

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
684/2016/R/EEL**

**MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA:  
VALORIZZAZIONE DEGLI SBILANCIAMENTI EFFETTIVI -  
ULTERIORI INTERVENTI NELL'AMBITO DEL REGIME  
TRANSITORIO  
INTRODOTTO DALLA DELIBERAZIONE 444/2016/R/EEL**

*Mercato di incidenza: energia elettrica*

**24 novembre 2016**

## **Premessa**

*L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) con la deliberazione 444/2016/R/eel ha modificato la disciplina di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi introducendo un regime transitorio(cd. regime misto single/dual) volto a contrastare le strategie di programmazione non diligenti nei confronti del sistema adottate da diversi utenti del dispacciamento.*

*Il sistema misto è entrato in vigore già da agosto 2016 per le unità di consumo e le unità di produzione non abilitate diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili con applicazione dei prezzi duali agli sbilanciamenti effettivi eccedenti una banda pari a  $\pm 15\%$  del programma vincolante di immissione o prelievo. Il sistema entrato in vigore ad agosto 2016 prevede altresì una riduzione al  $\pm 7,5\%$  a partire da gennaio 2017 di tale banda. Sempre da gennaio 2017 il nuovo sistema troverà applicazione anche per le unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, mentre per le unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili rimarrà in vigore la disciplina previgente basata sul single price (in quanto per tali unità, che non possono beneficiare di una programmazione per portafoglio su base zonale, l'eventuale applicazione dei prezzi duali risulterebbe eccessivamente penalizzante).*

*Il presente documento per la consultazione illustra alcuni correttivi da apportare al sistema di valorizzazione misto single-dual price a partire da gennaio 2017 basati sul contesto di mercato previsto per il prossimo anno e sui risultati positivi derivanti dai primi mesi di applicazione del nuovo meccanismo; vengono inoltre fornite le prime indicazioni sulla riforma complessiva della disciplina degli sbilanciamenti basata su prezzi nodali che permetterà di superare il regime transitorio ex 444/2016/R/eel, riprendendo quanto già consultato in merito con il documento per la consultazione 368/2013/R/eel.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti in forma scritta entro e non oltre il 15 dicembre 2016.*

*È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità. In alternativa, osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.*

***Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico  
Dipartimento per la Regolazione - Progetto RDE  
Direzione Mercati – Unità Mercati elettrici all'Ingrosso  
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano  
Tel. 06-69791427 fax: 06-69791444  
e-mail: [regolazione@autorita.energia.it](mailto:regolazione@autorita.energia.it)  
[mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it)  
sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)***

## INDICE

1	<i>Introduzione</i>	5
2	<i>Il regime transitorio ex deliberazione 444/2016/R/eel: criteri, criticità e principali risultati</i>	5
2.a	Il sistema misto single-dual price	6
2.b	Efficacia del sistema misto single-dual price e principali criticità	8
3	<i>Aggiustamenti alla deliberazione 444/2016/R/eel ed ulteriori interventi</i>	9
3.a	Modifiche relative al segno dello sbilanciamento aggregato zonale	10
3.b	Aggiustamenti al sistema misto single-dual price	13
4	<i>La riforma di regime della disciplina degli sbilanciamenti</i>	15
4.a	Il valore dell'energia in tempo reale	15
4.b	L'attuale metodologia basata su macrozone statiche	17
4.c	Prossimi passi	19
	<i>Appendice</i>	22

## **1 Introduzione**

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del quadro entro il quale l'Autorità sta agendo per riformare a fondo la disciplina degli sbilanciamenti, sia in termini di riforma organica stabile, sia in termini di meccanismi transitori di immediata attuazione, finalizzati a contrastare le strategie di programmazione non diligente nei confronti del sistema, ampiamente descritte nel documento per la consultazione 316/2016/R/eel pubblicato lo scorso mese di giugno di cui, per facilitare la lettura, si riportano alcuni estratti in Appendice.
- 1.2 Il capitolo 2 ripercorre il percorso che ha portato l'Autorità all'adozione da agosto 2016 del sistema misto *single-dual price* per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, evidenziandone i principali risultati in termini di efficacia al contrasto alle strategie di programmazione non diligenti nei confronti del sistema; sono altresì riassunte le segnalazioni che sono pervenute dagli operatori in merito agli impatti attesi dall'attuazione della nuova disciplina.
- 1.3 Il capitolo 3 illustra alcuni aggiustamenti che l'Autorità ritiene opportuno apportare alla deliberazione 444/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 444/2016) a partire dal prossimo mese di gennaio, finalizzati a rendere la valorizzazione *single-dual price* più aderente alle effettive capacità di programmazione degli utenti del dispacciamento, pur mantenendone inalterata l'efficacia nel contrasto alle strategie di programmazione non diligenti nei confronti del sistema.
- 1.4 Nel capitolo 4 si delineano, infine, i principi cardine cui dovrà ispirarsi la riforma di regime degli sbilanciamenti, già anticipata nei documenti 368/2013/R/eel e 316/2016/R/eel, e si forniscono le prime indicazioni sulle modalità e i tempi di implementazione di tale riforma.

## **2 Il regime transitorio ex deliberazione 444/2016/R/eel: criteri, criticità e principali risultati**

- 2.1 Come rappresentato nel documento per la consultazione 316/2016/R/eel (cui si rinvia per tutti i dettagli) nel corso degli ultimi anni le anomalie legate alla determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale hanno causato un disallineamento fra il prezzo di sbilanciamento e il vero valore dell'energia scambiata in tempo reale (correlato all'effettivo sbilanciamento del sistema). Ciò ha favorito l'adozione da parte di numerosi utenti del dispacciamento di strategie di programmazione non diligenti nei confronti del sistema<sup>1</sup> e comportato un

---

<sup>1</sup> Per strategie di programmazione non diligenti nei confronti del sistema si intendono comportamenti contrari ai principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza riportati all'articolo 14, comma 14.6, della deliberazione 111/06, quali, ad esempio, quelli riportati nei box 1 e 2 del documento per la consultazione 316/2016/R/eel.

significativo incremento del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse per il mercato del servizio di dispacciamento (di seguito: corrispettivo *uplift*) al cui ammontare concorre anche il saldo fra i proventi e gli oneri legati alla valorizzazione degli sbilanciamenti.

- 2.2 Per contrastare tale fenomeno l'Autorità ha tempestivamente:
- avviato nel mese di giugno un procedimento per l'adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di regolazione asimmetrica nei confronti degli utenti del dispacciamento sospettati di aver attuato – nel passato - comportamenti non diligenti (deliberazione 342/2016/E/eel), contemporaneamente intimando a tali soggetti la cessazione ex nunc delle condotte tenute sino a quel momento; il procedimento è tuttora in corso e i primi provvedimenti sono attesi per il mese di dicembre p.v.;
  - introdotto, a partire dall'1 agosto, una regolazione *erga omnes* basata su un sistema misto *single-dual price* per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per le unità non abilitate alla fornitura di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: unità non abilitate) (deliberazione 444/2016).

