



**DEFINIZIONE DELLE MODALITA' DI  
TRASFERIMENTO DELLE PARTITE ECONOMICHE  
RELATIVE AI CORRISPETTIVI DI SBILANCIAMENTO  
DA PARTE DEL GSE  
DELIBERA 522/2014/R/EEL**

*Documento per la consultazione*

## Sommario

<b>Premessa</b>	<b>3</b>
<b>Introduzione</b>	<b>4</b>
<b>Definizioni</b>	<b>7</b>
<b>1. Trasferimento dei corrispettivi alle unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili</b>	<b>9</b>
1.1. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili	9
1.2. Obblighi informativi per gli operatori titolari di unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili	17
1.3. Trasferimento del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri alle unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili	22
<b>2. Trasferimento dei corrispettivi alle unità di produzione RID/TFO non rilevanti non programmabili</b>	<b>25</b>
2.1. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità di produzione RID/TFO non rilevanti non programmabili	25
2.2. Trasferimento dei corrispettivi del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri alle unità di produzione RID/TFO non rilevanti non programmabili	27
<b>3. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità di produzione non rilevanti programmabili</b>	<b>31</b>
3.1. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità non rilevanti programmabili con potenza nominale maggiore di 1 MW	32
3.2. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità non rilevanti programmabili fino a 1 MW di potenza nominale	33
<b>4. Conguagli relativi ai corrispettivi di sbilanciamento e al controvalore dei mercati infragiornalieri per il periodo compreso tra il 1 gennaio 2013 e il 31 dicembre 2014</b>	<b>37</b>
<b>5. Corrispettivi a copertura dei costi del servizio</b>	<b>37</b>

## **Premessa**

*Il presente documento, nei limiti sotto specificati, è posto in consultazione a tutti gli operatori interessati nell'ambito della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: AEEGSI) n. 522/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 522/2014), in cui viene, tra l'altro, confermato il mandato al GSE di stabilire le modalità di trasferimento delle partite economiche relative ai corrispettivi di sbilanciamento e alle offerte accettate sul mercato infragiornaliero ai produttori aderenti al regime di ritiro dedicato, di cui alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 (RID), e al regime commerciale della tariffa fissa omnicomprensiva, di cui alla deliberazione del 2 agosto 2012, n. 343/2012/R/efr (TFO).*

*Si segnala che nell'ambito del presente documento il GSE pone in consultazione esclusivamente le modalità di trasferimento del corrispettivo di sbilanciamento alle unità di produzione RID/TFO rinnovabili non programmabili, in conformità alla citata deliberazione n. 522/2014 emanata dall'AEEGSI in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, Sez. VI, n. 2936 del 9 giugno 2014 che ha annullato le previsioni della deliberazione dell'AEEGSI n.281 del 5 luglio 2012 nella parte in cui equiparava sia i produttori da fonti programmabili che i produttori da fonti non programmabili riguardo le modalità di calcolo per l'attribuzione dei corrispettivi di sbilanciamento.*

*Esulano invece dalla presente consultazione i meri aggiornamenti delle parti delle Regole Tecniche che non sono state oggetto di impugnativa e sulle quali, pertanto, non vi è stata analoga pronuncia di annullamento da parte del Consiglio di Stato, relative alle modalità di:*

- *trasferimento del controvalore di partecipazione al mercato infragiornaliero alle unità di produzione RID/TFO rinnovabili non programmabili per le quali il GSE procede ad aggiornare il parametro di perequazione;*
- *trasferimento del corrispettivo di sbilanciamento alle unità di produzione RID/TFO rinnovabili programmabili per le quali il GSE procede ad aggiornare il parametro di perequazione;*
- *trasmissione da parte dei produttori dei dati necessari al GSE ai fini delle previsioni e della programmazione dell'energia elettrica immessa in rete e da vendere sul mercato (obblighi informativi)*

*Al fine di consentire al produttore di verificare il calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento e del controvalore di partecipazione al mercato infragiornaliero, il GSE rende noti i dati che verranno pubblicati, con cadenza mensile, al singolo operatore.*

*Nelle more dell'entrata in vigore del decreto di cui all'articolo 25, comma 3 della decreto legge n. 91 del 2014, vengono confermati per il 2015 i costi amministrativi sostenuti dal GSE per l'erogazione del servizio di ritiro dedicato, ivi inclusi quelli relativi ai servizi di previsione, programmazione e commercializzazione dell'energia.*

*Il documento per la consultazione offre quindi l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare le proprie osservazioni con riferimento alle modalità operative e agli spunti di consultazione riportati.*

*Tali osservazioni dovranno pervenire all'indirizzo di posta elettronica [delibera\\_522\\_14@gse.it](mailto:delibera_522_14@gse.it) entro e non oltre il 28 novembre 2014, termine di chiusura della presente consultazione.*

## Introduzione

A seguito della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14, sono state annullate le parti della deliberazione 281/2012/R/efr relative ai criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento attribuiti agli utenti del dispacciamento e, conseguentemente, ai produttori, mentre hanno continuato a trovare applicazione tutte le restanti parti della citata deliberazione, con particolare riferimento a quelle relative all'obbligo, in capo agli utenti del dispacciamento, di definire i programmi di immissione utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza.

Con la deliberazione 522/2014/R/eel, l'Autorità, in esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14, procede, con decorrenza 1° gennaio 2015, alla revisione della disciplina degli sbilanciamenti per le fonti rinnovabili non programmabili.

In relazione ai conguagli da operare, per effetto della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14, a partire dal 1° gennaio 2013 al 31 dicembre 2014 (ovvero fino all'entrata in vigore della deliberazione 522/2014/R/eel) è stato ripristinato l'articolo 40, commi 40.4 e 40.5, della deliberazione 111/06 in via definitiva nella sua formulazione antecedente alla deliberazione 281/2012/R/efr. In particolare:

- il comma 40.4 prevede che *“per i punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, [...], il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento [cioè il prezzo zonale orario]”*;
- il comma 40.5 prevede che *“per i punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, nonché per i punti di dispacciamento per unità di produzione 74/08, per i quali sono state presentate sul mercato del giorno prima offerte di vendita a prezzo non nullo oppure per i quali il programma post-MA di immissione risulti differente dal programma post-MGP di immissione il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo di cui al comma 40.3”*, cioè a quello previsto per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità non abilitata al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

A decorrere dal 1° gennaio 2015, la nuova disciplina degli sbilanciamenti per le fonti rinnovabili non programmabili prevede che gli utenti del dispacciamento possano scegliere, per ciascun punto di dispacciamento nella propria titolarità, e dandone comunicazione a Terna su base annuale solare, tra due modalità di applicazione del corrispettivo di sbilanciamento:

1. applicazione allo sbilanciamento effettivo di un prezzo di sbilanciamento pari a quello di cui al comma 40.3<sup>1</sup> dell'Allegato A alla deliberazione 111/06;
2. somma algebrica di tre componenti (articolo 40.5 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, come modificato dalla deliberazione 522/2014/R/eel) date dalla:
  - applicazione allo sbilanciamento effettivo eccedente le bande di tolleranza di un prezzo di sbilanciamento pari a quello di cui al comma 40.3 dell'Allegato A della deliberazione 111/06;
  - applicazione allo sbilanciamento effettivo rientrante nelle bande di tolleranza di un prezzo di sbilanciamento pari a quello di cui al comma 30.4 lettera b)<sup>2</sup> dell'Allegato A della deliberazione 111/06;
  - applicazione allo sbilanciamento effettivo rientrante nelle bande di tolleranza considerato in valore assoluto di un prezzo di sbilanciamento dato dalla quota perequativa zonale di cui al comma 40.5ter dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, come modificato dalla deliberazione 522/2014/R/eel.

La suddetta quota perequativa zonale è da intendersi come rapporto tra:

- la differenza tra il totale dei corrispettivi di sbilanciamento che sarebbero stati ottenuti applicando il comma 40.3 e il totale dei corrispettivi di sbilanciamento già allocati agli utenti del dispacciamento e

---

<sup>1</sup> Il comma 40.3 prevede che il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità non abilitata 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 mercato per il servizio di dispacciamento 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 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 medio delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento 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 mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

<sup>2</sup> Il comma 30.4, lettera b) prevede che il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica in ciascuna zona, salvo quanto previsto alla successiva lettera c), sia pari al minimo costo del soddisfacimento di un incremento unitario del prelievo di energia elettrica nella zona, compatibilmente con il rispetto dei limiti ammissibili di trasporto tra le zone di cui al comma 30.3 (c.d. prezzo zonale di vendita MGP).

- la somma dei valori assoluti degli sbilanciamenti rientranti all'interno delle bande di tolleranza.

Le bande di tolleranza, differenziate per fonte, sono pari, per le unità di produzione rilevanti, al:

- 49% del programma vincolante modificato e corretto (di seguito: PVMC) per la fonte eolica,
- 31% del PVMC per la fonte solare,
- 8% del PVMC per la fonte idrica ad acqua fluente;

Per le unità di produzione non rilevanti, la banda di tolleranza è invece pari all'8% del PVMC.

In altri termini la prima opzione prevede che le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili siano assoggettate alle stessa regolazione di valorizzazione degli sbilanciamenti valida per le unità di produzione non abilitate al MSD.

Si specifica che le unità di produzione afferenti a reti non interconnesse non rientrano nell'ambito della nuova disciplina.

