiché il livello di penetrazione di tali fonti è e sarà sempre più rilevante.

Negli ultimi anni, l'Autorità ha già iniziato a definire una serie di disposizioni finalizzate a migliorare la previsione delle immissioni di energia elettrica nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

La deliberazione ARG/elt 5/10 ha introdotto nuovi strumenti incentivanti in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Ciò al fine di promuovere il miglioramento delle previsioni delle immissioni di energia elettrica da parte dei produttori, riducendo di conseguenza i costi causati al sistema elettrico.

In particolare, nel caso in cui lo sbilanciamento effettivo di una unità di produzione rilevante alimentata da fonti rinnovabili non programmabili, nell'ora *h*, sia, in valore assoluto, inferiore al prodotto fra l'energia elettrica immessa nella medesima ora ed il parametro  $S_{rif}$ , Terna provvede ad erogare al relativo utente del dispacciamento un corrispettivo per la corretta previsione (CCP) calcolato secondo la seguente formula:

$$CCP = premio * (S_{rif} * E_{imm} - |E_{imm} - E_{prog}|)$$

dove:

---

<sup>3</sup> Solo nel caso in cui sono state presentate sul mercato del giorno prima offerte di vendita a prezzo non nullo oppure per i quali il programma di immissione al termine del MI risulti differente dal programma di immissione al termine del MGP, il corrispettivo di sbilanciamento è posto pari al corrispettivo per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità non abilitata. Ciò è stato previsto per evitare che le unità da fonti rinnovabili non programmabili venissero utilizzate per presentare offerte su MGP e su MI finalizzate ad influenzare in maniera artificiosa l'esito dei mercati (MGP, MI e MSD).

- *premio* è il corrispettivo unitario per la corretta programmazione, pari a 3 €/MWh;
- *S<sub>rif</sub>* è la soglia di riferimento, pari a 0,3 per il 2010; 0,2 per il 2011; 0,15 per il 2012 e per gli anni a seguire;
- *E<sub>imm</sub>* è l'energia elettrica immessa in rete nell'ora h dall'unità di produzione;
- *E<sub>prog</sub>* è l'energia elettrica che nell'ora h l'unità di produzione avrebbe immesso se avesse rispettato il suo programma vincolante modificato e corretto di immissione.

Con riferimento invece alle unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, con la deliberazione ARG/elt 4/10 l'Autorità ha dato mandato al 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. Per tali unità di produzione quindi, ad oggi, l'onere della previsione non ricade sui produttori.

È sempre stato possibile effettuare la programmazione delle immissioni ed “aggiustare” tale programmazione fino in prossimità al tempo reale (tramite la partecipazione al MI), ma ciò non è mai stato attuato dagli utenti del dispacciamento, poiché non vi era convenienza economica nello svolgere tali attività<sup>4</sup>.

Quanto esposto nel presente paragrafo, oltre che nel precedente, trova applicazione nei confronti degli utenti del dispacciamento (che, a loro volta, possono trasferire i corrispettivi di sbilanciamento ai produttori dai medesimi rappresentati). Si ricorda che nel caso di unità di produzione Cip 6, in ritiro dedicato, in scambio sul posto e con tariffa fissa onnicomprensiva l'utente del dispacciamento è il GSE: in tali casi, l'eventuale trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento ai produttori viene disciplinato dall'Autorità. Ad oggi è previsto solo nel caso di impianti in regime di ritiro dedicato.

Infine, con la deliberazione ARG/elt 124/10, l'Autorità ha istituito, presso Terna, il sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ) e razionalizzato i flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica. Tale sistema, nel momento in cui sarà pienamente funzionante (con particolare riferimento alla messa in esercizio della parte relativa alla qualificazione al mercato delle unità di produzione non rilevanti), consentirà di evitare che alcune unità di produzione, per le quali il produttore intende optare per il ritiro dedicato o lo scambio sul posto, non siano inserite in nessun punto di dispacciamento alla data di entrata in esercizio. Ciò consentirà quindi di migliorare l'integrazione di queste unità di produzione nel mercato elettrico. L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 148/11, ha recentemente definito tempistiche vincolanti in capo a Terna per il completamento del sistema GAUDÌ prevedendo altresì una riduzione dei costi riconosciuti nel caso di mancato rispetto di tali tempistiche.

---

<sup>4</sup> Solo nel caso del ritiro dedicato si prevedeva che il produttore potesse modificare il programma di immissione entro le ore 17 del secondo giorno precedente a quello cui il programma medesimo è riferito.