**2.a Il sistema misto single-dual price**

- 2.3 Il sistema misto *single-dual price* differenzia le modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi a seconda dell'entità dello sbilanciamento stesso (che comporta il passaggio da *single* a *dual pricing*):
- agli sbilanciamenti rientranti in una banda standard pre-definita sono applicati dei prezzi di sbilanciamento dipendenti esclusivamente dal segno dello sbilanciamento aggregato zonale (cosiddetto *single pricing*); tali prezzi sono riassunti nella tabella 1.
  - agli sbilanciamenti eccedenti la banda standard sono applicati dei prezzi di sbilanciamento che dipendono sia dal segno dello sbilanciamento aggregato zonale, sia dal segno dello sbilanciamento effettivo di ciascuna unità (cosiddetto *dual pricing*); tali prezzi sono riassunti nella tabella 2.

TABELLA 1 – *SINGLE PRICING* PER LE UNITÀ DI CONSUMO (SBILANCIAMENTI DENTRO LA BANDA)

	<b>Sbilanciamento UC positivo</b>	<b>Sbilanciamento UC negativo</b>
<b>Sbilanciamento aggregato zonale positivo</b>	UC riceve Min ( $P_{MGP}$ , media $P_{MB\downarrow}$ )	UC paga Min ( $P_{MGP}$ , media $P_{MB\downarrow}$ )
<b>Sbilanciamento aggregato zonale negativo</b>	UC riceve Max ( $P_{MGP}$ , media $P_{MB\uparrow}$ )	UC paga Max ( $P_{MGP}$ , media $P_{MB\uparrow}$ )

TABELLA 2 – DUAL PRICING PER LE UNITÀ DI CONSUMO (SBILANCIAMENTI ECCEDENTI LA BANDA)

	Sbilanciamento UC positivo	Sbilanciamento UC negativo
Sbilanciamento aggregato zonale positivo	UC riceve Min ( $P_{MGP}$ , media $P_{MB\downarrow}$ )	UC paga $P_{MGP}$
Sbilanciamento aggregato zonale negativo	UC riceve $P_{MGP}$	UC paga Max ( $P_{MGP}$ , media $P_{MB\uparrow}$ )

Dove:

- i) lo sbilanciamento aggregato zonale è calcolato con riferimento alle macrozone Nord e Sud, come definite dalla deliberazione 525/2014/R/eel.
- ii)  $P_{MGP}$  è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica (di seguito: prezzo zonale) accettate nella zona in cui è localizzata l'unità di consumo riferito al medesimo periodo rilevante;
- iii) *media*  $P_{MB\downarrow}$  è la media ponderata sui volumi dei prezzi delle offerte di acquisto (offerte a scendere) accettate sul mercato di bilanciamento (di seguito: MB) nel medesimo periodo rilevante nella macrozona in cui è localizzata l'unità di consumo, al netto delle offerte accettate per il servizio di regolazione secondaria di frequenza;
- iv) *media*  $P_{MB\uparrow}$  è la media ponderata sui volumi dei prezzi delle offerte di vendita (offerte a salire) accettate su MB nel medesimo periodo rilevante nella macrozona in cui è localizzata l'unità di consumo, al netto delle offerte accettate per il servizio di regolazione secondaria di frequenza.

- 2.4 Il sistema misto *single-dual price* è in vigore da agosto 2016 per le unità di consumo (UC) e per le unità di produzione non abilitate ma programmabili (UPNAP) (cioè diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili): per il periodo agosto 2016 – dicembre 2016 la banda standard è stata posta pari a  $\pm 15\%$  del programma vincolante in immissione o prelievo<sup>2</sup>; è previsto che a partire da gennaio 2017 l'ampiezza della banda standard si riduca, attestandosi ad un  $\pm 7,5\%$  del programma vincolante in immissione o prelievo.
- 2.5 Per quanto riguarda invece le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (di seguito: unità di produzione FRNP), ad agosto, l'Autorità ha ritenuto di posticipare l'entrata in vigore del meccanismo di valorizzazione *single-dual price*, anche per allineare temporalmente tale riforma alla modifica delle regole di accesso e di funzionamento del mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD), volta a consentire la partecipazione delle fonti rinnovabili e della domanda alla fornitura delle risorse (si veda il documento per

<sup>2</sup> Per le unità non abilitate il programma vincolante in prelievo coincide con l'insieme delle offerte accettate sui mercati del giorno prima e infragiornaliero.

consultazione 298/2016/R/eel). In particolare, con riferimento alle fonti rinnovabili la deliberazione 444/2016 ha previsto:

- a) per le unità di produzione FRNP non rilevanti<sup>3</sup>, l'entrata in vigore del sistema misto *single-dual price* da gennaio 2017 con una banda standard pari a  $\pm 7,5\%$  del programma vincolante in immissione (in analogia a quanto previsto per le unità di consumo); a tali unità di produzione è lasciata tuttavia la facoltà di optare in alternativa per il regime previsto dalla deliberazione 522/2014/R/eel, con valorizzazione degli sbilanciamenti a prezzo zonale e applicazione di una componente perequativa per gli sbilanciamenti rientranti in una banda pari a  $\pm 8\%$  del programma vincolante in immissione e applicazione dei prezzi duali agli sbilanciamenti eccedenti tale banda<sup>4</sup>.
- b) per le unità di produzione FRNP rilevanti il mantenimento del regime previgente; ciò in quanto per tali unità (che non possono beneficiare di un'aggregazione fisica nell'ambito del dispacciamento che consentirebbe di compensare su base statistica gli errori di previsione del singolo impianto) l'applicazione dei prezzi duali risulterebbe penalizzante.

## **2.b Efficacia del sistema misto single-dual price e principali criticità**

- 2.6 L'applicazione del sistema misto *single-dual price* e l'intimazione di cui alla deliberazione 342/2016/E/eel hanno efficacemente disincentivato l'adozione di strategie di programmazione non diligenti nei confronti del sistema, consentendo di ridurre significativamente gli oneri di dispacciamento a carico dei clienti. In particolare il saldo fra i proventi e gli oneri dei corrispettivi di sbilanciamento<sup>5</sup> si è drasticamente ridotto, passando dagli oltre 5 €/MWh raggiunti ad aprile 2016 a circa 0,60 €/MWh di luglio<sup>6</sup> e a poco più di 0,35 €/MWh di agosto 2016<sup>7</sup>. Ciò è

---

<sup>3</sup> Le unità di produzione non rilevanti sono quelle di taglia inferiore a 10 MVA

<sup>4</sup> L'applicazione dei prezzi duali agli sbilanciamenti eccedenti la banda dell'8% è coerente con lo spirito della deliberazione 522/2014/R/eel che intende lasciare agli utenti del dispacciamento titolari di unità di produzione FRNP la possibilità di optare fra un regime analogo a quello delle unità di consumo e un regime perequativo all'interno di bande differenziate per fonte con applicazione del medesimo regime delle unità di consumo per gli sbilanciamenti eccedenti tali bande.

<sup>5</sup> Componente a) del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui all'articolo 44 della deliberazione 111/06. I dati di consuntivo delle varie componenti sono pubblicati mensilmente da Terna.

<sup>6</sup> La riduzione di luglio è un effetto da ascrivere alla pubblicazione della deliberazione 342/2016/E/eel con la quale l'Autorità aveva intimato gli utenti del dispacciamento oggetto del procedimento ad adottare una condotta in linea con i principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza.