Con riferimento all'entrata in esercizio di nuovi impianti, il "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete" di Terna prevede un periodo di collaudo, pari al massimo a 180 giorni, per le nuove unità di produzione. In questi casi l'energia elettrica oggetto di sbilanciamento è valorizzata al prezzo zonale MGP.

Come per la precedente disciplina, l'AEEGSI ha stabilito che sia per le unità di produzione ricomprese nel regime di ritiro dedicato di cui alla deliberazione 280/07 che per le unità di produzione aderenti al regime commerciale della tariffa fissa omnicomprensiva di cui alla deliberazione 343/2012/R/efr, i corrispettivi di sbilanciamento e i controvalori derivanti dalla partecipazione al MI vengano trasferiti dal GSE ai produttori stessi, secondo le modalità definite dal GSE e comunicate all'AEEGSI.

Si rende noto che, nelle more dell'entrata in vigore del decreto di cui all'articolo 25, comma 3 della decreto legge n. 91 del 2014, come convertito nella legge n. 116/14, le modalità di calcolo dei corrispettivi a copertura dei costi amministrativi da corrispondere al GSE non sono oggetto di modifiche rispetto a quanto già precedentemente approvato dall'AEEGSI.

Infine, sono confermate le disposizioni che danno al GSE piena autonomia nel presentare le offerte di vendita dell'energia elettrica immessa in rete dalle unità di produzione non programmabili per cui risulta essere utente del dispacciamento e che, a tal fine, i produttori sono tenuti, per ogni unità di produzione, a fornire al GSE i dati necessari ai fini della previsione e della programmazione dell'energia elettrica immessa, secondo le stesse modalità di trasmissione già definite dal GSE e approvate dall'AEEGSI.

## **Definizioni**

*Mercato del Giorno Prima (MGP):* Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo.

*Mercato Infragiornaliero (MI):* Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP.

*Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD):* Sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi.

*Prezzo medio MSD di acquisto (PmedioMSD\_acq):* prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona di appartenenza.

*Prezzo medio MSD di vendita (PmedioMSD\_ven):* prezzo medio delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona di appartenenza.

*PVMC:* Programma vincolante modificato e corretto negoziato nell'ambito degli attuali Mercati del Giorno Prima (MGP) e Infragiornalieri (MI) per ciascun punto di dispacciamento. Il programma tiene conto degli eventuali ordini di dispacciamento imposti da Terna, ivi inclusi gli ordini di dispacciamento impartiti ai fini della sicurezza alle unità di produzione e può essere rivisto fino in prossimità del tempo reale.

*Periodo rilevante (per MGP e MI):* Periodo temporale cui deve essere riferita la singola offerta sul mercato elettrico (ora h).

*Sbilanciamento fisico assoluto:* Differenza in valore assoluto, a livello orario, tra le effettive immissioni e i programmi finali di immissione (PVMC) di una unità di produzione.

*TFO:* regime commerciale della tariffa fissa omnicomprensiva di cui alla delibera 343/2012/R/efr riconosciuta dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete dalle unità di produzione aderenti ai regimi di incentivazione di cui ai decreti interministeriali 5 maggio 2011, 5 luglio 2012 e 6 luglio 2012.

*RID:* regime commerciale del ritiro dedicato regolato ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04, le cui modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica sono state introdotte dalla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07.

*CIP6:* regime commerciale regolato ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.

*SSP*: regime commerciale dello scambio sul posto, le cui modalità e condizioni tecnico-economiche sono disciplinate dal Testo integrato per lo scambio sul posto (TISP) di cui alla deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08.

*TO*: regime commerciale della tariffa omnicomprensiva, le cui modalità e condizioni tecnico-economiche sono disciplinate dalla deliberazione dell'Autorità 12 gennaio 2009, ARG/elt 01/09, in attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008.

## 1. Trasferimento dei corrispettivi alle unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili

### 1.1. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili

Per ciascuna unità di produzione rilevante RID/TFO, il GSE determina, per ogni punto di dispacciamento, la quota residua oraria secondo la seguente formula:

$$OS_{i,h} = (C^{sbil}_{i,h} - P^Z_{i,h} \cdot Sbil_{i,h})$$

dove:

- $OS_{i,h}$  = quota residua del corrispettivo orario di sbilanciamento relativo all'i-esimo punto di dispacciamento;
- $C^{sbil}_{i,h}$  = corrispettivo di sbilanciamento attribuito da Terna all'i-esimo punto di dispacciamento nell'ora h, ai sensi dell'articolo 40 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;
- $P^Z_{i,h}$  = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui ricade l'i-esimo punto di dispacciamento per l'ora h;
- $Sbil_{i,h}$  = sbilanciamento effettivo attribuito dal GSE all'i-esimo punto di dispacciamento nell'ora h.

Sulla base di tale determinazione, il GSE propone agli operatori due scenari di trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento che vengono descritti nel seguito; si precisa che i due scenari sono tra loro alternativi: terminata la fase di consultazione, il GSE utilizzerà per tutte le unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili inserite nel proprio contratto di dispacciamento lo scenario 1 o lo scenario 2.

Per la regolazione delle partire commerciali definite in fase di conguaglio si prevede di seguire le medesime tempistiche previste dal *Testo Integrato del Settlement (ARG/elt 107/09)*.

#### **Scenario 1: Trasferimento puntuale dei corrispettivi di sbilanciamento**

Per **trasferimento puntuale** si intende l'attribuzione, da parte del GSE, all'i-esimo punto di dispacciamento (in questo caso alla singola unità di produzione rilevante), del corrispettivo  $OS_i = \sum_{h=1}^n OS_{i,h}$  pari alla somma algebrica, determinata su base mensile, delle quote residue del corrispettivo orario di sbilanciamento relativo all'i-esimo punto di dispacciamento.

In tale scenario non viene attuato nessun meccanismo di compensazione tra le diverse unità di produzione e, per ogni mese, a ciascuna di esse, sarà applicato il proprio corrispettivo di sbilanciamento secondo quanto calcolato da Terna.

In particolare l'operatore comunica al GSE, nelle modalità da questo stabilite, il regime di prezzo da applicare per l'intero anno solare allo sbilanciamento all'interno delle bande di tolleranza; in caso di mancata comunicazione da parte dell'operatore, il GSE richiederà a Terna, per l'intero anno solare, l'applicazione del prezzo 40.5 dell'Allegato A alla delibera n. 111/06, così come modificato dalla delibera 522/2014/R/eel.

### **Scenario 2: Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento con applicazione di un algoritmo di aggregazione**

Con lo scenario in oggetto si propone di redistribuire le quote residue ottenute puntualmente per ogni singola unità di produzione, sfruttando meccanismi di compensazione tra singole unità di produzione stesse. L'aggregazione, resa possibile grazie al ruolo del GSE come controparte centrale, permette di ridurre le differenze di quote residue pro-capite di corrispettivi di sbilanciamento che si realizzano in capo alle diverse unità di produzione. L'algoritmo proposto sarà, quindi, tanto più efficace quanto maggiore sarà il numero di unità di produzione ricomprese nell'aggregato, anche in virtù della compensazione resa possibile a livello macro zonale dalla nuova regolazione introdotta dall'AEEGSI con la deliberazione 525/2014/R/eel, che ha stabilito che ai fini della determinazione dei prezzi di sbilanciamento effettivo di cui all'articolo 40 dell'Allegato A della deliberazione 111/06, le macrozone A, B, C, D e Continente siano sostituite con le macrozone NORD e SUD.

I criteri di attribuzione e compensazione dei corrispettivi di sbilanciamento scelti dal GSE prevedono di tenere conto sia di una componente di compensazione fisica degli sbilanciamenti, correlata quindi agli sbilanciamenti fisici imputabili a ciascuna unità di produzione, sia di una componente di compensazione economica, indipendente dagli sbilanciamenti effettivi, ma associabile ai prezzi dei mercati dell'energia (MGP e MSD) e al segno dell'aggregato macrozonale, che incidono sulla determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento.

L'algoritmo prevede un'aggregazione distinta per ogni fonte primaria (ad esempio: idroelettrica ad acqua fluente, eolica, fotovoltaica). All'interno di ciascuna fonte, la quota residua da trasferire alla singola unità di produzione  $i$ , viene definita dalla seguente combinazione lineare:

$$OS_i^{TR} = s * OS_{MOD_i} + (1 - s) * \widetilde{OS}_i$$

dove:

- $s$  è il *coefficiente di stabilizzazione* e può avere valori pari a 0, 0.25, 0.5, 0.75 e 1,
- $OS_{MOD_i}$  è la *quota residua stabilizzata* relativa all'unità  $i$ -esima calcolata con il meccanismo di stabilizzazione descritto alla lettera a) del presente paragrafo,

- $\widetilde{OS}_i$  è la *quota residua perequata* relativa all'unità  $i$ -esima calcolata con il meccanismo di perequazione descritto alla lettera b) del presente paragrafo.

Si segnala che nel caso in cui il *coefficiente di stabilizzazione* ( $s$ ) fosse posto pari a 1, risulterebbe efficace esclusivamente il meccanismo di stabilizzazione, viceversa nel caso in cui fosse posto pari a 0, risulterebbe efficace il solo meccanismo di perequazione.