### **2.3 Considerazioni inerenti la necessità di responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili**

L'assenza di penalizzazioni in caso di sbilanciamenti, con la conseguente mancata o inefficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete da unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili<sup>5</sup>, aggrava i problemi derivanti dall'aleatorietà delle fonti e contribuisce a:

- sottostimare sistematicamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili ritirata dal GSE e che il medesimo GSE deve offrire su MGP a prezzo nullo;
- sottostimare sistematicamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili offerta direttamente su MGP e su MI dagli utenti del dispacciamento diversi dal GSE (produttori o grossisti);
- incrementare l'errore di previsione di Terna dei fabbisogni orari zionali residui<sup>6</sup> da utilizzare ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione del MSD.

Quanto appena illustrato ha due effetti economici negativi: uno su MGP e uno su MSD.

La sistematica sottostima della produzione da fonti rinnovabili non programmabili offerta su MGP e su MI ha come inevitabile effetto quello di rallentare l'espansione dell'offerta concorrenziale su tali mercati e, quindi, di ritardare la probabile riduzione dei prezzi di MGP, con particolare riferimento alle ore di minimo carico residuo diurno dei mesi caratterizzati dalla massima produzione fotovoltaica. Ciò altera potenzialmente anche l'economicità degli attuali scambi con l'estero poiché "falsati" da prezzi di MGP che, non riflettendo accuratamente l'impatto della crescente produzione da fonti rinnovabili non programmabili, possono indurre importazioni nette superiori a quelle efficienti.

L'incremento dell'errore di previsione di Terna dei fabbisogni orari zionali residui aumenta inevitabilmente la domanda di capacità di regolazione idonea a compensare sul mercato di bilanciamento (MB) sovrastime o sottostime dei predetti fabbisogni. Ai fini di mantenere invariato il livello di sicurezza del sistema elettrico nazionale (SE) nelle sottofasi di programmazione di MSD, Terna non può che mantenere maggiori margini di regolazione di frequenza e potenza e di regolazione di tensione, opportunamente distribuiti sulla RTN. A parità di altri fattori, ciò implica un incremento dei costi dell'attività di dispacciamento per effetto dell'incremento delle quantità da "riservare" a regolazione secondaria o terziaria; incremento sempre più rilevante all'aumentare della criticità del sistema.

La parte di generazione da fonte rinnovabile non programmabile, in particolare da fonte solare fotovoltaica, non offerta su MGP, non essendo bilanciata da carico, implica anzitutto la riduzione e lo spegnimento di generazione termoelettrica, anche in tempo reale. Questo tipo di esercizio, pur essendo tecnicamente l'unico efficace sotto il profilo

---

<sup>5</sup> Non solo non vi è infatti incentivo alcuno a programmare correttamente su MGP tali impianti ma gli operatori pivotali possono avere persino l'incentivo a non offrire la propria produzione da fonti rinnovabili non programmabili per tenere alti i prezzi su MGP: la produzione effettiva viene infatti comunque remunerata a sbilanciamento a prezzi MGP e Terna è altresì costretta a chiamare a scendere su MSD gli impianti termoelettrici selezionati su MGP, eventualmente anche quelli degli operatori pivotali.

<sup>6</sup> Per fabbisogno o carico residuo si intende il differenziale fra il fabbisogno o carico complessivo e la parte di esso che è soddisfatta dalla generazione da fonti rinnovabili non programmabili.

della sicurezza, presenta evidenti diseconomie, attenuate in parte dal fatto che una quota rilevante della capacità delle unità di produzione e pompaggio, necessarie a gestire tali situazioni, è stata dichiarata essenziale alla sicurezza del sistema e sottoposta a uno dei regimi previsti dalla deliberazione n. 111/06.

Tenendo conto di quanto sopra esposto, appare evidente la necessità di promuovere una più efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete da unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, al fine di favorirne l'integrazione nel mercato, massimizzando i benefici che tali fonti possono apportare su MGP ed MI (in termini di riduzione dei prezzi) e, di conseguenza, minimizzando le criticità che tali fonti determinano su MSD. È evidente, inoltre, che l'ottimizzazione del servizio di dispacciamento consente, in ultima analisi, di accogliere una maggiore immissione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili a parità di rete e di altre risorse disponibili.

Gli interventi già introdotti (descritti nel paragrafo 2.2) non sono sufficienti. Occorre pertanto definire nuovi interventi.