<sup>7</sup> L'ulteriore riduzione di agosto è legata all'introduzione del meccanismo *single-dual price* che ha rafforzato l'intimazione di cui alla deliberazione 342/2016/E/eel. Il dato di consuntivo di settembre non è ancora stato pubblicato da Terna, ancorché le attività settlement per questo mese si siano già concluse. Le informazioni acquisite dall'Autorità nell'ambito del monitoraggio dei mercati confermano comunque il

da ascrivere sia a un contenimento dei prezzi di sbilanciamento (con un differenziale rispetto al prezzo zonale più contenuto rispetto ai mesi precedenti) sia a una significativa riduzione dei volumi di sbilanciamento, vero frutto positivo dei provvedimenti sopracitati.

- 2.7 Sembrano invece permanere comportamenti non diligenti da parte di alcuni utenti del dispacciamento titolari di unità di produzione escluse dall'applicazione della deliberazione 444/2016/R/eel e in merito ai quali l'Autorità sta effettuando opportuni approfondimenti, anche al fine di avviare interventi sanzionatori.
- 2.8 In particolare, gli utenti del dispacciamento titolari di unità di produzione FRNP non rilevanti ritengono che le modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti previste a partire da gennaio 2017 siano eccessivamente penalizzanti in quanto l'errore medio di programmazione di queste unità dipende fortemente sia dalla tipologia di fonte che dalle dimensioni del portafoglio zonale e in molti casi, pur adottando le migliori pratiche per una corretta programmazione, lo sbilanciamento potrebbe risultare significativamente superiore alla banda del  $\pm 7,5\%$  prevista per l'applicazione dei prezzi duali.
- 2.9 I titolari delle unità di consumo legate a processi industriali con profilo non facilmente prevedibile e gestite nell'ambito di portafogli di dimensioni limitate lamentano invece l'incremento dei costi (in realtà la riduzione dei proventi da sbilanciamento) legato all'applicazione dei prezzi duali agli sbilanciamenti eccedenti la banda standard; l'aggravio risulterebbe particolarmente significativo a partire da gennaio 2017 con l'entrata in vigore della banda standard del  $\pm 7,5\%$ .
- 2.10 I titolari delle unità di produzione combinata di energia elettrica e calore evidenziano le difficoltà di programmazione delle immissioni in rete di energia elettrica a causa dell'aleatorietà dei processi industriali cui sono asservite che si riflettono sul loro volume di sbilanciamento.

### **3 Aggiustamenti alla deliberazione 444/2016/R/eel ed ulteriori interventi**

- 3.1 Stante quanto riportato nel capitolo precedente e in parziale accoglimento delle istanze ricevute, l'Autorità ritiene opportuno apportare degli aggiustamenti alla disciplina di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi a valere da gennaio 2017 senza, tuttavia, perdere in efficacia in termini di contrasto delle strategie di programmazione non diligenti nei confronti del sistema.
- 3.2 Più precisamente, come descritto nel dettaglio nei paragrafi successivi, l'Autorità intende

---

trend di riduzione dell'entità degli sbilanciamenti anche per i mesi di settembre e ottobre, soprattutto per quanto riguarda le unità di consumo.

- a) posticipare la data (ad oggi prevista all'1 gennaio 2017) di riduzione della banda standard per le unità di consumo e le unità di produzione non abilitate diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili dal  $\pm 15\%$  al  $\pm 7,5\%$  e per l'avvio del sistema misto *single-dual price* per le FRNP non rilevanti, nonché confermare il mantenimento del regime esistente per le FRNP rilevanti (si veda il paragrafo 3.b);
- b) anche in considerazione delle evidenze empiriche emerse dalle istruttorie in corso, bilanciare l'intervento di cui alla lettera a) con una modifica delle modalità di calcolo del segno sbilanciamento aggregato zonale, volto ad approssimare meglio l'effettivo sbilanciamento del sistema (si veda il paragrafo 3.a).

### **3.a Modifiche relative al segno dello sbilanciamento aggregato zonale**

- 3.3 La regolazione attualmente vigente definisce lo sbilanciamento aggregato zonale come la somma algebrica, cambiata di segno, delle quantità di energia elettrica approvvigionate da Terna ai fini del bilanciamento nell'ambito di MSD con riferimento ad un dato periodo rilevante e a ciascuna macrozona. Questa modalità è in vigore dal 2010<sup>8</sup> in quanto fino al 2009 lo sbilanciamento aggregato zonale era calcolato sommando algebricamente gli sbilanciamenti effettivi delle unità di produzione e consumo localizzate in ciascuna macrozona.
- 3.4 A suo tempo l'Autorità aveva ritenuto opportuno modificare le modalità di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale per:
- a) favorire l'armonizzazione del mercato italiano con i mercati europei in quanto un calcolo basato sulle offerte accettate su MSD avrebbe consentito la pubblicazione dei prezzi di sbilanciamento più vicino al tempo reale, in linea con le migliori pratiche degli altri mercati del continente (maggiore trasparenza nel calcolo del segno);
  - b) superare le criticità legate alle frequenti e significative rettifiche ai dati di misura che comportavano la revisione degli sbilanciamenti effettivi attribuiti a ciascuna unità di produzione e consumo con contestuale revisione dello sbilanciamento aggregato zonale e dei relativi prezzi di sbilanciamento; passare ad un meccanismo basato sulle offerte accettate su MSD avrebbe svincolato il segno dello sbilanciamento aggregato zonale dai dati di rettifica (maggiore stabilità nel calcolo del segno) e dalle performance delle imprese distributrici in materia di gestione dei dati di misura (maggiore precisione nel calcolo del segno)
- 3.5 L'Autorità nel 2010 era conscia che il calcolo basato sulle offerte accettate su MSD non teneva conto dello scambio di risorse di bilanciamento fra le macrozone

---

<sup>8</sup> È stata introdotta con la deliberazione ARG/elt 84/09 con decorrenza 1 gennaio 2010.

(di seguito: flussi di bilanciamento interzonali), ma all'epoca questo fenomeno risultava di dimensioni contenute<sup>9</sup> e non atto a influenzare in modo sistematico il segno dello sbilanciamento aggregato zonale.

- 3.6 Negli anni successivi, a fronte di un cambio di paradigma nella gestione della rete di trasmissione nazionale legato anche all'entrata in esercizio di nuove infrastrutture di interconnessione e alle dinamiche di riduzione del carico e aumento della produzione rinnovabile, l'Autorità ha effettuato alcuni approfondimenti sulla possibilità di inserire correttivi alle modalità di calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale finalizzati a tenere traccia dei flussi di bilanciamento interzonali; non si è tuttavia ritenuto opportuno adottare alcun intervento in tal senso in quanto, come rappresentato nella parte motiva della deliberazione 444/2016/R/eel:
- a) le modifiche per contabilizzare il contributo dei flussi di bilanciamento interzonali richiedono un adeguato periodo di test da parte di Terna per verificarne la robustezza e, pertanto, non risultano implementabili in tempi brevi;
  - b) in ogni caso una modifica del segno dello sbilanciamento aggregato zonale con il mantenimento delle attuali macrozone è una misura di contrasto efficace solamente nei confronti di condotte non diligenti legate alla prevedibilità del segno dello sbilanciamento stesso (cfr box 1 del documento per la consultazione 316/2016/R/eel), ma non sterilizza i comportamenti legati al differenziale fra i prezzi zonali (cfr box 2 del documento per la consultazione 316/2016/R/eel).
- 3.7 Dal momento che continuano a perdurare strategie di programmazione non diligenti nei confronti del sistema da parte delle unità di produzione FRNP rilevanti (alle quali si è deciso di non applicare il sistema misto *single-dual price*), l'Autorità ha effettuato ulteriori approfondimenti sui possibili interventi implementabili in tempi brevi sul segno dello sbilanciamento aggregato zonale, al fine di contrastare quantomeno le condotte non diligenti legate alla prevedibilità del segno.
- 3.8 L'unica misura che sembrerebbe fattibile in tempi rapidi è il ritorno alla modalità di determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale in vigore fino al 2009, basata sull'acquisizione dei dati di misura delle immissioni e dei prelievi effettivi. In altre parole dal 2017 il segno dello sbilanciamento aggregato zonale verrebbe svincolato dall'attivazione delle risorse su MSD ex ante e MB per tornare ad essere calcolato come somma degli sbilanciamenti effettivi delle unità