#### a) Meccanismo di stabilizzazione

Il meccanismo di stabilizzazione permette di parametrizzare la quota residua relativamente ad ogni singola fonte primaria, tenendo conto di un indice di prevedibilità, rappresentato dallo *sbilanciamento fisico assoluto* della singola unità di produzione rispetto allo sbilanciamento fisico assoluto complessivo di tutte le unità di produzione appartenenti alla stessa fonte. La quota residua risultante sarà dunque proporzionale allo sbilanciamento fisico assoluto prodotto dall'unità di produzione nel mese di riferimento e indipendente dall'energia immessa in rete.

A partire dalla definizione della quota residua oraria, per una determinata fonte  $f$ , il GSE determina la quota residua totale come:

$$OS_{TOT} = \sum_{k=1}^{j_f} \sum_{h=1}^n OS_{k,h}$$

$j_f$  = numero di unità di produzione rilevanti di fonte  $f$

$n$  = numero di ore mensili

Tale valore viene calcolato per fonte primaria, in modo da applicare l'algoritmo di stabilizzazione per ciascuna fonte distintamente e indipendentemente dalla zona di appartenenza dell'unità di produzione.

La quota residua di ciascuna unità di produzione  $i$ , derivante dall'applicazione del meccanismo di stabilizzazione, viene definita  $OS_{MOD_i}$  ed è calcolata come segue:

$$OS_{MOD_i} = OS_{TOT} * \pi_i$$

dove  $\pi_i$  è l'*indice di prevedibilità dell'unità di produzione*. Esso è un indice compreso tra 0 e 1 e rappresenta l'errore previsionale indotto, tra l'altro, dalle caratteristiche strutturali e tecniche di ciascuna unità di produzione, oltre che dalla più o meno corretta e tempestiva comunicazione da parte degli operatori al GSE dei dati di indisponibilità ai fini delle sessioni di mercato. Pertanto una migliore comunicazione dei dati di propria competenza al GSE verrà utilizzata, nella previsione, a beneficio degli operatori stessi.

L'*indice di prevedibilità* dell'unità di produzione  $i$  è definito nel modo seguente:

$$\pi_i = \frac{\sum_{h=1}^n |Sbil_{i,h}|}{\sum_{k=1}^{j_f} \sum_{h=1}^n |Sbil_{k,h}|}, \quad k = 1, \dots, i, \dots, j_f$$

dove:

- $k$  è l'indice delle unità di produzione appartenenti alla stessa fonte  $f$
- $j_f$  è il numero di unità di produzione rilevanti di fonte  $f$
- $n$  è il numero di ore mensili

Tanto più la previsione per l'unità di produzione  $i$  si è dimostrata efficace, tanto più l'indice di prevedibilità tende a zero. Viceversa, tanto più la previsione per l'unità di produzione  $i$  è incerta, tanto più l'indice di prevedibilità si approssima ad 1, raggiungendo tale valore nel caso in cui l'impianto  $i$  sia il solo responsabile dello sbilanciamento complessivo della fonte. Con l'applicazione del solo meccanismo di stabilizzazione ( $s = 1$ ), ogni unità di produzione avrebbe una quota residua positiva o negativa concorde con il «segno» di quello della quota residua totale ( $OS_{TOT}$ ) della fonte  $f$ .

#### **b) Meccanismo di perequazione**

Il meccanismo di perequazione ha l'obiettivo di ridurre il divario tra il valore minimo e massimo delle quote residue di sbilanciamento relative alle singole unità di produzione alimentate dalla fonte  $f$ , facendole tendere verso un valore medio, in modo tale da ridurre il rischio associato alla attribuzione dei corrispettivi di sbilanciamento.

E' evidente l'opportunità di introdurre un sistema di perequazione dei corrispettivi dello sbilanciamento che compensi le differenze di costo dovute a fattori non tipicamente soggetti al controllo dell'unità di produzione e del suo titolare (quali il prezzo zonale di vendita MGP, i prezzi medi di acquisto e vendita MSD e il segno dell'aggregato macrozonale), mantenendo inalterati tuttavia gli stimoli all'efficienza ed all'efficacia delle attività di supporto di natura previsionale.

Le quote residue risultanti dal solo meccanismo di perequazione ( $s = 0$ ) risultano proporzionali all'energia elettrica immessa in rete dalla singola unità di produzione e indipendenti dal proprio sbilanciamento fisico assoluto. La perequazione viene applicata sulla quote residue unitarie delle unità di produzione appartenenti alla stessa fonte  $f$  indipendentemente dalla zona di appartenenza dell'unità.

Sia  $mis_i$  la *misura* dell' $i$ -esima unità di produzione e  $mis_{TOT} = \sum_{k=1}^{j_f} mis_k$  la sommatoria delle misure di ciascuna unità di produzione, relativa alla medesima fonte  $f$ , e  $OS_{TOT}^*$  la quota residua delle unità di produzione RID rilevanti, come definita nel precedente paragrafo, al netto della somma delle quote residue relative alle unità di produzione aventi misura nulla ( $\widehat{OS}_{TOT}$ ):

$$OS_{TOT}^* = OS_{TOT} - \widehat{OS}_{TOT}$$

Si definisce quota residua unitaria il rapporto

$$OS_{unit} = \frac{OS_{TOT}^*}{mis_{TOT}}$$

e, per ogni unità  $i$ :

$$OS_{unit_i} = \frac{OS_i}{mis_i}$$

(tale definizione non è applicabile per le unità di produzione  $i$  aventi  $mis_i$  pari a 0).

Il meccanismo di perequazione modifica la quota residua relativa ad ogni singola unità, sottraendo alla stessa un ammontare di perequazione ( $AP_i$ ), positivo o negativo, tale che:

$$OS_{TOT} = \sum_{k=1}^{j_f} OS_k = \sum_{k=1}^{j_f} (OS_k - AP_k)$$

essendo  $j_f$  il numero di unità di produzione rilevanti di fonte  $f$ . La somma di tutti gli ammontare di perequazione deve essere dunque pari a 0.

L'ammontare di perequazione ( $AP_i$ ), per ogni unità di produzione rilevante  $i$ , viene definito dalla combinazione lineare identificata di seguito, al fine di diminuire la varianza delle quote residue unitarie, trasferendo a ciascun produttore RID/TFO importi la cui quota unitaria sia più vicina alla quota residua unitaria media:

$$AP_i = \begin{cases} 0 & \text{se } mis_i = 0 \\ \left[ \sigma(OS_{unit_i} - OS_{unit}) + (1 - \sigma) \frac{OS_{unit_i} - OS_{unit}}{j_f} \right] * mis_i & \text{se } mis_i \neq 0 \end{cases}$$

dove:

- il parametro  $\sigma$  è compreso tra 0 e 1.
- $j_f$  è il numero di unità di produzione rilevanti di fonte  $f$

La quota residua di ciascuna unità di produzione rilevante  $i$ , derivante dall'applicazione del meccanismo di perequazione, viene definita  $\widehat{OS}_i$  ed è calcolata come segue:

$$\widehat{OS}_i = OS_i - AP_i$$

Si segnala che nel caso in cui  $\sigma$  sia posto pari a 1 si ottiene il caso per il quale le quote residue unitarie di ciascun produttore, avente misura diversa da 0, coincidono e risultano pari a  $OS_{unit}$  e la quota residua perequata dipende solamente dalla misura immessa dalla singola unità di produzione. Si fa presente che il meccanismo descritto prevede di trasferire puntualmente le quote residue relative alle unità di produzione con misura pari a 0 ( $AP_i$  pari a 0).

Si fa presente che, al fine rendere meno volatile il valore di quota residua unitaria mensile, il GSE fissa pari a 0,5 il valore del *coefficiente di stabilizzazione* ( $s$ ) e pari a 1 il valore *del parametro di perequazione* ( $\sigma$ ), lasciandosi altresì la possibilità di aggiornare successivamente tale valore sulla base delle analisi svolte sui dati di consuntivo.

Si specifica che il GSE comunicherà a Terna il regime di prezzo da applicare per ciascuna unità rilevante, secondo un criterio volto alla minimizzazione del rischio di prezzo di sbilanciamento di portafoglio.

Nel caso di applicazione delle modalità di trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento secondo lo scenario 2, si prevede di utilizzare una *procedura di ammissione* al portafoglio di unità di produzione partecipanti all'algoritmo di aggregazione dei corrispettivi di sbilanciamento. Tale procedura è rivolta alle unità di produzione rilevanti eoliche<sup>3</sup> che, provenendo dal Mercato Libero, sottoscrivono una convenzione RID con il GSE. Tali unità di produzione vedranno in principio trasferirsi puntualmente la quota residua ad esse attribuibile sino all'ammissione al portafoglio delle unità di produzione eoliche gestite dal GSE. La procedura di ammissione al portafoglio di unità di produzione eoliche gestite dal GSE si rende necessaria al fine di inizializzare il modello previsionale e di valutarne l'affidabilità sulla base delle informazioni comunicate dall'operatore, per evitare che eventuali inefficienze dei modelli previsionali e/o comunicazioni incomplete o errate da parte degli operatori vadano ad influenzare i corrispettivi di sbilanciamento del portafoglio di unità di produzione gestite in modo aggregato. Il criterio sotteso alla scelta di applicazione di tale procedura, è quindi garantire i partecipanti all'aggregato dal punto di vista dell'omogeneità della qualità delle previsioni effettuate dal GSE.