### **3. Disposizioni dell'Autorità ai fini della promozione di 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**

#### ***3.1 L'innovazione della regolazione degli sbilanciamenti effettivi per gli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili***

Con la deliberazione 281/2012/R/efr, l'Autorità ha definito 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.

L'applicazione di una simile disciplina comporta una maggiore responsabilizzazione dell'utente del dispacciamento, rispetto allo stato attuale, nella predisposizione dei programmi di immissione di energia elettrica, sulla base delle relative previsioni.

Ferma restando l'esigenza di pervenire rapidamente ad una situazione a regime che sia il più possibile *cost reflective*, è stato nel frattempo previsto un transitorio iniziale, allo scopo di evitare cambiamenti troppo repentini nella gestione degli impianti di produzione e anche per consentire all'Autorità di coordinare tali interventi all'interno del quadro complessivo di revisione del MSD (da implementare previa successiva consultazione).

In particolare, durante il periodo transitorio, si prevede l'applicazione di franchigie non differenziate per fonte, decrescenti nel tempo, entro le quali gli sbilanciamenti continuano ad essere valorizzati al prezzo zonale orario, come già oggi avviene. Più in dettaglio, si prevede che i corrispettivi già oggi vigenti per le unità di produzione non

abilitate si applichino esclusivamente alla quota dello sbilanciamento effettivo<sup>7</sup> 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.

Pertanto, il corrispettivo unitario di sbilanciamento orario per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento, da applicarsi alla quota dello sbilanciamento effettivo che eccede la franchigia è pari:

- a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al valore minimo tra:
  - i) il prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel MSD ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
  - ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento (prezzo zonale orario);
- b) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al valore massimo tra:
  - i) il prezzo medio delle offerte di vendita accettate nel MSD ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
  - ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento (prezzo zonale orario).

Tale corrispettivo di sbilanciamento, per come è definito, è funzione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale: in alcune ore può comportare un maggior ricavo/minor onere (e quindi un margine positivo) rispetto al prezzo zonale orario (sono le ore in cui lo sbilanciamento dell'unità di produzione è di segno opposto rispetto allo sbilanciamento aggregato zonale e, quindi, comporta uno sgravio per il sistema elettrico), in altre ore può invece comportare un minor ricavo/maggior onere (e quindi un margine negativo) rispetto al prezzo zonale orario (sono le ore in cui lo sbilanciamento dell'unità di produzione è di segno uguale rispetto allo sbilanciamento aggregato zonale e, quindi, comporta un aggravio per il sistema elettrico).

Per la restante quota, il corrispettivo di sbilanciamento è pari al prezzo zonale orario.

Con la deliberazione 281/2012/R/efr, l'Autorità ha anche ritenuto opportuno abrogare il premio per la corretta previsione (il CCP di cui al paragrafo 2.2) le cui funzioni sono superate dalla nuova disciplina introdotta. Peraltro la remunerazione prevista non ha consentito, nei precedenti anni di applicazione, di sviluppare sistemi atti a conseguire risultati significativi.

La deliberazione 281/2012/R/efr si applica dall'1 gennaio 2013. Con successivi provvedimenti verranno definite le condizioni da applicare a partire dal 2014 (non già

---

<sup>7</sup> Come già evidenziato nel paragrafo 2.1, il programma vincolante modificato e corretto di immissione è già corretto al fine di tenere conto degli eventuali ordini di dispacciamento imposti da Terna, ivi inclusi gli ordini di dispacciamento impartiti ai fini della sicurezza alle unità di produzione eolica.

necessariamente in una situazione di regime), tenendo conto dei risultati che verranno ottenuti nonché dell'evoluzione della regolazione del MSD.

Quanto sopra evidenziato, vista l'attuale disciplina generale del dispacciamento già descritta nel paragrafo 2.1, trova applicazione per ogni utente del dispacciamento e per ogni punto di dispacciamento. Si ricorda altresì che, per ogni utente del dispacciamento, ciascun punto di dispacciamento può comprendere una sola unità di produzione rilevante oppure l'aggregato delle unità di produzione non rilevanti ubicate nella stessa zona e ricadenti nella stessa tipologia<sup>8</sup>.

Inoltre, come già attualmente previsto dal capitolo 7 del Codice di rete, per le unità di produzione in collaudo (ivi incluse, quindi, le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili), 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 MGP nel periodo rilevante e nella zona in cui è localizzata l'unità.

Infine, come evidenziato nel paragrafo 2, gli utenti del dispacciamento già oggi possono modificare i propri programmi di immissione, sulla base delle relative previsioni, fino in prossimità al tempo reale, partecipando al MI.