---

<sup>9</sup> In realtà con un calcolo del segno su base macrozonale si tiene conto dei flussi di bilanciamento scambiati fra le diverse zone riunite in un'unica macrozona; nel 2010 quello che era considerato non rilevante erano gli scambi di risorse fra le diverse macrozone.

di produzione e consumo localizzate all'interno di ciascuna macrozona<sup>10</sup>. Il segno sarebbe determinato in corrispondenza del settlement mensile (all'inizio del mese m+2) e rimarrebbe immutato in presenza di rettifiche di settlement o rettifiche tardive ai dati di misura<sup>11</sup>.

- 3.9 Quanto proposto avrebbe il pregio di superare il disallineamento fra il segno dello sbilanciamento aggregato zonale e lo sbilanciamento effettivo di ciascuna macrozona<sup>12</sup>, rendendo, quindi, il segno complessivamente meno prevedibile e più legato alle strategie di programmazione adottate dagli operatori. Il riallineamento fra i prezzi di sbilanciamento e il valore dell'energia in tempo reale non sarebbe, invece, garantito, in quanto gli sbilanciamenti effettivi continuerebbero ad essere valorizzati su base macrozonale e, pertanto, su una dimensione spaziale diversa dalla dimensione nodale che è, invece, rilevante per il valore dell'energia in tempo reale, come meglio descritto nel capitolo 4 del presente documento.
- 3.10 Di contro i prezzi di sbilanciamento potranno essere pubblicati solamente all'inizio del mese m+2 in quanto per la loro determinazione è necessario attendere l'acquisizione da parte di Terna dei dati di misura opportunamente aggregati, rilevanti per la determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale; è opportuno sottolineare come debba essere valutata la compatibilità di questa scadenza con quanto previsto dal Regolamento UE 543/2013 che prevede l'obbligo di pubblicazione dei prezzi di sbilanciamento "appena possibile" senza tuttavia indicare un limite temporale; si ritiene comunque che la nuova scadenza sia sostenibile considerati gli effetti complessivamente assai positivi ai fini della tutela dei consumatori con la riduzione dell'*uplift*.
- 3.11 Inoltre il segno dello sbilanciamento aggregato zonale potrebbe essere distorto in caso di mancata o errata contabilizzazione dei dati di misura da parte delle imprese distributrici: quest'ultimo aspetto, che era risultato particolarmente

---

<sup>10</sup> Il calcolo sarebbe effettuato secondo le vigenti regole di settlement: Terna calcolerebbe l'energia attribuita a ciascun utente del dispacciamento in prelievo tenendo conto dell'energia effettivamente prelevata dai punti di prelievo trattati su base oraria e dell'energia di competenza del medesimo utente del dispacciamento sulla base dei criteri di profilazione convenzionale per i punti di prelievo soggetti a trattamento per fasce o monorario e per i punti di prelievo relativi all'illuminazione pubblica; per gli utenti del dispacciamento in immissione si farebbe, invece, riferimento all'energia effettivamente immessa, utilizzando le regole di profilazione previste dal TIS per i punti di immissione dotati di misuratore per fasce.

<sup>11</sup> In questo modo si garantirebbe stabilità ai prezzi di sbilanciamento che sarebbero esenti dalle rettifiche.

<sup>12</sup> La mancata contabilizzazione dei flussi di bilanciamento interzonali rende meno preciso il segno dello sbilanciamento aggregato zonale. Di contro il miglioramento delle performance di gestione dei dati di misura adottato dalle imprese distributrici consente di superare le problematiche di precisione nel calcolo del segno che si erano riscontrate nel 2009 quando molti dati di misura non pervenivano nei tempi previsti del settlement o, se pervenivano, risultavano affetti da errori o anomalie non trascurabili.

rilevante nel 2009, oggi è meno significativo stante anche il trasferimento del servizio di aggregazione delle misure dalle imprese distributrici all'Acquirente Unico nell'ambito del Sistema Informativo Integrato, recentemente disposto dall'Autorità.

- Q.1 Si concorda con il ritorno ad una modalità di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale basata sulle misure effettive di immissione e prelievo? Si intravedono criticità in merito a questo approccio?*
- Q.2 Qualora l'implementazione del segno non fosse immediatamente disponibile per le attività di settlement di marzo (competenza gennaio con le tempistiche attuali), si ritiene fattibile posticipare il settlement di competenza gennaio in modo da poterlo gestire con la nuova modalità di calcolo del segno? Oppure si ritiene preferibile mantenere le attuali tempistiche con la modalità di calcolo del segno attualmente vigente?*
- Q.3 Si ritiene vi possono essere soluzioni alternative implementabili in tempi brevi e finalizzate a rendere il segno dello sbilanciamento aggregato zonale coerente l'effettivo sbilanciamento del sistema?*

### **3.b Aggiustamenti al sistema misto single-dual price**

- 3.12 La modalità di determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale basata sulle misure effettive di immissione e prelievo rappresenta una efficace misura di contrasto delle condotte descritte nel box 1 del documento per la consultazione 316/2016/R/eel (contrastate dalla nuova modalità di calcolo del segno) mentre non ha efficacia con riferimento alle condotte descritte nel box 2 del medesimo documento (si vedano in appendice i due box citati).
- 3.13 Per contrastare anche queste ultime condotte e mantenere l'efficacia complessiva della regolazione a disincentivo delle strategie di programmazione non diligenti nei confronti del sistema, occorre, pertanto, mantenere in essere anche il sistema misto *single-dual price* che rappresenta l'unica misura ad oggi implementabile per prevenire le condotte non diligenti basate sul differenziale di prezzo fra le zone all'interno di una soglia ritenuta sostenibile per il sistema<sup>13</sup>.
- 3.14 Sul tema, in particolare, i primi riscontri emersi nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 342/2016/R/eel e delle attività di monitoraggio dei mercati elettrici hanno evidenziato come:
- a) le unità di consumo tendono a trarre beneficio da tutti i differenziali di prezzo esistenti all'interno della macrozona Sud;

---

<sup>13</sup> In teoria analoghi effetti potrebbero essere ottenuti con una revisione della struttura macrozonale, ma, per quanto disposto dal DL 91/14, tale revisione è possibile solamente nell'ambito della riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti.