Per permettere che la previsione raggiunga determinati standard qualitativi definiti dal GSE, si ritiene necessario un periodo, al più di 30 giorni, durante il quale l'operatore di unità di produzione provenienti dal Mercato Libero dovrà inviare un proprio programma di produzione. Tale programma potrà essere offerto dal GSE e utilizzato per il calcolo del corrispettivo di sbilanciamento, il quale verrà trasferito quindi puntualmente all'operatore.

Trascorso il periodo al più di 30 giorni, una Commissione interna al GSE valuterà, sulla base di criteri oggettivi e indici prestabiliti di seguito illustrati, l'opportunità di ammettere l'unità di produzione all'algoritmo di aggregazione per il trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento. Il periodo di 30 giorni decorre dal momento in cui il GSE ritiene completata in modo esaustivo la trasmissione da parte dell'operatore dei dati necessari all'inizializzazione dei propri sistemi di previsione. I criteri che dovranno

<sup>3</sup> date le caratteristiche e le tempistiche di addestramento dei modelli previsionali del GSE

essere valutati in merito alla previsione del GSE ai fini dell'ammissione all'algoritmo di aggregazione sono i seguenti:

- indice  $NRMSE$  (Normalized Root Mean Square Error)<sup>4</sup> mensile  $\leq 20\%$ ,
- differenza tra  $NRMSE_i$  (relativo all'unità di produzione  $i$  oggetto della procedura di ammissione) e la media dei valori di  $NRMSE$  delle unità di produzione appartenenti all'aggregato  $\leq 10\%$ ,
- definite le "ore equivalenti di sbilanciamento" come il rapporto tra l'energia sbilanciata in un mese in valore assoluto (MWh) e la potenza installata che ha generato lo sbilanciamento, le ore equivalenti di sbilanciamento calcolate per la singola unità devono essere inferiori alla media delle ore equivalenti di sbilanciamento dell'intero aggregato, maggiorata del 10%.

Inoltre, la valutazione sulla partecipazione all'algoritmo di aggregazione dell'unità di produzione esaminata, terrà conto anche del contributo, positivo o negativo, che il suo ingresso porta allo sbilanciamento dell'intero aggregato.

La stessa unità di produzione, nel caso di non ammissione all'aggregato, potrà essere rivalutata dalla Commissione interna al GSE nel mese successivo. Il GSE fornirà all'operatore evidenza degli esiti della valutazione e di eventuali fattori correttivi da apportare ai fini del successivo ciclo di valutazione. L'ammissione all'aggregato delle unità di produzione sarà valida dal primo giorno del mese successivo a quello di valutazione positiva.

Nel contempo, per tutte le unità di produzione che già partecipano all'algoritmo di aggregazione, verrà monitorato il livello di prestazione della previsione al fine di effettuare valutazioni sulla opportunità di "sospendere" momentaneamente la partecipazione di una singola unità di produzione all'aggregazione dei corrispettivi di sbilanciamento.

### **Punti di discussione (unità di produzione rilevanti RID/TFO)**

S.1 Quale dei due scenari proposti si ritiene più idoneo? Perché?

<sup>4</sup>  $NRMSE$  è un indice utilizzato per valutare la qualità delle previsioni di energia elettrica. Esso è definito come:

$$NRMSE = \frac{1}{P_{nom}} \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{h=1}^n (Prog_h - Mis_h)^2}$$

dove  $P_{nom}$  è la potenza nominale dell'impianto,  $Prog_h$  il programma all'ora  $h$ ,  $Mis_h$  la misura all'ora  $h$  ed  $n$  il numero di ore del periodo di riferimento.

### ***Pubblicazione mensile dei corrispettivi di sbilanciamento***

Al fine di consentire al produttore di verificare il calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento, il GSE, ad ogni unità rilevante RID/TFO, pubblicherà mensilmente, su apposito portale informatico accessibile tramite proprie credenziali, le seguenti informazioni:

- Soglia
- Flag UP in collaudo
- PVMC (MWh) orario dell'Unità di Produzione, utilizzato dal GSE nell'ambito dei Mercati del Giorno Prima (MGP) e Infragiornalieri (MI), nel mese di riferimento;
- Energia immessa oraria dell'unità di produzione, nel mese di riferimento (MWh);
- Prezzo valorizzazione offerte vendita MGP (Euro/MWh);
- Prezzo medio offerte vendita MSD (Euro/MWh);
- Prezzo medio offerte acquisto MSD (Euro/MWh);
- Segno sbilanciamento dell'aggregato zonale per ora.

In caso di applicazione dell'algoritmo di aggregazione descritto nello scenario 2, il GSE provvederà anche alla pubblicazione di:

- Quota Residua stabilizzata;
- Quota Residua perequata;
- Coefficiente di stabilizzazione;
- Coefficiente di perequazione.

Infine il GSE renderà disponibili per ciascun operatore opportuni indici di performance delle proprie attività di previsione e programmazione dell'energia (*KPI - Key Performance Indicators*), quali ad esempio l'indice *NRMSE* medio delle unità di produzione appartenenti all'aggregato.

## 1.2. Obblighi informativi per gli operatori titolari di unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili

### *Informazioni a supporto della inizializzazione dei sistemi di previsione*

Al fine di inizializzare nel modo più efficiente ed efficace il sistema di previsione per ciascuna delle unità di produzione rilevanti, qualora non siano già in possesso del GSE, i titolari di ciascuna delle suddette unità devono fornire un insieme minimo di informazioni specifico per le varie tipologie di fonte, il cui contenuto è illustrato nel seguito.

#### Per Tutte le fonti

Tabella 1: Dati anagrafici

Nome campo	Formato	Descrizione
<b>Unità di produzione</b>	Codice alfanumerico	È il codice identificativo dell'unità di produzione cui il messaggio si riferisce, conosciuto al GSE e all'operatore (codice UP) (es. UP_ABCDEFG_1)
<b>Latitudine impianto</b>	Decimale	Latitudine dell'impianto (di un punto rappresentativo) espressa in formato decimale
<b>Longitudine impianto</b>	Decimale	Longitudine dell'impianto (di un punto rappresentativo) espressa in formato decimale
<b>Codice comune</b>	Numerico	È il codice attribuito dall'ISTAT al Comune dove è ubicato l'impianto

Tabella 2: Serie storiche dati di produzione

Nome campo	Formato	Descrizione
<b>Data</b>	gg/mm/aaaa	Data cui si riferisce il campione.
<b>Ora</b>	1..24	Ora cui si riferisce il campione.
<b>Gruppo di generazione</b>	Codice alfanumerico	È il codice identificativo del gruppo di generazione cui si riferiscono i dati (aerogeneratore, campo fotovoltaico connesso allo stesso inverter, generatore elettrico di un impianto idroelettrico).
<b>Potenza</b>	Numerico	Potenza media erogata nel periodo di riferimento dal singolo gruppo di generazione.

**Tabella 3: Serie storica dati Indisponibilità**

Nome campo	Formato	Descrizione
<b>Unità di produzione</b>	Codice alfanumerico	È il codice identificativo dell'unità di produzione cui il messaggio si riferisce, conosciuto al GSE e all'operatore (codice UP) (es. UP_ABCDEFG_1)
<b>data inizio evento</b>	gg/mm/aaaa	Data inizio dell'evento riportato
<b>ora inizio evento</b>	hh24:mi	Ora espressa in formato locale (quindi UTC+1 con DST) di inizio dell'evento
<b>data fine evento</b>	gg/mm/aaaa	Data di fine dell'evento riportato, maggiore o uguale alla data inizio. Se non presente, l'evento rimane aperto e la comunicazione ha valore fino a quando non viene chiusa con un apposito messaggio.
<b>ora fine evento</b>	hh24:mi	Ora espressa in formato locale (quindi UTC+1 con DST) di fine dell'evento. Può essere non valorizzata (unitamente al campo data fine evento) in caso di eventi aperti.
<b>Potenza</b>	Valore numerico eventualmente con decimali (separatore virgola)	Valore che esprime la potenza indisponibile complessiva relativa all'unità di produzione espressa in MW durante il periodo di inizio e fine evento

Per le serie storiche il periodo di riferimento è minimo 24 mesi. Il GSE si riserva di estendere totalmente o parzialmente le richieste di tali informazioni e quelle contenute nei paragrafi successivi anche ai titolari di unità di produzione non rilevanti.

### ***Informazioni a supporto della programmazione***

Al fine di assicurare che il programma predisposto per le unità di produzione rilevanti sia il più aderente possibile alla realtà e che i dati di produzione consuntivati vengano interpretati correttamente durante il processo di addestramento dei sistemi di previsione, è necessario che i referenti tecnici delle varie unità di produzione diano comunicazione al GSE, attraverso un portale informatico appositamente predisposto o attraverso altri strumenti specifici per i dispositivi mobili e secondo le modalità indicate nel documento DTF, delle indisponibilità che di volta in volta interessano le unità di propria competenza.

In particolare, sono previste due modalità di trasmissione delle indisponibilità: una modalità, detta semplificata (MS nel seguito) che è orientata al miglioramento delle previsioni per le attività di mercato; una modalità detta completa (MC nel seguito) che serve a consuntivare in modo definitivo le indisponibilità occorse il mese precedente al fine di poter addestrare meglio i sistemi previsionali.

Tali modalità di trasmissione non sono tra loro alternative ossia è necessario comunicare tempestivamente al GSE le indisponibilità che intervengono sull'unità di produzione attraverso MS e consuntivare una volta al mese, tutte le indisponibilità occorse il mese precedente attraverso la MC.