Tutto quanto sopra descritto trova applicazione nei confronti degli utenti del dispacciamento, che non necessariamente coincidono con i produttori. Infatti, il produttore si potrebbe avvalere, allo scopo, di un *trader*.

Nel caso di ritiro dedicato, Cip 6, scambio sul posto e tariffa fissa onnicomprensiva (per gli aventi diritto), la regolazione sopra esposta trova applicazione nei confronti del GSE che, in tali casi, assume la qualifica di utente del dispacciamento in immissione.

In tutti questi casi, quindi, il programma, cumulato per zona nel caso di unità di produzione non rilevanti, delle immissioni di energia elettrica continuerebbe ad essere predisposto dal GSE, come già oggi in buona parte avviene. A tal fine, il GSE può richiedere ai produttori i dati necessari, in termini di disponibilità della fonte e degli impianti, oltre che dati storici di produzione, ove disponibili.

Per quanto riguarda il rapporto contrattuale tra il GSE e ciascun produttore al fine di definire le modalità di attribuzione ai produttori dei corrispettivi di sbilanciamento si rimanda al paragrafo 3.2.

### ***3.2 Il rapporto contrattuale fra GSE e i produttori per cui il GSE assume il ruolo di utente del dispacciamento al fine di definire le modalità di attribuzione ai produttori dei corrispettivi di sbilanciamento***

La revisione della regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili determina l'insorgere, in

---

<sup>8</sup> Ci si riferisce alle tipologie individuate dall'articolo 8, comma 8.2, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 111/06.

capo al GSE, di nuovi oneri e ricavi. Occorre quindi aggiornare le modalità con le quali il GSE provvede a trasferire i predetti oneri e ricavi ai produttori.

Prima di tutto, con la deliberazione 281/2012/R/efr, l'Autorità ha razionalizzato i punti di dispacciamento nella titolarità del GSE. Pertanto:

- nel caso di unità di produzione rilevanti, ad ogni unità di produzione corrisponde un punto di dispacciamento;
- nel caso di unità di produzione non rilevanti, per ogni zona, viene definito un punto di dispacciamento per le unità di produzione Cip 6 programmabili, uno per tutte le altre unità di produzione programmabili (afferenti al ritiro dedicato e alla tariffa fissa onnicomprensiva) e un terzo punto di dispacciamento per tutte le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (afferenti al Cip 6, al ritiro dedicato, alla tariffa fissa onnicomprensiva e allo scambio sul posto)<sup>9</sup>.

Inoltre, nel caso del provvedimento Cip 6, del ritiro dedicato (regolato dalla deliberazione n. 280/07), della tariffa fissa onnicomprensiva (regolata dalla deliberazione ARG/elt 1/09) e dello scambio sul posto (regolato dalla deliberazione ARG/elt 74/08), l'energia elettrica immessa viene commercializzata dal GSE e viene remunerata ai produttori sulla base dell'energia elettrica immessa, non dell'energia elettrica programmata in immissione come avviene sul mercato.

Pertanto, in caso di sbilanciamento, occorrerebbe trasferire ai produttori (o alla componente A3, a seconda del regime amministrato), non l'intero corrispettivo di sbilanciamento (che include anche il valore di mercato dell'energia) ma solo la cosiddetta "quota residua", pari alla differenza tra i corrispettivi medesimi e il prezzo zonale orario (tale differenza, quindi, può risultare sia positiva che negativa).

Per questo motivo, il GSE, 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 zonale orario:

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

dove:

- $OS_h$  = quota residua del corrispettivo orario di sbilanciamento attribuito da Terna al GSE in relazione ad un determinato punto di dispacciamento;

---

<sup>9</sup> Secondo le definizioni riportate nell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06:

- unità di produzione CIP 6/92 è un'unità di produzione che cede energia elettrica al Gestore dei Servizi Energetici ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
- unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04 è un'unità di produzione che cede energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 o del comma 41 della legge n. 239/04 (cioè in ritiro dedicato);
- unità di produzione 74/08 sono le unità di produzione dell'energia elettrica che si avvalgono della disciplina dello scambio sul posto (queste unità sono convenzionalmente considerate tutte non programmabili, ivi incluse quelle di cogenerazione ad alto rendimento);
- 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.

- $C^{sbil}_h$  = 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.