- b) le unità di produzione FRNP traggono beneficio prevalentemente dal differenziale esistente fra zona Sud e Sicilia<sup>14</sup>.
- 3.15 Con l'entrata in esercizio dell'elettrodotto Sorgente – Rizziconi<sup>15</sup> i prezzi delle zone Sicilia e Sud risultano allineati nella maggioranza delle ore: significativi differenziali si hanno prevalentemente nelle ore serali, quando il carico rimane elevato e si registra una riduzione della produzione rinnovabile nell'isola. Permangono, invece, frequenti differenziali di prezzo fra le zone Centro Nord e Centro Sud, (anche se di valore non sempre elevato) soprattutto in presenza di criticità lato continente che generano rilevanti flussi di energia da Sud verso Nord finalizzati all'esportazione verso l'Europa.
- 3.16 Lato unità di produzione FRNP il problema sembrerebbe, quindi, fortemente mitigato già dal contesto di mercato: invero potrebbero essere poste in essere condotte non diligenti nelle ore serali per sfruttare il differenziale elevato fra le zone Sud e Sicilia, ma ciò sarebbe poco significativo in quanto la produzione rinnovabile in queste ore sarebbe ridotta<sup>16</sup>. Lato unità di consumo, invece, rimarrebbero in essere ampi spazi sia con riferimento al differenziale serale elevato fra Sicilia e Sud sia con riferimento agli altri differenziali all'interno della macrozona Sud.
- 3.17 Per questo motivo, anche accogliendo parzialmente quanto segnalato dagli operatori in merito all'impatto dei prezzi duali sulle quotidiane attività di programmazione, l'Autorità ritiene misura di contrasto sufficiente l'estensione a tutto il 2017 delle modalità semplificate di applicazione del sistema misto *single-dual price* già in vigore per il periodo agosto 2016 – dicembre 2016 prevedendo, pertanto:
- a) una banda standard pari a  $\pm 15\%$  rispetto al programma vincolante in immissione e prelievo per le unità di consumo e le unità di produzione non abilitate diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
  - b) il mantenimento per le unità di produzione FRNP, sia rilevanti sia non rilevanti, della regolazione vigente basata sulla scelta fra il regime perequativo di cui alla deliberazione 522/2014/R/eel e la valorizzazione *single pricing* sull'intero volume di sbilanciamento, senza alcuna applicazione dei prezzi duali.
- 3.18 In altre parole la scadenza di riduzione della banda standard per le unità di consumo e le unità di produzione non abilitate programmabili e di avvio del

---

<sup>14</sup> Sono le zone di mercato in cui c'è maggiore concentrazione di tali unità.

<sup>15</sup> Entrato in esercizio il 28 maggio 2016, ma in realtà in funzionamento stabile solamente dal mese di settembre a causa di diversi guasti che ne hanno causato l'indisponibilità per diverse settimane nel periodo estivo.

<sup>16</sup> Gli impianti fotovoltaici ampiamente presenti in queste zone sarebbero non attivi.

sistema misto *single-dual price* per le unità di produzione FRNP è posticipata di un anno.

- 3.19 La misura proposta consente, in particolare, di evitare l'applicazione del *single-dual price* alle unità di produzione FRNP in attesa dell'apertura a tali fonti della partecipazione a MSD che dovrebbe trovare applicazione nel corso del 2017 nell'ambito della prima fase del progetto di riforma del dispacciamento elettrico (cosiddetta fase RDE-1 come descritta nel documento per la consultazione 298/2016/R/eel).
- 3.20 Le condotte adottate dagli utenti del dispacciamento titolari di unità di produzione FRNP saranno comunque oggetto di attento monitoraggio finalizzato a evidenziare eventuali strategie di programmazione non diligenti nei confronti del sistema.
- 3.21 L'eventuale prolungamento delle modalità semplificate di applicazione del *single-dual price* anche successivamente al 2017 (quindi con ulteriore posticipo della data di riduzione della banda e di avvio del *single-dual price* per le unità di produzione FRNP) – o l'eventuale adozione di altre modalità – sarà valutato dall'Autorità in funzione delle tempistiche di implementazione della soluzione di regime, dell'andamento atteso dei mercati dell'energia e del perdurare o meno di strategie di programmazione non diligenti nei confronti del sistema. Le decisioni in merito saranno comunque rese note agli operatori con anticipo rispetto all'entrata in vigore delle stesse<sup>17</sup>.

Q.4 Si concorda con l'estensione a tutto il 2017 delle modalità semplificate di attuazione della deliberazione 444/2016/R/eel già previste per il periodo agosto – dicembre 2016?

Q.5 Quali sono le tempistiche minime entro cui sarebbe opportuno siano definite le modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per l'anno 2018 (in termini di applicazione del sistema misto *single-dual price*)?

## 4 La riforma di regime della disciplina degli sbilanciamenti

### 4.a Il valore dell'energia in tempo reale

- 4.1 Come già evidenziato nei documenti per la consultazione 368/2013/R/eel e 316/2016/R/eel la riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti deve avere come obiettivo una valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi il più possibile coerente con il valore dell'energia scambiata nel tempo e nello spazio,

<sup>17</sup> Il tema potrebbe essere affrontato a latere della consultazione sull'implementazione della soluzione di regime programmata preliminarmente entro luglio 2017.

vale a dire in tempo reale e nella porzione di territorio dove si inietta o si preleva dalla rete pubblica, a sua volta indicatore dell'equilibrio complessivo fra immissioni e prelievi in tempo reale.

4.2 Per una corretta determinazione dei prezzi di sbilanciamento tre sono i fattori da tenere in considerazione:

- a) la dimensione spaziale: il valore dell'energia potrebbe variare di nodo in nodo per effetto delle congestioni delle rete rilevante; quanto più l'algoritmo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento prende in considerazione una rappresentazione puntuale della rete rilevante, tanto più tali prezzi rifletteranno in modo corretto il valore dell'energia elettrica ivi scambiata;
- b) la dimensione temporale: il valore dell'energia elettrica varia teoricamente in ogni istante per effetto delle oscillazioni della domanda e della produzione anche rinnovabile, di accidentalità, etc; più contenuto è l'intervallo di tempo entro cui sono calcolati i prezzi di sbilanciamento maggiore è l'aderenza di questi rispetto al vero valore dell'energia in tempo reale; ad oggi in Italia i prezzi di sbilanciamento sono calcolati su base quartoraria solamente per le unità abilitate alla presentazione di offerte su MSD (di seguito: unità abilitate), mentre per tutte le altre unità la regolazione è oraria;
- c) la dimensione merceologica: il valore dell'energia elettrica scambiata in tempo reale è basato sulle sole offerte di servizi di dispacciamento utilizzate per il bilanciamento del sistema, attivate secondo un ordine di merito economico che tenga conto delle congestioni sulla rete rilevante; non devono quindi concorrere alla determinazione dei prezzi di sbilanciamento tutte le offerte attivate per soddisfare il fabbisogno di altri servizi, quali, ad esempio, , potenza di cortocircuito minima, regolazione di tensione, etc.