Nello specifico,

- ✓ MS è caratterizzata da una tempistica di trasmissione in linea con il verificarsi degli eventi che interessano le unità di produzione e da un contenuto informativo leggero.  
Essa è orientata a favorire una rapida azione da parte della Sala Mercato del GSE per l'eventuale correzione delle offerte su MGP e sui vari MI in prossimità degli orari di chiusura delle sessioni.
- ✓ MC consente di quadrare a livello di consuntivo mensile, le informazioni trasmesse nella prima modalità durante il mese precedente, specificando dettagli ulteriori (ad esempio, per indisponibilità legate ad impianti eolici, le turbine interessate), per consentire la corretta interpretazione dei dati di produzione misurati al fine dell'addestramento dei sistemi di previsione e valutare l'efficacia della comunicazione fornita in tempo reale.

### ***Informazioni trasmesse in MS***

Nella modalità semplificata è prevista la comunicazione al GSE da parte degli operatori e relativamente alle unità di produzione di propria competenza dei seguenti elementi:

**Tabella 8: Informazioni da trasmettere in modalità semplificata**

Nome campo	Formato	Descrizione
<b>Unità di produzione</b>	Codice alfanumerico	È il codice identificativo dell'unità di produzione cui il messaggio si riferisce, conosciuto al GSE e all'operatore (codice UP) (es. UP_ABCDEFG_1)
<b>data inizio evento</b>	gg/mm/aaaa	Data inizio dell'evento riportato
<b>ora inizio evento</b>	hh24:mi	Ora espressa in formato locale (quindi UTC+1 con DST) di inizio dell'evento
<b>data fine evento</b>	gg/mm/aaaa	Data di fine dell'evento riportato, maggiore o uguale alla data inizio. Se non presente, l'evento rimane aperto e la comunicazione ha valore fino a quando non viene chiusa con un apposito messaggio.
<b>ora fine evento</b>	hh24:mi	Ora espressa in formato locale (quindi UTC+1 con DST) di fine dell'evento. Può essere non valorizzata (unitamente al campo data fine evento) in caso di eventi aperti.
<b>Potenza</b>	Valore numerico eventualmente con decimali (separatore virgola)	Valore che esprime la potenza indisponibile complessiva relativa all'unità di produzione espressa in MW

Sono ammesse comunicazioni aperte, riferite ad eventi di cui non si conosce a priori la tempistica di risoluzione.

### ***Informazioni trasmesse in MC***

Nella modalità completa è prevista la comunicazione al GSE (entro il decimo giorno successivo al mese di competenza) da parte degli operatori e relativamente alle unità di produzione di propria competenza, dei seguenti elementi per ciascuno degli eventi (eventualmente già comunicati in MS) che ha interessato nel mese precedente l'unità di produzione:

**Tabella 9: Informazioni da trasmettere in modalità completa**

Nome campo	Formato	Descrizione
<b>Unità di produzione</b>	Codice alfanumerico	È il codice identificativo dell'unità di produzione cui il messaggio si riferisce, conosciuto al GSE e all'operatore (codice UP) (es. UP_ABCDEFG_1)
<b>data inizio evento</b>	gg/mm/aaaa	Data inizio dell'evento riportato
<b>ora inizio evento</b>	hh24:mi	Ora espressa in formato locale (quindi UTC+1 con DST) di inizio dell'evento
<b>data fine evento</b>	gg/mm/aaaa	Data di fine dell'evento riportato, maggiore o uguale alla data inizio. Se non presente, l'evento rimane aperto e la comunicazione ha valore fino a quando non viene chiusa con un apposito messaggio.
<b>ora fine evento</b>	hh24:mi	Ora espressa in formato locale (quindi UTC+1 con DST) di fine dell'evento. Può essere non valorizzata (unitamente al campo data fine evento) in caso di eventi aperti.
<b>Potenza</b>	Valore numerico eventualmente con decimali (separatore virgola)	Valore che esprime la potenza indisponibile complessiva relativa all'unità di produzione espressa in MW durante il periodo di inizio e fine evento

### 1.3. Trasferimento del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri alle unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili

La modalità di trasferimento alle unità rilevanti non programmabili RID/TFO del controvalore generato dalla partecipazione al MI segue lo scenario scelto in merito al trasferimento della quota residua del corrispettivo di sbilanciamento.

Nello specifico, qualora fosse ritenuta essere più idonea la modalità di trasferimento della quota residua puntuale, anche il controvalore MI verrà trasferito puntualmente secondo l'applicazione della seguente formula:

$$CNTR\_MI_i = \sum_{h=1}^n Q_{MI_h} \times (P_{MI_h} - P_{MGP_h})$$

Qualora lo scenario scelto di trasferimento della quota residua fosse invece quello attraverso il meccanismo di aggregazione, stabilizzazione e perequazione, il GSE provvederà dapprima ai conteggi relativi ad ogni fonte f, definibili come la sommatoria delle quantità accettate su MI, moltiplicate per la differenza tra il prezzo MI e il prezzo MGP.

In particolare, definito il controvalore per la partecipazione ai mercati infragiornalieri dell'unità i-esima come di seguito:

$$CNTR\_MI_i = \sum_{h=1}^n Q_{MI_h} \times (P_{MI_h} - P_{MGP_h})$$

Si determina il controvalore per fonte con:

$$CNTR\_MI_f = \sum_{i=1}^{J_f} CNTR\_MI_i = \sum_{i=1}^{J_f} \sum_{h=1}^n Q_{MI_{i,h}} \times (P_{MI_{i,h}} - P_{MGP_{i,h}})$$

dove:

- $Q_{MI_{i,h}}$  = quantità accettate sui mercati infragiornalieri, nel periodo rilevante h, relative alla unità i-esima i, che appartiene alla fonte f;

- $P_{MGP_{i,h}}$  = prezzo di vendita dell'energia elettrica nel periodo rilevante h, nella zona in cui ricade l'unità i-esima i;
- $P_{MI_{i,h}}$  = prezzo in esito alla sessione di mercato infragiornaliero per il periodo rilevante h, nella zona in cui ricade l'unità i-esima i;
- n= numero di periodi rilevanti relativi a offerte accettate sui mercati infragiornalieri per le unità  $j_f$ ;
- $j_f$  = numero di unità di produzione rilevanti di fonte f.

Tale valore viene in seguito perequato, in maniera similare a quanto accade per i corrispettivi di sbilanciamento, ripartendolo tra le unità di produzione che appartengono alla stessa fonte f.

**Perequazione del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri tra unità RID/TFO rilevanti non programmabili appartenenti alla stessa fonte**

Sia  $\overline{CNTR\_MI_f}$  la media del controvalore per la partecipazione ai mercati infragiornalieri delle unità rilevanti appartenenti alla stessa fonte f, così definita:

$$\overline{CNTR\_MI_f} = \frac{\sum_{i=1}^{J_f} CNTR\_MI_i}{J_f}$$

per  $J_f$  = numero di unità di produzione rilevanti di fonte f

Il meccanismo di perequazione modifica il controvalore di partecipazione a MI relativo ad ogni singola unità, sottraendo alla stessa un ammontare di perequazione per MI denominato

$APMI_i$ , positivo o negativo, tale che:

$$\sum_{i=1}^{J_f} CNTR\_MI_i = \sum_{i=1}^{J_f} (CNTR\_MI_i - APMI_i)$$

L'ammontare di perequazione per ogni unità  $i$ , viene definito dalla combinazione lineare identificata di seguito, al fine di diminuire la varianza dei controvalori di partecipazione a MI relativi alle unità rilevanti RID, appartenenti alla fonte  $f$ :

$$APMI_i = \left[ \varepsilon(CNTR\_MI_i - \overline{CNTR\_MI_f}) + (1 - \varepsilon) \frac{CNTR\_MI_i - \overline{CNTR\_MI_f}}{J_f} \right]$$

dove il parametro  $\varepsilon$  è compreso tra 0 e 1, similmente a quanto già esposto per i corrispettivi di sbilanciamento.

Il valore finale del controvalore di partecipazione a MI, determinato su base mensile e riferito allo stesso mese di competenza del trasferimento della quota residua, di ciascuna unità di produzione  $i$ , appartenente alla fonte  $f$ , derivante dall'applicazione del meccanismo di perequazione, viene definito  $VF\_MI_i$  ed è calcolato come segue:

$$VF\_MI_i = CNTR\_MI_i - APMI_i$$

Il GSE fissa a 1 il valore del *parametro di perequazione*  $\varepsilon$ , lasciandosi la possibilità di aggiornare successivamente tale valore sulla base di analisi svolte sui dati di consuntivo.