Nel caso di unità di produzione non rilevanti, la quota residua  $OS_h$  è riferita ad un aggregato di unità. Pertanto, il GSE, per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità di produzione non rilevanti, ripartisce la quota residua  $OS_h$  tra (ove presenti):

- unità di produzione Cip 6;
  - unità di produzione in ritiro dedicato;
  - unità di produzione in scambio sul posto;
  - unità di produzione con tariffa fissa onnicomprensiva,
- secondo modalità proposte dal medesimo GSE ed approvate dall'Autorità.

Non per tutte le unità di produzione sopra richiamate i corrispettivi di sbilanciamento vengono trasferiti ai produttori.

### 3.2.1 Tariffa fissa onnicomprensiva, scambio sul posto e Cip 6

Nel caso di scambio sul posto, di tariffa fissa onnicomprensiva o di impianti Cip 6, la "quota residua" dei corrispettivi di sbilanciamento continua a non essere allocata ai produttori. Ciò poiché:

- gli impianti ammessi allo scambio sul posto sono impianti di potenza fino a 200 kW peraltro ubicati presso i centri di consumo, la cui quantità di energia elettrica immessa è trascurabile (circa 2 TWh sulla base dei dati di preconsuntivo 2011) rispetto alle immissioni complessive da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili. Inoltre, viste le ridotte dimensioni di tali impianti risulterebbe inefficace e inefficiente promuovere la corretta previsione da parte dell'utente dello scambio: appare invece preferibile promuovere una previsione centralizzata per tali impianti;
- la tariffa fissa oggi vigente è, per definizione, onnicomprensiva. Peraltro, già oggi, i corrispettivi di sbilanciamento applicati agli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili non sono allocati ai produttori. Attualmente, sulla base dei dati di preconsuntivo 2011, l'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva è circa pari a 2,3 TWh;
- il prezzo di ritiro dell'energia Cip 6 è onnicomprensivo. Peraltro, già oggi, i corrispettivi di sbilanciamento applicati agli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili non sono allocati ai produttori. Attualmente, sulla base dei dati di preconsuntivo 2011, l'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del Cip 6 e prodotta da fonti rinnovabili è circa pari a 4,8 TWh.

### 3.2.2 Ritiro dedicato

Nel caso di ritiro dedicato, è stata conferita al GSE piena autonomia nel disciplinare le modalità di trasferimento della "quota residua" 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. Tale previsione permetterebbe al GSE di tenere conto delle peculiarità dei singoli impianti. Una regolazione di questo tipo trova applicazione per tutti gli impianti in regime di ritiro dedicato, indipendentemente dalla loro fonte di alimentazione; inoltre, tale regolazione è stata affiancata dalla revisione contestuale degli attuali meccanismi di copertura dei costi amministrativi sostenuti dal GSE per la gestione del ritiro dedicato, lasciando che il relativo corrispettivo, in precedenza quantificato dall'Autorità, sia definito in autonomia dal GSE, al fine di allineare i segnali di prezzo in capo al GSE a quelli che normalmente ha un operatore di mercato.

### 3.2.3 Considerazioni generali sul ruolo del GSE

E' stata 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 a MGP e MI), sulla base dei dati messi a disposizione dai produttori.

Tale piena autonomia, come già evidenziato, vale anche 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.

Occorre definire 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, senza più avvalersi della componente tariffaria A3. Ciò verrà effettuato con successivo provvedimento perché è opportuno che tale separazione sia effettuata in un contesto più generale che consenta il riordino di tutte le attività svolte dal GSE a vario titolo.

Nel frattempo, affinché il GSE possa operare efficientemente in condizioni di effettiva autonomia in relazione alle attività di previsione, programmazione e commercializzazione dell'energia elettrica, è comunque necessario prevedere che:

- il GSE mantenga separata evidenza dei costi fissi e variabili derivanti dalle predette attività;
- 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 che i produttori sono tenuti a mettere a disposizione del medesimo GSE ai fini della propria attività previsionale siano applicati previa verifica positiva da parte del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.

Infine, come richiamato nel paragrafo 2.2, attualmente il GSE, ai sensi della deliberazione ARG/elt 4/10, effettua previsioni aggregate per ogni zona, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione. Tali previsioni complessive vengono trasferite a Terna per le attività di propria competenza e non vengono utilizzate ai fini della presentazione delle offerte di

energia elettrica sul mercato. Decorsi alcuni mesi dalla data di applicazione della deliberazione 281/2012/R/efr (1 gennaio 2013), occorrerà valutare l'opportunità di mantenere in vigore la deliberazione ARG/elt 4/10: quest'ultima, infatti, 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).