4.3 Le dimensioni temporale e merceologica sono correlate fra di loro: in particolare i prezzi di sbilanciamento dovrebbero riflettere il valore delle risorse attivate per il bilanciamento aventi dinamiche coerenti con l'orizzonte temporale entro cui detti prezzi sono calcolati<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Ad esempio nei mercati di tipo *self dispatch* la riserva secondaria è attivata in funzione dell'effettivo sbilanciamento del sistema, come risultante una volta nettate tutte le azioni interne di bilanciamento attuate dai singoli *balance responsible parties* all'interno dei propri portafogli: in questi mercati la regolazione secondaria svolge effettivamente un compito di bilanciamento delle posizioni degli operatori e il suo valore rileva per valorizzare sbilanciamenti effettivi computati su un orizzonte temporale coerente con le dinamiche, veloci, di questo servizio. Viceversa nei mercati *central dispatch* la regolazione secondaria è lo strumento con cui il gestore del dispacciamento gestisce in tempo reale gli scostamenti rispetto alle previsioni di immissione e prelievo utilizzate nella fase di programmazione ex-ante per il redispacciamento del sistema; in tali contesti il bilanciamento delle posizioni degli operatori è affidato alla riserva terziaria, attivata sia in sede di programmazione sia nella fase di bilanciamento in tempo reale. Sulla base di questo assunto l'Autorità con la deliberazione 444/2016/R/eel ha pertanto ritenuto opportuno escludere già nella fase transitoria le offerte accettate per regolazione secondaria dal computo dei prezzi di sbilanciamento.

4.4 La dimensione merceologica è altresì correlata con la dimensione spaziale: il valore dell'energia in tempo reale in un dato nodo della rete può essere legato a risorse di bilanciamento attivate nel nodo stesso o in altri nodi della rete. In sostanza per la determinazione di un corretto segnale di prezzo occorre tenere in considerazione tutte le risorse di dispacciamento (locali e non) che concorrono a garantire il bilanciamento in un dato nodo. In altre parole il valore dell'energia in un dato nodo è dato dal valore dell'offerta marginale che contribuisce a bilanciare uno sbilanciamento unitario (1 MW) nel medesimo nodo, compatibilmente con i vincoli della rete di trasmissione.

#### **4.b L'attuale metodologia basata su macrozone statiche**

4.5 L'attuale metodologia di valorizzazione degli sbilanciamenti basata su ambiti geografici macrozonalmente definiti a priori per periodi di durata pluriennale si è dimostrata inefficace a fornire segnali di prezzo coerenti con il valore dell'energia scambiata: in particolare l'approccio sino ad ora seguito, prevedendo prezzi di sbilanciamento univoci a livello macrozonale, tiene poco conto della dimensione spaziale che dovrebbe, invece, coincidere con il singolo nodo della rete. In aggiunta, i prezzi di sbilanciamento sono ad oggi calcolati sulla base di tutte le offerte attivate da Terna sul mercato di bilanciamento, ivi incluse eventuali risorse attivate per fabbisogno di servizi diversi dai bilanciamenti: in particolare per sbilanciamenti aggregati zionali positivi contano solamente le offerte a scendere e viceversa per sbilanciamenti aggregati zionali negativi. Ciò non consente di tenere in considerazione il reale dispacciamento delle risorse di bilanciamento<sup>19</sup> e non assegna il reale valore marginale dell'energia.

4.6 In altre parole l'attuale metodologia è inefficace per almeno tre motivi:

- a) sceglie un perimetro statico diverso dal singolo nodo della rete assumendo che non vi siano vincoli attivi all'interno;
- b) assume che quel perimetro sia isolato dal resto del sistema ossia assume che gli scambi di risorse di bilanciamento con altri perimetri siano irrilevanti per la determinazione del prezzo di bilanciamento all'interno del perimetro;
- c) assume che all'interno del perimetro gli sbilanciamenti positivi/negativi siano compensati solamente da risorse a scendere/salire senza tenere conto dei possibili redispacciamenti interni al perimetro che si rendono necessari per la gestione delle congestioni.

4.7 Come già evidenziato al paragrafo 3.9, passare ad una modalità di calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale basato sulle misure effettive non risolve il problema. Tale approccio, infatti, allinea lo sbilanciamento aggregato

---

<sup>19</sup> Per compensare uno sbilanciamento negativo (maggiore carico) potrebbe rendersi necessario, per effetto di congestioni sulla rete, attivare risorse a salire in un dato nodo e risorse a scendere in un altro nodo; il valore dell'energia elettrica deve riflettere questo specifico dispacciamento.

zonale con lo sbilanciamento effettivo di ciascuna macrozona, ma non tiene conto delle congestioni effettive sulla rete rilevante, portando comunque a prezzi di sbilanciamento calcolati su perimetri statici e non su perimetri coerenti con gli effettivi flussi di energia (mancanza della dimensione spaziale). La situazione non migliora neanche sul piano della dimensione merceologica, in quanto la nuova metodologia non cambia la modalità di determinazione dei prezzi di sbilanciamento.

- 4.8 Anche passare ad una valorizzazione degli sbilanciamenti su base zonale con segno dello sbilanciamento aggregato calcolato in funzione delle misure effettive non è risolutiva. Invero i prezzi di sbilanciamento avrebbero una dimensione (la zona) più vicina a quella rilevante per il valore dell'energia in tempo reale (il nodo), tuttavia ogni zona sarebbe ragionevolmente caratterizzata da un prezzo di sbilanciamento diverso<sup>20</sup>, anche in assenza di congestioni: la dimensione spaziale non sarebbe considerata correttamente, in quanto il valore dell'energia in tempo reale, in assenza di congestioni, dovrebbe essere identico in ogni nodo della rete al netto di variazioni dovute alle perdite. In aggiunta, in assenza di risorse attivate sul mercato del bilanciamento in una data zona, il prezzo di sbilanciamento risulterebbe automaticamente pari al prezzo zonale, in quanto non si terrebbe conto del contributo al bilanciamento proveniente da altre zone, rilevante sia in chiave spaziale che merceologica.
- 4.9 La disciplina degli sbilanciamenti non può infine prescindere dalle disposizioni in materia di trasparenza previste dal regolamento europeo 543/2013 che all'articolo 17 prevede la pubblicazione dei prezzi di sbilanciamento "*appena possibile*". Ad oggi, con la metodologia di determinazione del segno basata sulle offerte accettate su MSD, Terna pubblica i prezzi di sbilanciamento all'inizio del mese  $m+1$ , tuttavia i dati rilevanti per la loro determinazione (volumi delle offerte accettate, prezzi massimi, minimi e medi) sono comunque disponibili entro il giorno successivo a quello di consegna. Con una metodologia basata sulle misure effettive, come già detto nel paragrafo 3.10, la pubblicazione dei prezzi di sbilanciamento slitterebbe al mese  $m+2$ <sup>21</sup>, quindi con un mese di ritardo rispetto alle tempistiche attuali.
- 4.10 Per questi motivi l'Autorità ritiene fondamentale passare entro il 2017 ad una valorizzazione degli sbilanciamenti che superi l'approccio macrozonale (o zonale) statico in favore di una soluzione che differenzi i prezzi di sbilanciamento in funzione delle congestioni effettive sulla rete rilevante e che, nel contempo,

---

<sup>20</sup> Il prezzo di sbilanciamento sarebbe legato alle offerte accettate su MSD relativamente a unità abilitate localizzate in quella data zona.

<sup>21</sup> Invero i dati rilevanti sui volumi e i prezzi delle offerte accettate continuerebbero a essere resi disponibili al più il giorno successivo a quello di consegna, tuttavia tali dati non sarebbero più sufficienti per determinare i prezzi di sbilanciamento in quanto il segno dello sbilanciamento aggregato zonale non sarebbe più dipendente dai volumi accettati su MSD.

garantisca una celere pubblicazione dei prezzi di sbilanciamento, in analogia con quanto già effettuato in altri mercati e nello spirito delle disposizioni europee sulla trasparenza. Una possibile soluzione potrebbe essere data da una valorizzazione *single pricing* basata su prezzi nodali, con applicazione alle unità non abilitate di prezzi medi computati su base zonale<sup>22</sup>.