### ***Pubblicazione mensile dei corrispettivi mercati infragiornalieri***

Al fine di consentire al produttore di verificare il calcolo dei controvalori MI, il GSE, ad ogni unità rilevante RID/TFO, pubblicherà mensilmente, su apposito portale informatico accessibile tramite credenziali, le seguenti informazioni:

- Codice UP
- Codice istanza
- Data
- Periodo rilevante (ora)
- Tipologia offerta (acquisto / vendita)
- Zona di mercato
- Sessione del mercato infragiornaliero di riferimento

- $Q_{MI_{i,h,s}}$
- $P_{MI_{z,h,s}}$
- $P_{MGP_{z,h}}$
- $CNTR_{MI_i}$
- $\overline{CNTR_{MI}_f}$
- numero di unità di produzione della stessa fonte ( $J_j$ ) oggetto di trasferimento
- parametro  $\varepsilon$
- $VF_{MI_i}$

## **2. Trasferimento dei corrispettivi alle unità di produzione RID/TFO non rilevanti non programmabili**

### **2.1. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamenti alle unità di produzione RID/TFO non rilevanti non programmabili**

Per procedere all'individuazione della quota residua da imputare alle tipologie commerciali RID e TFO, il GSE ha sviluppato un settlement specifico in grado di indicare, per ogni aggregato zonale, lo sbilanciamento fisico attribuibile alle tipologie commerciali RID e TFO e di valorizzarlo secondo l'applicazione di quanto riportato in delibera AEEG 111/06 in termini di disciplina degli sbilanciamenti, secondo le modifiche introdotte con la delibera 522/2014.

Il GSE, per il suddetto calcolo, utilizza per ciascun regime commerciale (RID, TFO), allocato all'interno del punto di dispacciamento zonale delle unità di produzione non rilevanti non programmabili, i seguenti dati:

- i consuntivi della misura, su base mensile, impiegati nella valorizzazione dei benestare di cessione dell'energia di ogni singola UP e aggregati per regime commerciale;
- i programmi di produzione aggregati ed utilizzati, nell'ambito dell'offerta, per singolo regime commerciale.

Sulla base delle suddette grandezze fisiche, il GSE determina lo sbilanciamento fisico delle unità di produzione a cui applicare su base oraria i corrispettivi di sbilanciamento determinati da Terna, valorizzando così la quota residua da trasferire alle singole unità di produzione nelle modalità in seguito riportate.

I corrispettivi zionali della quota residua, associata alle unità di produzione RID/TFO, così determinati, sono stornati dal corrispettivo di sbilanciamento imputato da Terna al GSE mentre la restante parte è attribuita alla componente tariffaria A3.

Si presenta la necessità di dover dapprima provvedere alla ripartizione dei corrispettivi di quota residua tra i diversi regimi commerciali e successivamente di trasferire alle singole unità di produzione RID e TFO le quote residue ad esse imputabili.

Il GSE esonera mensilmente dal trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento le unità RID non rilevanti e TFO che non si sono viste beneficiare nessun corrispettivo di cessione. Si prevedono, inoltre, delle fasi di conguaglio secondo le tempistiche riportate nel Testo Integrato del Settlement Terna.

Calcolate le quote residue zonali  $OS_z$  associate allo sbilanciamento delle 6 zone mercato relative alle unità di produzione non rilevanti RID e alle unità TFO, si procede con la ripartizione verso le singole unità, attraverso le seguenti fasi:

- fase 1 – si applica un meccanismo di perequazione tra le zone di mercato;
- fase 2 – si provvede a ripartire puntualmente la quota residua, per ogni unità di produzione RID non rilevante e TFO.

### **Fase 1: Perequazione tra zone di mercato**

Sia  $mis_z$  la misura relativa alla zona di mercato  $z$  e  $mis_{TOT} = \sum_{z=1}^6 mis_z$  la sommatoria delle misure di ciascuna zona. Si definisce quota residua unitaria il rapporto:

$$OS_{unit} = \frac{OS_{TOT}^*}{mis_{TOT}}$$

dove  $OS_{TOT}^*$  è la quota residua totale  $OS_{TOT}$ , al netto della somma delle quote residue relative alle zone aventi misura nulla e, per ogni zona  $z$ :

$$OS_{unit_z} = \frac{OS_z}{mis_z}$$

(tale definizione non è applicabile per le zone  $z$  aventi  $mis_z$  pari a 0), con

$$OS_{TOT} = \sum_{z=1}^6 OS_z$$

per  $z = 1..6$  gli aggregati zonali di mercato.

Il meccanismo di perequazione modifica la quota residua relativa ad ogni singola zona, sottraendo alla stessa un ammontare di perequazione ( $AP_z$ ), positivo o negativo, tale che:

$$OS_{TOT} = \sum_{z=1}^6 OS_z = \sum_{z=1}^6 (OS_z - AP_z)$$

L'ammontare di perequazione per ogni zona  $z$  viene definito dalla combinazione lineare identificata di seguito, al fine di diminuire la varianza delle quote residue unitarie relative alle 6 zone di mercato:

$$AP_z = \begin{cases} 0 & \text{se } mis_z = 0 \\ \left[ \sigma(OS_{unit_z} - OS_{unit}) + (1 - \sigma) \frac{OS_{unit_z} - OS_{unit}}{6} \right] * mis_z & \text{se } mis_z \neq 0 \end{cases}$$

dove il parametro  $\sigma$  è compreso tra 0 e 1.

La quota residua di ciascuna zona  $z$ , derivante dall'applicazione del meccanismo di perequazione, viene definita  $\widetilde{OS}_z$  ed è calcolata come segue:

$$\widetilde{OS}_z = OS_z - AP_z$$

Si segnala che nel caso in cui  $\sigma$  sia pari a 1 si ottiene il caso per il quale le quote residue unitarie di ciascuna zona coincidono e risultano pari a  $OS_{unit}$ . In questo caso la quota residua perequata dipende solamente dalla misura relativa alla singola zona di mercato.

Il GSE fissa a 1 il valore del *parametro di perequazione* ( $\sigma$ ), lasciandosi la possibilità di aggiornare successivamente tale valore sulla base delle analisi svolte sui dati di consuntivo.

## **Fase 2: Ripartizione puntuale della quota residua**

Il trasferimento dei corrispettivi  $\widetilde{OS}_z$  alle singole unità di produzione RID non rilevanti e TFO per ciascuna zona mercato avviene proporzionalmente all'energia immessa in rete da ciascuna unità di produzione  $i$  nella zona  $z$  rispetto al totale dell'energia immessa in rete nella medesima zona  $z$ . In altri termini:

$$OS_i^{TR} = \frac{mis_i}{mis_z} \times \widetilde{OS}_z$$

### **2.2. Trasferimento dei corrispettivi del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri alle unità di produzione RID/TFO non rilevanti non programmabili**

Per procedere all'individuazione del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri da imputare alle tipologie commerciali RID e TFO, il GSE effettuerà prima i calcoli relativi ad ogni aggregato zonale data dalla sommatoria delle quantità accettate nelle varie sessioni dei MI, moltiplicate per la differenza tra il prezzo in esito ai MI e il prezzo in esito al MGP:

$$CNTR\_MI_{TOT,Z} = \sum_{h=1}^n Q_{MI_{z,h}} \times (P_{MI_{z,h}} - P_{MGP_{z,h}})$$

dove:

- $Q_{MI_{z,h}}$  = quantità accettate sui mercati infragiornalieri, nel periodo rilevante h e relative all'aggregato zonale z.
- $P_{MGP_{z,h}}$  = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona z in cui ricade l'aggregato zonale, nel periodo rilevante h;
- $P_{MI_{z,h}}$  = prezzo in esito alla sessione di mercato infragiornaliero nella zona z in cui ricade l'aggregato zonale, nel periodo rilevante h;
- n = numero di periodi rilevanti relativi a offerte accettate sui mercati infragiornalieri per l'aggregato zonale z.

Per stabilire il controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri da imputare alle sole unità RID e TFO, il GSE provvede a riproporzionare  $CNTR_{MI_{TOT,Z}}$  per ogni zona di mercato z, tramite il rapporto tra i quantitativi previsti e offerti su MGP per i regimi commerciali RID e TFO, e il totale offerto per l'intero aggregato zonale.

$$CNTR_{MI_z} = \frac{Q_{PREVRID,z}}{Q_{offz}} \times CNTR_{MI_{TOT,Z}}$$

dove:

- $Q_{offz}$  = quantità offerta su MGP, nel mese di competenza n, relativamente l'aggregato zonale delle unità non rilevanti non programmabili incluse nel contratto di dispacciamento del GSE e collocate nella zona z (tale quantità include quindi tutti i regimi commerciali gestiti dal GSE);
- $Q_{PREVRID,z}$  = quantità totale in esito ai sistemi previsionali del GSE per il mese n di competenza, relativamente le unità non rilevanti non programmabili RID e TFO collocate nella zona z offerta su MGP.

Prima di ripartire il risultato di tale operazione tra le singole unità di produzione RID e TFO, il GSE applica un meccanismo di perequazione tra le singole zone di mercato, in maniera analoga a quanto già esposto per i corrispettivi di sbilanciamento, quindi:

- fase 1 – si applica un meccanismo di perequazione tra le zone di mercato per i corrispettivi di partecipazione ai mercati infragiornalieri;
- fase 2 – si provvede a ripartire pro quota misura i suddetti corrispettivi, per ogni unità di produzione RID non rilevante e TFO.

## Fase 1: Perequazione tra zone di mercato del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri

Sia  $\overline{CNTR\_MI}$  la media dei controvalori per la partecipazione ai mercati infragiornalieri degli aggregati zonal, così definita:

$$\overline{CNTR\_MI} = \frac{\sum_{z=1}^6 CNTR\_MI_z}{6}$$

per  $z = 1..6$  gli aggregati zonal di mercato.