- 4.11 In ogni caso sino a quando non sarà possibile introdurre la metodologia di regime in grado di allineare i segnali di prezzo con il valore dell'energia scambiata in tempo reale l'Autorità ritiene fondamentale mantenere in essere una regolazione che incentivi la diligenza nella programmazione e non consenta di arbitrare strumentalmente tra prezzo del mercato del giorno prima e il prezzo di sbilanciamento. Con una soluzione di regime efficace nel fornire segnali di prezzo allineati con il valore dell'energia in tempo reale potranno, invece, essere valutati strumenti specifici finalizzati all'arbitraggio "sano"; ad esempio si potrebbero valutare soluzioni quali le unità virtuali descritte nel documento 368/2013/R/eel, dove si prevedeva, sulla base di un meccanismo analogo a quello implementato in altri mercati quali quelli americani PJM e New England, di permettere a unità prive di sottostante fisico (virtuali appunto) di partecipare al mercato del giorno prima con l'obbligo di comprare/vendere l'energia sottostante le offerte accettate in tale mercato al prezzo di sbilanciamento.

#### ***4.c Prossimi passi***

- 4.12 Come già anticipato nel documento per la consultazione 316/2016/R/eel, l'Autorità intende procedere con la determinazione dei prezzi nodali per il sistema elettrico nazionale: tali valori saranno da prima utilizzati nell'ambito del monitoraggio del funzionamento dei mercati.
- 4.13 A tal proposito, contestualmente all'adozione delle misure transitorie per l'anno 2017 di cui al capitolo 3, si intende dare mandato a Terna al fine di definire entro il primo trimestre 2017 una proposta di determinazione dei prezzi nodali che sia coerente con la struttura del mercato MSD e con la sua articolazione nelle fasi di programmazione *ex-ante* e bilanciamento. Tale proposta dovrà riportare quantomeno la metodologia di determinazione dei prezzi, l'insieme dei nodi<sup>23</sup> rilevanti ai fini del calcolo, il processo di acquisizione ed elaborazione dei dati necessari al calcolo.
- 4.14 Entro l'inizio del 2017 è atteso altresì conferimento del mandato a Terna, a seguito del documento per la consultazione 298/2016/R/eel, di aggiornare il

---

<sup>22</sup> Intesa come media dei prezzi nodali.

<sup>23</sup> L'insieme dei nodi dipende dal livello di approfondimento che sarà disposto da Terna. Dovrebbero essere rilevanti tutti i nodi della rete di trasmissione nazionale a 380 kV e 220 kV; da valutare, invece in quale misura includere i nodi delle reti di trasmissione a 150 kV e 132 kV.

Codice di Rete per consentire l'apertura di MSD alla domanda e alle fonti rinnovabili non programmabili.

- 4.15 Nel contempo l'Autorità intende pubblicare, a inizio 2017, un ulteriore documento di consultazione recante un approfondimento sull'utilizzo dei prezzi nodali per la determinazione del valore dell'energia scambiata in tempo reale, recante anche una panoramica delle soluzioni adottate a livello internazionale sul tema.
- 4.16 Verso la metà del 2017, tenuto conto delle osservazioni che perverranno dagli operatori in esito alle consultazioni e in funzione delle indicazioni che saranno contenute nel futuro regolamento europeo sul bilanciamento elettrico (che si auspica possa essere definitivamente approvato in comitologia entro i primi mesi del prossimo anno), l'Autorità valuterà se utilizzare i prezzi nodali ai fini della valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, nonché se disporre comunque una loro pubblicazione ai fini della trasparenza dei mercati, oppure se limitarne l'utilizzo a sole finalità interne alla regolazione.
- 4.17 L'Autorità auspica di poter rendere noti i propri orientamenti in materia entro luglio 2017, unitamente ad un orientamento definitivo in merito alla modalità di valorizzazione a regime degli sbilanciamenti effettivi.
- 4.18 Qualora si dovesse optare per una soluzione basata sui prezzi nodali, si evidenzia fin d'ora che:
- a) la consultazione sugli orientamenti finali sarà accompagnata da simulazioni sulla distribuzione dei prezzi nodali sulla rete di trasmissione, in modo da fornire agli operatori qualche dato numerico concreto che consenta di giudicare in modo più efficace la nuova metodologia;
  - b) sarà pianificato un periodo di prove in bianco (che possa iniziare già negli ultimi mesi del 2017, previa approvazione delle necessarie modifiche al Codice di Rete) in cui i prezzi nodali siano calcolati e pubblicati unitamente ai prezzi di sbilanciamento calcolati con la metodologia vigente (con questi ultimi che continueranno ad essere rilevanti per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi);
  - c) sarà reso disponibile a cura di Terna uno storico dei prezzi nodali quantomeno per l'intero anno 2017, in modo da fornire sufficienti dati storici agli operatori<sup>24</sup>.
- 4.19 Indipendentemente dalla metodologia che sarà adottata, è comunque intenzione dell'Autorità prevedere l'entrata in vigore della riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti al più tardi con decorrenza 1 gennaio 2018.

---

<sup>24</sup> Si fa presente che lo storico dei prezzi nodali sarà inevitabilmente basato sulle curve di offerta effettivamente presentate dagli operatori sui vari mercati e basate sull'attuale metodologia di calcolo degli sbilanciamenti. Con una nuova metodologia nodale, infatti, non si può escludere che il comportamento degli operatori sui mercati possa risultare differente.

- Q.6 Si condividono le modalità e le tempistiche di implementazione della riforma sopra riportate?*
- Q.7 Si hanno proposte alternative rispetto all'utilizzo dei prezzi nodali? Descriverne i dettagli evidenziando come tali proposte riescano a fornire segnali di prezzo coerenti con il valore dell'energia in tempo reale nelle sue dimensioni temporale, spaziale e merceologica. Tali proposte saranno analizzate nella consultazione prevista a inizio 2017 unitamente all'approfondimento sui prezzi nodali.*

## Appendice

Il presente documento fa in alcuni punti riferimento a quanto descritto dall'Autorità nel documento per la consultazione 316/2016/R/eel di seguito si riportano, per agevolare la lettura, i due "box" di approfondimento che erano inclusi in tale documento.

### **Box n. 1 – flussi di bilanciamento interzonali e segno dello sbilanciamento aggregato zonale**

Si ipotizzi che in esito ai mercati dell'energia la macrozona B stia importando 500 MWh dalla zona A e che nella fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento Terna attivi offerte a salire nella macrozona B per esigenze di sicurezza del sistema per complessivi 700 MWh compensate dall'attivazione di offerte a scendere in altre macrozone (al fine di mantenere bilanciato il sistema): in esito a tale azione il flusso di energia sull'interconnessione fra le due zone diventa pari a 200 MWh in esportazione dalla macrozona B verso la zona A. Si supponga che le unità di produzione e consumo nella macrozona B abbiano uno sbilanciamento complessivo positivo di 100 MWh, compensato in tempo reale dall'intervento a scendere di risorse locali (regolazione secondaria o terziaria) senza quindi alterare il transito sull'interconnessione.

Sommando le sole movimentazioni occorse sul mercato per il servizio di dispacciamento si otterrebbe nella macrozona B uno sbilanciamento aggregato zonale negativo pari a 600 MWh (offerte a salire per 700 MWh in fase di programmazione e 100 MWh di offerte a scendere in tempo reale), valore non rappresentativo dell'effettivo sbilanciamento delle unità di produzione e consumo localizzate nella medesima macrozona. (positivo per 100 MWh).

La differenza fra il calcolo del segno basato sulle movimentazioni sul mercato per il servizio di dispacciamento e il segno effettivo dello sbilanciamento delle unità di produzione e consumo è legata alla mancata contabilizzazione dei flussi interzonali di bilanciamento. Rispetto agli esiti del mercato dell'energia, infatti, la macrozona B esporta 200 MWh (legati all'attivazione di offerte a salire nella fase di programmazione) invece che importare 500 MWh. Assimilando l'interconnessione ad un impianto di produzione/consumo virtuale, nei mercati dell'energia tale impianto virtuale si ritroverebbe a immettere in rete 500 MWh, mentre in esito al mercato per il servizio di dispacciamento esso preleverebbe 200 MWh: in altri termini è come se per questo impianto virtuale fosse stata accettata sul mercato per il servizio di dispacciamento un'offerta a scendere pari a 700 MWh. Se l'algoritmo di calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale tenesse conto di questa movimentazione virtuale, si otterrebbe uno sbilanciamento aggregato zonale negativo pari a 100 MWh allineato con quello complessivo delle unità di produzione e consumo.

L'attuale metodologia di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale non tiene tuttavia conto degli impianti virtuali legati all'interconnessione fra le macrozone di

bilanciamento. Ciò comporta distorsioni sistematiche nella determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato che sovente risulta basato su offerte accettate per esigenze di esercizio in sicurezza del sistema, spesso indipendenti dallo sbilanciamento effettivo delle locali unità di produzione e consumo. Con riferimento all'esempio sopra riportato il segno risulterebbe strutturalmente negativo per effetto dell'attivazione di offerte a salire, dando origine ad un prezzo di sbilanciamento tendenzialmente elevato. Una situazione di questo tipo ripetuta per un numero significativo di ore indurrebbe gli utenti del dispacciamento a programmare nella macrozona B immissioni inferiori (o prelievi superiori) a quelle effettive per poter sbilanciare positivamente in tempo reale e trarre vantaggio dal prezzo di sbilanciamento elevato.

#### **Box n. 2 – arbitraggi fra zone di mercato interne alla stessa macrozona**

Si consideri una macrozona di bilanciamento data dall'insieme delle zone di mercato A e B e si ipotizzi che nel mercato del giorno prima la zona A abbia sistematicamente un prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta inferiore alla zona B.

Si consideri poi un utente del dispacciamento che abbia nel suo portafoglio impianti di produzione non rilevanti localizzati in entrambe le zone di mercato.

In tali condizioni l'utente del dispacciamento sarebbe incentivato a concentrare le proprie offerte di vendita nella zona di mercato B (quella a prezzo più elevato) limitando le offerte nella zona di mercato A (a prezzo più basso), pur mantenendo inalterati i volumi complessivamente offerti (calcolati in modo da riflettere la produzione attesa complessiva nelle due zone) all'interno della macrozona. In sede di settlement poi gli impianti della zona B sbilancerebbero negativamente mentre gli impianti nella zona A avrebbero uno sbilanciamento positivo: essendo localizzati nella medesima macrozona tali impianti sarebbero esposti al medesimo prezzo di sbilanciamento e, pertanto, gli oneri legati allo sbilanciamento negativo sarebbero compensati dai ricavi associati allo sbilanciamento positivo (a meno di errori di stima sulla produzione).

L'utente del dispacciamento potrebbe, quindi, massimizzare i propri ricavi sul mercato dell'energia, sbilanciando volontariamente in modo non coerente ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza, senza tuttavia alcun onere in termini di sbilanciamento (fatti salvi gli errori di stima sulla produzione complessiva nella macrozona). In altre parole l'utente potrebbe arbitrare fra i differenti prezzi zionali con rischi particolarmente contenuti.

Analogha situazione potrebbe verificarsi anche con riferimento alle unità di consumo, per il tramite del corrispettivo di non arbitraggio<sup>25</sup>. Un utente del dispacciamento in

<sup>25</sup> Tale corrispettivo, per quanto attiene gli sbilanciamenti, è pari al prodotto fra un corrispettivo unitario (differenza fra prezzo unico nazionale di valorizzazione delle offerte di acquisto e prezzo zonale di valorizzazione delle offerte di vendita nel mercato del giorno prima) e lo sbilanciamento effettivo

prelievo sarebbe, infatti, incentivato a concentrare le proprie offerte di acquisto nella zona a prezzo più basso (zona A) pur mantenendo inalterati i volumi complessivamente offerti all'interno della macrozona. Sul mercato del giorno prima nulla cambierebbe in quanto in entrambe le zone sarebbe applicato il Prezzo Unico Nazionale. A livello di settlement del servizio di dispacciamento, ipotizzando per semplicità che il Prezzo Unico Nazionale sia intermedio fra i due prezzi zonali di vendita<sup>26</sup>:

- a) l'unità di consumo riferita alla zona A sbilancerebbe positivamente incassando il prezzo di sbilanciamento e il corrispettivo di non arbitraggio<sup>27</sup>;
- b) l'unità di consumo riferita alla zona B sbilancerebbe negativamente pagando il prezzo di sbilanciamento, ma incassando anch'essa il corrispettivo di non arbitraggio<sup>28</sup>.

Nel complesso l'operatore non sarebbe esposto ai corrispettivi di sbilanciamento (al netto di errori di stima sul prelievo complessivo all'interno della macrozona), ma incasserebbe un vantaggio dai corrispettivi di non arbitraggio che risulterebbe correlato alla differenza fra i due prezzi zonali<sup>29</sup>.

---

associato a ciascuna unità di consumo: l'utente del dispacciamento riceve questo corrispettivo se positivo e lo versa al sistema se negativo. Si veda per i dettagli l'articolo 41 della deliberazione 111/06.

<sup>26</sup> Il risultato finale sarebbe comunque identico con qualsiasi valore del Prezzo Unico Nazionale.

<sup>27</sup> Sbilanciamento positivo moltiplicato per un corrispettivo unitario positivo in quanto il Prezzo Unico Nazionale di acquisto risulta superiore al prezzo zonale. In totale l'utente del dispacciamento incassa per ciascun MWh sbilanciato la differenza fra il Prezzo Unico Nazionale e il prezzo zonale della zona A.

<sup>28</sup> Sbilanciamento negativo moltiplicato per un corrispettivo unitario negativo in quanto il Prezzo Unico Nazionale di acquisto risulta inferiore al prezzo zonale. In totale l'utente del dispacciamento incassa per ciascun MWh sbilanciato la differenza fra il prezzo zonale della zona B e il Prezzo Unico Nazionale.

<sup>29</sup> Nell'ipotesi di sbilanciamenti perfettamente identici in valore assoluto, il vantaggio complessivo sarebbe esattamente pari alla differenza fra i due prezzi zonali.