Il meccanismo di perequazione modifica il controvalore di partecipazione a MI relativo ad ogni singola zona, sottraendo alla stessa un ammontare di perequazione per MI denominato  $APMI_z$ , positivo o negativo, tale che:

$$\sum_{z=1}^6 CNTR\_MI_z = \sum_{z=1}^6 (CNTR\_MI_z - APMI_z)$$

L'ammontare di perequazione per ogni zona  $z$  viene definito dalla combinazione lineare identificata di seguito, al fine di diminuire la varianza dei controvalori di partecipazione a MI relative alle 6 zone di mercato:

$$APMI_z = \left[ \varepsilon (CNTR\_MI_z - \overline{CNTR\_MI}) + (1 - \varepsilon) \frac{CNTR\_MI_z - \overline{CNTR\_MI}}{6} \right]$$

dove il parametro  $\varepsilon$  è compreso tra 0 e 1, similmente a quanto già esposto per i corrispettivi di sbilanciamento.

Il valore finale del contributo di partecipazione a MI di ciascuna zona  $z$ , derivante dall'applicazione del meccanismo di perequazione, viene definito  $VF\_MI_z$  ed è calcolato come segue:

$$VF\_MI_z = CNTR\_MI_z - APMI_z$$

Il GSE fissa a 1 il valore del *parametro di perequazione*  $\varepsilon$ , lasciandosi la possibilità di aggiornare successivamente tale valore sulla base delle analisi svolte sui dati di consuntivo.

## **Fase 2: Trasferimento puntuale del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri**

Il trasferimento dei controvalori  $VF\_MI_z$ , alle singole unità di produzione RID non rilevanti e TFO per ciascuna zona mercato avviene proporzionalmente all'energia immessa in rete da ciascuna unità di produzione  $i$  nella zona  $z$  rispetto al totale dell'energia immessa in rete nella medesima zona  $z$ . In altri termini:

$$VF\_MI_i^{TR} = \frac{mis_i}{mis_z} \times VF\_MI_z$$

$VF\_MI_i^{TR}$  viene determinato, in corrispondenza della determinazione della quota residua, per lo stesso mese di competenza.

### ***Pubblicazione mensile dei controvalori di partecipazione mercati infragiornalieri***

Al fine di rendere tracciabile il calcolo dei controvalori MI, il GSE, ad ogni unità non rilevante non programmabile RID e TFO, pubblicherà mensilmente su apposito portale informatico, accessibile tramite credenziali, le seguenti informazioni:

- Codice impianto
- Codice istanza
- Data
- Periodo rilevante (ora)
- Tipologia offerta (acquisto / vendita)
- Zona di mercato
- Sessione del mercato infragiornaliero di riferimento
- $Q_{MI_{z,h,s}}$
- $P_{MI_{z,h,s}}$

- $P_{MGP_{z,h}}$
- $Q_{off}^{RID/TFO,z}$
- $Q_{off_z}$
- $CNTR_{MI_z}$
- $\overline{CNTR_{MI}}$
- parametro  $\varepsilon$ .
- $VF_{MI_z}$
- $mis_i$
- $mis_z$
- $VF_{MI_i}^{TR}$

### 3. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità di produzione non rilevanti programmabili

Il GSE si avvale di due criteri differenti per le unità non rilevanti RID/TFO programmabili. Tali unità vengono distinte tra quelle caratterizzate da potenza nominale maggiore di 1 MW e quelle di potenza nominale fino a 1 MW. Per quanto riguarda le unità con potenza nominale maggiore di 1 MW, il GSE mantiene le modalità operative vigenti tramite la deliberazione 280/07. Nello specifico si ritiene opportuno che per le unità di tale taglia, continui ad essere il produttore ad inviare al GSE il proprio programma di produzione, mentre per le unità fino a 1 MW di potenza nominale sarà il GSE ad elaborare i programmi di produzione da offrire su MGP.

In esito al programma di produzione inviato dalle unità di produzione maggiori di 1 MW, il GSE provvederà a calcolare lo sbilanciamento fisico orario attribuibile ad ogni singola unità come differenza tra la misura (la medesima utilizzata in fase di benessere della cessione) e lo stesso programma di produzione inviato dai produttori (nel caso di mancato invio del programma, si assume il programma pari a 0 per ogni periodo rilevante). Utilizzando la disciplina prevista dall'art. 40 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, il GSE provvederà a valorizzare detti sbilanciamenti e trasferire le quote residue ad ogni singola unità di produzione maggiore di 1 MW.

Per quanto riguarda le unità fino a 1 MW di potenza, la quota residua imputabile a tali unità di produzione sarà pari alla differenza tra:

- la quota residua calcolata dal GSE secondo i dati forniti da Terna, sull'intero aggregato delle unità di produzione non rilevanti programmabili

e

- la sommatoria delle singole quote residue calcolate dal GSE per le unità programmabili maggiori di 1 MW.

Infine, tale ammontare di quota residua, una volta sottoposto a un meccanismo di perequazione zonale, con cui si intende minimizzare le distanze delle quote residue unitarie zonali dalla quota residua unitaria media, viene ripartito tra le singole unità di produzione con potenza nominale fino a 1 MW, sulla base della misura utilizzata nella fase di benessere della cessione.

### **3.1. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità non rilevanti programmabili con potenza nominale maggiore di 1 MW**

Per tali unità il GSE prevede l'invio da parte del produttore di un programma di produzione da doversi utilizzare per i calcoli degli sbilanciamenti da attribuire ad ogni singola unità di produzione. Gli sbilanciamenti orari in esito alla differenza tra la misura oraria e il programma di produzione inviato al GSE dal produttore mediante l'ausilio di un apposito portale, già in esercizio, verranno valorizzati utilizzando le stesse regole valide per le unità programmabili secondo quanto stabilito all'articolo 40 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06.

Per ciascuna unità di produzione programmabile non rilevante RID/TFO maggiore di 1 MW, quindi, il GSE determinerà, la quota residua oraria secondo la seguente formula:

$$OS\_PRG_{i,h} = (C^{sbil}_{i,h} - P^Z_{i,h} \cdot Sbil_{i,h})$$

dove:

- $OS\_PRG_{i,h}$  = quota residua del corrispettivo orario di sbilanciamento relativo all'i-esima unità di produzione RID/TFO programmabile caratterizzata da potenza nominale maggiore di 1 MW;
- $C^{sbil}_{i,h}$  = corrispettivo di sbilanciamento attribuito dal GSE all'i-esima unità di produzione nell'ora h, calcolato in base alle medesime regole riportate dall'articolo 40 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;
- $P^Z_{i,h}$  = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui ricade l'i-esima unità di produzione per l'ora h;
- $Sbil_{i,h}$  = sbilanciamento effettivo attribuito dal GSE all'i-esima unità di produzione nell'ora h.

Il GSE procederà con l'attribuzione mediante trasferimento puntuale, all'i-esima unità di produzione (in questo caso alla singola unità di produzione non rilevante programmabile caratterizzata da potenza nominale maggiore di 1 MW), del corrispettivo:

$$OS\_PRG_i = \sum_{h=1}^n OS\_PRG_{i,h}$$

- dove n è il numero di ore mensili

pari alla somma algebrica, su base mensile, delle quote residue del corrispettivo orario di sbilanciamento relativo all'i-esima unità di produzione.

In tale scenario non viene attuato nessun meccanismo di compensazione tra unità di produzione e, per ogni mese, a ciascuna unità di produzione, sarà applicato il proprio corrispettivo di sbilanciamento.

### 3.2. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità non rilevanti programmabili fino a 1 MW di potenza nominale

Per ciascun punto di dispacciamento associabile all'intero aggregato zonale delle unità RID/TFO/TO non rilevanti programmabili, il GSE determinerà, secondo i dati di dettaglio degli sbilanciamenti comunicati da Terna, la quota residua oraria secondo la seguente formula:

$$OS_{z,h} = (C^{sbil}_{z,h} - P^Z_{z,h} \cdot Sbil_{z,h})$$

dove:

- $OS_{z,h}$  = quota residua del corrispettivo orario di sbilanciamento relativo allo z-esimo aggregato zonale non rilevante programmabile;
- $C^{sbil}_{z,h}$  = corrispettivo di sbilanciamento attribuito da Terna allo z-esimo aggregato zonale non rilevante programmabile nell'ora h, ai sensi dell'articolo 40 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;
- $P^Z_{z,h}$  = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui ricade lo z-esimo aggregato zonale non rilevante programmabile per l'ora h;
- $Sbil_{z,h}$  = sbilanciamento effettivo attribuito da Terna allo z-esimo aggregato zonale non rilevante programmabile nell'ora h.

Calcolata la quota residua attribuibile a ciascun punto di dispacciamento associabile all'intero aggregato zonale delle unità RID/TFO/TO non rilevanti programmabili:

$$OS_{AGGR,z} = \sum_{h=1}^n OS_{z,h}$$

- dove n è il numero di ore nel mese

- $z$  è la zona di mercato relativa al punto di dispacciamento dell'aggregato zonale delle unità RID/TFO/TO non rilevanti programmabili

viene quindi calcolata la quota residua attribuibile all'insieme delle unità non rilevanti programmabili maggiori di 1 MW, presenti in ciascun aggregato zonale:

$$OS_{AGGR\_>1MW,z} = \sum_{i=1}^k OS\_PRG_{i,z}$$

dove:

- $k$  è il numero di unità non rilevanti programmabili maggiori di 1MW, presenti in ciascun aggregato zonale
- $z$  è la zona di mercato dell'insieme delle unità non rilevanti programmabili maggiori di 1 MW, presenti nella medesima zona di mercato

Quindi, relativamente al calcolo delle quote residue da attribuire all'insieme delle unità di produzione non rilevanti programmabili fino a 1 MW di potenza nominale, presenti in ciascuna zona di mercato:

$$OS_z = OS_{AGGR,z} - OS_{AGGR\_>1MW,z}$$

dove:

- $z$  è la zona di mercato

Si effettua poi la ripartizione verso le singole unità con potenza nominale fino a 1 MW, attraverso le seguenti fasi

- *fase 1* – si applica un meccanismo di perequazione tra le zone di mercato;
- *fase 2* – si provvede a ripartire puntualmente la quota residua, per ogni unità di produzione RID/TFO programmabile non rilevante fino a 1 MW di potenza nominale, sulla base della misura utilizzata nella fase di benessere della cessione.

### **Fase 1: Perequazione tra zone di mercato**

Definita la quota residua totale delle unità con potenza nominale fino a 1 MW come:

$$OS_{TOT} = \sum_{z=1}^6 OS_z$$

- per  $z = 1..6$  le zone di mercato

considerando:

- $mis_z$  la misura relativa all'aggregazione delle unità RID/TFO/TO fino a 1 MW di potenza nominale, presenti in ciascuna zona di mercato  $z$
- $mis_{TOT} = \sum_{z=1}^6 mis_z$  la sommatoria delle misure delle unità RID/TFO/TO fino a 1 MW di potenza nominale

si definisce quota residua unitaria il rapporto:

$$OS_{unit} = \frac{OS_{TOT}^*}{mis_{TOT}}$$

dove  $OS_{TOT}^*$  è la quota residua totale  $OS_{TOT}$ , al netto della somma delle quote residue relative alle zone aventi misura nulla e, per ogni zona  $z$ , la quota residua unitaria zonale come:

$$OS_{unit_z} = \frac{OS_z}{mis_z}$$

Il meccanismo di perequazione modifica la quota residua relativa ad ogni singola zona, sottraendo alla stessa un ammontare di perequazione ( $AP_z$ ), positivo o negativo, tale che:

$$OS_{TOT} = \sum_{z=1}^6 OS_z = \sum_{z=1}^6 (OS_z - AP_z)$$

L'ammontare di perequazione per ogni zona  $z$  viene definito dalla combinazione lineare identificata di seguito, al fine di diminuire la varianza delle quote residue unitarie relative alle 6 zone di mercato:

$$AP_z = \begin{cases} 0 & \text{se } mis_z = 0 \\ \left[ \sigma(OS_{unit_z} - OS_{unit}) + (1 - \sigma) \frac{OS_{unit_z} - OS_{unit}}{6} \right] * mis_z & \text{se } mis_z \neq 0 \end{cases}$$

dove il parametro  $\sigma$  è compreso tra 0 e 1.

La quota residua di ciascuna zona  $z$ , derivante dall'applicazione del meccanismo di perequazione, viene definita  $\widetilde{OS}_z$  ed è calcolata come segue:

$$\widetilde{OS}_z = OS_z - AP_z$$

Il GSE fissa a 1 il valore del *parametro di perequazione*  $\sigma$ , lasciandosi la possibilità di aggiornare successivamente tale valore sulla base delle analisi svolte sui dati di consuntivo.

## **Fase 2: Ripartizione puntuale della quota residua**

Il trasferimento dei corrispettivi  $\widetilde{OS}_z$  alle singole unità di produzione RID/TFO non rilevanti programmabili fino a 1 MW di potenza nominale, per ciascuna zona mercato avviene proporzionalmente all'energia immessa in rete da ciascuna unità di produzione  $i$  nella zona  $z$ , rispetto al totale dell'energia immessa in rete nella medesima zona  $z$ . In altri termini:

$$OS_i^{TR} = \frac{mis_i}{mis_z} \times \widetilde{OS}_z$$

### ***Pubblicazione mensile del corrispettivo di sbilanciamento***

Al fine di consentire al produttore di verificare il calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento, il GSE pubblicherà mensilmente su apposito portale informatico le seguenti informazioni:

per ogni unità RID non rilevante programmabile con potenza nominale maggiore di 1 MW, a livello orario:

- Programma orario, utilizzato dal GSE nell'ambito dei Mercati del Giorno Prima (MGP) e utilizzato per il calcolo della quota residua per le unità RID;
- Energia immessa oraria dell'impianto (MWh), nel mese di riferimento;
- Prezzo valorizzazione offerte vendita MGP (Euro/MWh);
- Prezzo medio offerte vendita MSD (Euro/MWh);
- Prezzo medio offerte acquisto MSD (Euro/MWh);
- Segno sbilanciamento dell'aggregato zonale per ogni ora;
- Quota residua oraria.

per le unità RID/TFO non rilevanti programmabile fino a 1 MW di potenza nominale, a livello orario:

- Coefficiente di perequazione;
- Ammontare di perequazione;
- Quota residua zona;
- Misura della zona di appartenenza dell'unità;
- Misura impianto.

***Si fa presente che il GSE si riserva la facoltà di aggiornare le regole di trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento e controvalore MI applicate alle unità di produzione RID e TFO a seguito di aggiornamenti normativi e regolatori.***

#### **4. Conguagli relativi ai corrispettivi di sbilanciamento e al controvalore dei mercati infragiornalieri per il periodo compreso tra il 1 gennaio 2013 e il 31 dicembre 2014**

Per effetto della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/2014 e i sensi di quanto previsto dalla deliberazione 522/2014/R/eel, l'articolo 40, commi 40.4 e 40.5, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 nella versione precedente alla deliberazione 281/2012/R/efr trova applicazione in relazione agli sbilanciamenti imputabili alle fonti rinnovabili non programmabili nei giorni dal 1° gennaio 2013 fino al 31 dicembre 2014.

Pertanto Terna, entro il 31 dicembre 2014, è tenuta a completare i conguagli per il periodo indicato e, successivamente alla loro pubblicazione, il GSE procederà ad effettuare gli storni degli importi del corrispettivo dello sbilanciamento già fatturati ai produttori per l'ultimo trimestre del 2013 e il primo trimestre del 2014, mentre provvederà a trasferire ai produttori il controvalore di partecipazione al mercato infragiornaliero e il corrispettivo di sbilanciamento ad esso afferente per il periodo gennaio-febbraio 2013.

In particolare, per i punti di dispacciamento di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, il prezzo di sbilanciamento, nel caso in cui siano state presentate sul MGP offerte di vendita a prezzo non nullo oppure il programma post-MI di immissione sia differente dal programma post-MGP di immissione, è pari al prezzo di cui al comma 40.3 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, utilizzato da Terna per la valorizzazione degli sbilanciamenti delle UP non abilitate al MSD.

Pertanto, a seguito della pubblicazione dei suddetti conguagli da parte di Terna, il GSE, per le ore di partecipazione al MI, provvederà a trasferire alle unità di produzione RID e TFO il relativo controvalore MI e il corrispettivo di sbilanciamento associato secondo le modalità di trasferimento definite nel seguente documento.

#### **5. Corrispettivi a copertura dei costi del servizio**

##### ***Corrispettivi a copertura dei costi del servizio RID***

Nelle more dell'entrata in vigore del decreto di cui all'articolo 25, comma 3 della decreto legge n. 91 del 2014, vengono confermati per il 2015 i costi amministrativi sostenuti dal GSE per l'erogazione del servizio di ritiro dedicato, ivi inclusi quelli relativi ai servizi di previsione, programmazione e commercializzazione dell'energia.

Si fa presente che l'attuale corrispettivo è caratterizzato dalla presenza di una componente funzione della potenza dell'impianto ("Corrispettivo A") e di una componente funzione della valorizzazione dell'energia elettrica ceduta al GSE ("Corrispettivo B"). Si conferma, per ogni classe di potenza, una soglia annuale massima per impianto.

Si riporta nella tabella di seguito la valorizzazione dei corrispettivi applicabili a ciascuna classe di potenza per il periodo 1 gennaio - 31 dicembre 2015:

Costo del Servizio GSE			
Corrispettivo A		Corrispettivo B	
Classe potenza	€/kW	% Controvalore energia elettrica ceduta	soglia (€)
0<P<=200	0,50	0,20%	300
200<P<=1000	0,50	0,15%	1.500
1000<P<=10000	0,50	0,15%	6.000
P>10000	0,50	0,10%	7.000

### ***Corrispettivi a copertura dei costi del servizio TFO***

Nelle more dell'entrata in vigore del decreto di cui all'articolo 25, comma 3 della decreto legge n. 91 del 2014, vengono confermati per il 2015 i costi amministrativi sostenuti dal GSE, comprensivi dei servizi di previsione, programmazione e commercializzazione dell'energia per i produttori aderenti al regime di tariffa fissa onnicomprensiva. In particolare il corrispettivo "Costo del servizio TO/TFO" è determinato nel seguente modo:

$$\text{Costo del servizio TO/TFO} = [0,0005 (\text{€}) \times \text{Eito (kWh)} + 0,0005 (\text{€}) \times \text{Eirid (kWh)}]$$

dove:

Eito= Energia immessa netta remunerata a tariffa onnicomprensiva;

Eirid= Energia immessa remunerata in RID (nel corrispettivo di cessione) aumentata del fattore percentuale K che tiene conto del livello di tensione (solo nel caso di unità miste RID).